



HAL
open science

Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes

Héloïse Dutrieux

► To cite this version:

Héloïse Dutrieux. Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Autre. Ecole Centrale de Lille, 2015. Français. NNT : 2015ECLI0021 . tel-01491053

HAL Id: tel-01491053

<https://theses.hal.science/tel-01491053>

Submitted on 16 Mar 2017

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.

N° d'ordre : 279

ECOLE CENTRALE DE LILLE

THESE

Présentée en vue
d'obtenir le grade de

DOCTEUR

En

Spécialité : Génie Electrique

Par

Héloïse DUTRIEUX

DOCTORAT DELIVRE PAR L'ECOLE CENTRALE DE LILLE

Titre de la thèse :

Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes.

Soutenue le 03 novembre 2015 devant le jury d'examen :

Président	<i>Xavier ROBOAM, Directeur de Recherches CNRS, LAPLACE</i>
Rapporteur	<i>Hamid BEN AHMED, Maître de Conférences HDR, ENS Rennes, SATIE</i>
Rapporteur	<i>Raphaël CAIRE, Maître de Conférences HDR, Grenoble INP ENSE3, G2Elab</i>
Membre	<i>Julien BECT, Professeur Adjoint de l'Ecole CentraleSupélec, L2S</i>
Membre	<i>Manuel MATOS, Professeur, Universidade do Porto, DEEC</i>
Membre	<i>Fabrizio PILO, Professeur, Università degli Studi di Cagliari, DIEE</i>
Codirecteur de thèse	<i>Bruno FRANCOIS, Professeur, Ecole Centrale de Lille, L2EP</i>
Codirecteur de thèse	<i>Gauthier DELILLE, Ingénieur-Docteur, EDF R&D</i>

Thèse préparée dans le Laboratoire L2EP
Ecole Doctorale SPI 072 (Lille I, Lille III, Artois, ULCO, UVHC, EC Lille)
PRES Université Lille Nord-de-France

Remerciements

Je remercie chaleureusement tous ceux qui ont contribué à ce projet de thèse. Ces travaux de recherche ont été effectués en collaboration avec le Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP), le département Economie, Fonctionnement et Etudes des Systèmes Energétiques (EFESE) d'EDF R&D et le Laboratoire des Signaux et Systèmes (L2S). Cette thèse a bénéficié de l'appui financier de l'Agence Nationale de Recherche (ANR) *via* le projet APOTEOSE.

Je tiens tout d'abord à remercier Bruno FRANCOIS, Professeur de l'Ecole Centrale de Lille, qui a dirigé mes travaux au cours de ces trois années. J'ai particulièrement apprécié ses relectures attentives et rapides et ses conseils avisés en communication et valorisation des résultats.

J'adresse toute ma gratitude à Gauthier DELILLE, Ingénieur-Docteur à EDF R&D, qui s'est fortement investi dans le pilotage de ces travaux de thèse. Gauthier m'a toujours prodigué des remarques scientifiques constructives et des conseils utiles en communication et gestion de projet. Je lui suis très reconnaissante d'avoir partagé son expérience et sa passion pour la recherche et le développement des réseaux électriques.

Je remercie chaleureusement Julien BECT, Professeur Adjoint de l'Ecole CentraleSupélec, qui m'a apporté un solide appui scientifique en approximation et optimisation de fonctions par krigeage. Julien s'est montré pédagogue et passionné et m'a toujours transmis des suggestions pertinentes sur mes travaux de thèse. Cela a été un véritable plaisir de travailler avec lui.

Je souhaite également remercier Antoine MINAUD et Guillaume PELTON, Ingénieurs à ERDF, pour avoir suivi de près ces travaux et m'avoir permis de découvrir différentes facettes du métier de gestionnaire de réseau de distribution.

Je suis très honorée que Hamid BEN AHMED, Maître de Conférences HDR à l'ENS Rennes, et Raphaël CAIRE, Maître de Conférences HDR à Grenoble INP ENSE3, aient accepté d'expertiser le présent mémoire. Leurs questions et observations m'ont été fort utiles pour préparer la soutenance de thèse et améliorer le mémoire. J'adresse également mes vifs remerciements à Xavier ROBOAM, Directeur de Recherches CNRS au Laboratoire PLAsma et Conversion d'Energie (LAPLACE), Manuel MATOS, Professeur de Universidade do Porto, et Fabrizio PILO, Professeur de Università degli Studi di Cagliari, qui m'ont fait l'honneur d'évaluer mes travaux lors de la soutenance.

Au cours de ces trois années, j'ai eu la chance de travailler dans une très bonne ambiance grâce à mes collègues d'EDF R&D, du L2EP et du L2S. Je les remercie tous chaleureusement pour m'avoir fait vivre une expérience enrichissante autant sur le plan scientifique que sur le plan humain. Merci en particulier à : Gilles M., pour son optimisme, son soutien et ses conseils avisés, Carmen C. et Marjorie C., pour leur entrain et leur écoute dans les moments difficiles, Juliette M., pour sa générosité et ses encouragements constants, et enfin Guido C., Vera E., Mathias F., Juliana M., Bruno I., Xingyu Y., Ghislain D., Sylvio N., Reda B., Bilquis M. et Yuan L., pour tous les bons moments passés ensemble.

Je souhaite également témoigner ma reconnaissance à ma belle-famille, Claude, Odile et Robin, pour leur aide précieuse lors de mes périodes à Lille.

Je remercie du fond du cœur ma famille et mes amis, et tout particulièrement mes parents Sylvie et Vincent, mon frère Clément et ma sœur Mélisande. Rien n'aurait été possible sans leur présence durant mes années d'études.

Enfin, mes derniers remerciements vont à mon compagnon Alban qui a toujours été à mes côtés dans les bons comme dans les mauvais moments, qui s'est montré compréhensif, patient et attentionné, et qui m'a donné la force de mener ce projet à bien. Alban, merci pour ton amour et ta confiance.

A Alban, mon compagnon

Table des matières

Remerciements	3
Table des matières	7
Glossaire	11
Abréviations	13
Introduction générale.....	15
Chapitre 1 Planification des réseaux de distribution en présence d'énergies renouvelables intermittentes.....	19
1.1 Introduction	19
1.2 Les réseaux de distribution d'électricité.....	19
1.2.1 La structure des réseaux de distribution.....	20
1.2.2 Les utilisateurs du réseau	21
1.2.3 Les gestionnaires de réseaux de distribution.....	22
1.3 La planification actuelle des réseaux de distribution	22
1.3.1 Les études décisionnelles et les plans de planification	23
1.3.2 Les principales hypothèses des études décisionnelles	28
1.3.3 La planification budgétaire des investissements	32
1.4 Problématique du raccordement des énergies renouvelables	33
1.4.1 La capacité d'accueil des réseaux	33
1.4.2 Les leviers traditionnellement utilisés pour augmenter la capacité d'accueil.....	34
1.4.3 La procédure actuelle des études de raccordement des producteurs	36
1.4.4 Les limites des leviers traditionnels pour l'intégration des énergies renouvelables	36
1.5 Les leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables	38
1.5.1 Les leviers agissant sur les flux de puissance réactive.....	38
1.5.2 Les leviers agissant sur le plan de tension	40
1.5.3 Les leviers agissant sur les flux de puissance active.....	41
1.5.4 Les leviers agissant sur les caractéristiques électriques du réseau.....	43
1.5.5 Les leviers de type réglementaire.....	44
1.5.6 Les combinaisons de leviers couramment envisagées	45
1.5.7 Bilan des caractéristiques des leviers d'intégration des énergies renouvelables.....	45
1.6 Problématique des études de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables	48
1.6.1 Incidence des leviers d'intégration des énergies renouvelables sur la planification des réseaux de distribution	48
1.6.2 Etat de l'art sur les approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables.....	49
1.7 Positionnement des travaux.....	52
1.8 Conclusion	52
Chapitre 2 Méthodes pour l'analyse de stratégies de planification pluriannuelles : mise en place d'un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des énergies renouvelables	55
2.1 Introduction	55
2.2 Le cas de référence.....	55
2.3 La démarche adoptée pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution en présence d'énergies renouvelables	56

2.3.1 L'utilisation de stratégies de planification	57
2.3.2 L'utilisation de plusieurs scénarios pluriannuels d'insertion des énergies renouvelables ..	57
2.3.3 La modélisation du réseau basse tension	58
2.3.4 La démarche générale de recherche des stratégies de planification efficaces.....	58
2.3.5 Le développement d'un outil de simulation pour l'analyse technico-économique des stratégies de planification.....	58
2.4 Le générateur de scénarios pluriannuels	59
2.4.1 Les caractéristiques des nouveaux producteurs	60
2.4.2 Les profils temporels des grandeurs électriques	67
2.5 La création des stratégies de planification	68
2.5.1 Les phases d'analyses et d'actions du gestionnaire de réseaux de distribution	69
2.5.2 Les règles de planification	70
2.5.3 Les stratégies de planification.....	72
2.6 Le simulateur d'évolution du réseau	74
2.6.1 Estimation de l'état électrique du réseau	75
2.6.2 Application à la planification actuelle des gestionnaires de réseaux de distribution français	77
2.7 Le bilan économique.....	79
2.7.1 Les coûts intervenant dans le bilan économique.....	80
2.7.2 Les indicateurs de coût global.....	82
2.8 Les indicateurs statistiques d'une stratégie sur plusieurs scénarios	85
2.8.1 Les indicateurs statistiques classiques	85
2.8.2 Autres indicateurs statistiques.....	88
2.9 Conclusion	89
Chapitre 3 Estimation pluriannuelle de l'état électrique du réseau moyenne tension : réduction du temps de calcul	91
3.1 Introduction.....	91
3.2 Problématique du temps de calcul dans la planification des réseaux de distribution.....	91
3.2.1 Les avantages et les inconvénients des séries temporelles au pas 10 minutes	91
3.2.2 Les options envisagées pour réduire le temps de calcul	93
3.2.3 La démarche suivie pour réduire le temps de calcul	95
3.3 Etat de l'art sur les techniques d'approximation non-intrusives	95
3.3.1 Notations mathématiques	95
3.3.2 La procédure générale d'approximation	96
3.3.3 Les méthodes d'échantillonnage.....	99
3.3.4 Les méthodes d'approximation.....	104
3.4 Comparaison des techniques d'approximation non-intrusives pour l'estimation annuelle de l'état électrique du réseau moyenne tension.....	107
3.4.1 L'étude de cas	107
3.4.2 Les méthodes d'échantillonnage et d'approximation étudiées	108
3.4.3 Les indicateurs de performance	109
3.4.4 Les résultats de l'étude.....	111
3.5 Procédure automatique d'approximation de l'état électrique du réseau moyenne tension pour des scénarios pluriannuels	125

3.5.1 Description de la procédure d'approximation proposée	125
3.5.2 Illustration des performances de la procédure d'approximation proposée sur des scénarios pluriannuels	127
3.5.3 Discussion des limites de la procédure d'approximation proposée	129
3.6 Conclusion	132
Chapitre 4 Application à l'étude paramétrique de la stratégie de planification actuelle	133
4.1 Introduction	133
4.2 Influence de la tangente phi minimale admissible des producteurs HTA	133
4.2.1 Présentation de la problématique	133
4.2.2 Quelques précisions sur le modèle de la stratégie de planification actuelle	135
4.2.3 Influence sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau	136
4.2.4 Influence sur les coûts	141
4.2.5 Résultats pour différents taux de pénétration des énergies renouvelables	146
4.2.6 Bilan de l'étude de cas	146
4.3 Influence de la révision de la consigne de tangente phi des producteurs HTA existants	147
4.3.1 Présentation de la problématique	147
4.3.2 Conséquences possibles de l'absence de révision des consignes de tangente phi	148
4.3.3 Comparaison des stratégies de planification avec et sans révision des consignes de tangente phi	149
4.3.4 Bilan de l'étude de cas	158
4.4 Influence de la prise en compte des surcoûts de la chaîne de conversion dans les études de raccordement des producteurs HTA	159
4.5 Conclusion	159
Chapitre 5 Application à l'étude de stratégies de planification incluant des leviers novateurs : exemple de l'effacement de production	161
5.1 Introduction	161
5.2 Procédures particulières pour l'étude de l'effacement de production	162
5.2.1 Création de stratégies de planification incluant l'effacement de production	162
5.2.2 Etude de la faisabilité technico-économique de l'effacement de production en planification	165
5.2.3 Estimation des grandeurs d'intérêt de l'effacement de production et son impact sur l'état électrique du réseau	171
5.2.4 Valorisation de l'effacement de production dans le bilan économique	174
5.3 Etude de l'influence de l'effacement de production pour résoudre des surtensions	175
5.3.1 Influence de l'effacement « derniers arrivés, premiers effacés »	177
5.3.2 Comparaison des techniques d'effacement « derniers arrivés, premiers effacés » et « au prorata »	184
5.4 Discussion des hypothèses de l'étude	187
5.4.1 Les grandeurs d'intérêt de l'effacement de production	187
5.4.2 Les puissances maximales des producteurs en cas de contrainte	188
5.4.3 La valorisation de l'énergie effacée	189
5.4.4 Les coûts intervenant dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA	190
5.4.5 Les contraintes opérationnelles liées à l'effacement de production	192
5.4.6 La contractualisation de l'effacement de production	193
5.5 Conclusion	194

Chapitre 6 Optimisation d'une stratégie de planification	197
6.1 Introduction	197
6.2 Présentation de la problématique d'optimisation	197
6.2.1 La formulation mathématique du problème d'optimisation.....	197
6.2.2 La résolution numérique du problème d'optimisation	201
6.2.3 Les algorithmes d'optimisation à base de krigeage	206
6.3 Informational Approach to Global Optimization : fondamentaux et formalisme	207
6.3.1 Approximation par krigeage	207
6.3.2 Sélection du prochain point d'évaluation.....	209
6.4 Application à l'optimisation d'une stratégie de planification mono-variable	215
6.4.1 Démarche de l'étude	215
6.4.2 Résultats d'une exécution de l'algorithme IAGO	216
6.4.3 Performances de l'algorithme IAGO sur 150 exécutions	218
6.5 Perspectives en matière d'optimisation.....	219
6.5.1 L'échantillonnage des scénarios	220
6.5.2 La robustesse des solutions optimales	221
6.5.3 La sélection des points d'évaluation	222
6.5.4 L'optimisation des stratégies de planification multi-variables	222
6.6 Conclusion	223
Conclusion générale	225
Annexes	229
Annexe 1 Définition de la capacité d'accueil à partir d'un modèle analytique du plan de tension d'un départ unifilaire à grandeurs uniformément réparties	229
Annexe 2 Estimation des gains en capacité d'accueil des leviers d'intégration des énergies renouvelables.....	233
Annexe 3 Comparaison des approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables	250
Annexe 4 Diagrammes d'activités du modèle de la stratégie de planification actuelle	257
Annexe 5 Comparaison de plusieurs modèles de réseau basse tension.....	278
Annexe 6 Evolutions annuelles du réseau d'étude suite à l'application de la stratégie de planification actuelle sur un scénario pluriannuel	300
Annexe 7 Influence de la prise en compte des surcoûts de la chaîne de conversion de puissance dans les études de raccordement des producteurs HTA	307
Références	321

Glossaire

Branche	Liaison électrique reliant deux nœuds du réseau.
Capacité d'accueil en un nœud	Puissance de raccordement maximale qui respecte à tout moment les contraintes de tension et de courant sur l'ensemble du réseau.
Câble	Liaison électrique posée en souterrain.
Clients Mal Alimentés	Consommateurs raccordés en basse tension, sujets à des contraintes ponctuelles de tension basse à leur point de raccordement.
Demi-rame HTA	Ensemble des départs HTA en aval d'un transformateur HTB/HTA.
Départ	Ensemble des liaisons électriques ayant en commun une liaison électrique amont connectée au secondaire d'un transformateur.
Départ direct producteur	Départ accueillant uniquement des producteurs.
Départ mixte	Départ accueillant à la fois des consommateurs et des producteurs.
Effacement de 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 renouvelables	Installations de production électrique à base d'énergies renouvelables : éoliens, photovoltaïques, etc.
Hypercube	Analogie k -dimensionnel d'un carré ($k = 2$) et d'un cube ($k = 3$).
Jeu de barres HTA	Équipement électrique situé dans le poste source permettant de relier électriquement le secondaire d'un transformateur HTB/HTA et des départs HTA
Levier d'intégration des ENR	Solution technique favorable à l'intégration des ENR, permettant d'augmenter la capacité d'accueil des réseaux.
Levier novateur	Levier d'intégration des ENR non utilisé dans la planification actuelle des réseaux de distribution, en cours d'investigation pour la planification future.
Levier traditionnel	Levier d'intégration des ENR communément utilisé dans la planification actuelle des réseaux de distribution.
Load-flow	Calcul de répartition des flux de puissance sur un réseau.
Méthode d'échantillonnage	Méthode servant à sélectionner ou générer un plan d'expériences.
Méthode d'approximation	Méthode servant à construire une estimation d'une variable $y = f(x)$ à partir d'un ensemble d'observations de f .
Méta-modèle	Modèle de substitution d'un modèle exact.
Minimiseur d'une fonction	Valeur de la variable d'entrée de la fonction pour laquelle la fonction est minimale.
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.
Nœud bilan	Nœud électrique de référence du calcul de load-flow, qui est utilisé pour équilibrer les bilans de puissances dans le réseau.

Ouvrage du réseau	Tout équipement appartenant au réseau public d'électricité : transformateur, jeu de barres, liaison électrique, poste de transformation, etc.
Observation	Résultat d'un phénomène (ex : $y^{(i)}$ est une observation de la fonction $f: x \mapsto y$ au point $x^{(i)}$).
Plan d'expériences	Ensemble des observations d'un phénomène.
Planification des réseaux	Ensemble des moyens mis en œuvre pour anticiper les évolutions du réseau nécessaires à l'acheminement de l'électricité au moindre coût pour la société et dans des conditions optimales de sécurité, de qualité et d'impact environnemental.
Poste de transformation	Interface entre deux réseaux de tension différente, étant notamment le siège de la transformation, de la répartition des flux d'énergie et de la protection du réseau.
Poste source	Poste de transformation situé entre le réseau de transport et le réseau de distribution moyenne tension.
Poste de distribution publique	Poste situé entre les réseaux moyenne tension et basse tension.
Raccordement	Action de connecter un nouvel utilisateur au réseau en veillant à ce que le nouvel utilisateur ne perturbe pas le fonctionnement du système électrique (sécurité, qualité de l'électricité) et satisfasse les contraintes locales du réseau (tension, courant).
Règle de planification	Règle décrivant une analyse ou action élémentaire que le GRD mène en planification afin de raccorder de nouveaux utilisateurs, d'anticiper/résoudre des contraintes sur le réseau existant et/ou de développer le réseau.
Renforcement	Substitution des ouvrages du réseau en vue de résoudre et/ou d'anticiper des contraintes sur le réseau considéré.
Réseau de distribution	Réseau électrique moyenne et basse tension dédié à l'acheminement local de l'électricité.
Réseau de transport	Réseau électrique haute tension dédié à l'acheminement de l'électricité sur de longues distances.
Stratégie de planification	Ensemble ordonné de règles de planification, décrivant l'arbre décisionnel du GRD
Tangente phi d'un utilisateur	Ratio entre la puissance réactive et la puissance active d'un utilisateur.
Température minimale de base	Température la plus froide atteinte une fois par an sur les trente dernières années.
Transformateur	Équipement électrique situé dans les postes de transformation, servant à modifier les niveaux de tension et de courant des flux d'énergie.
Utilisateur du réseau	Toute installation de consommation et/ou de production raccordé au réseau, soutirant ou injectant de l'énergie électrique sur ce réseau.
Valeur d'usage d'un ouvrage	Valeur résiduelle d'un ouvrage à une date considérée.

Abréviations

ACP	Analyse en Composantes Principales
BT	Basse Tension ; toute tension inférieure à 1 kV.
CM	Interpolation Constante par Morceaux « plus proche voisin »
CBA	Coût Brut Actualisé
CMA	Clients Mal Alimentés
CNA	Coût Net Actualisé
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
CSPE	Contribution au Service Public de l'Électricité
D-STATCOM	Distribution STATCOM
D-SSSC	Distribution Static Synchronous Series Compensator
DTR	Documentation Technique de Référence
ECM	Entropie Conditionnelle du Minimiseur
ENR	Énergies Renouvelables
ERDF	Électricité Réseau Distribution France
FACTS	Flexible AC Transmission System ; systèmes de transmission AC flexibles.
GR	Grille Régulière élaguée
GR5	Grille Régulière élaguée de 5 niveaux
GRD	Gestionnaire de Réseaux de Distribution
HL	Plan Hypercube Latin maximin
HL200	Plan Hypercube Latin maximin de 200 points
HTA	Haute Tension niveau A, communément appelée moyenne tension ; toute tension comprise entre 1 kV et 50 kV.
HTB	Haute Tension niveau B ; toutes tensions supérieures à 50 kV.
IAGO	Informational Approach to Global Optimization ; algorithme d'optimisation à base de krigeage.
K	Krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn
K32	Krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn de paramètre ν égal à $3/2$
K52	Krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn de paramètre ν égal à $5/2$
Kga	Krigeage ordinaire avec une covariance de Gauss
Kge	Krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn générale
MG	Plan Moyen basé sur une Grille régulière
MG5	Plan Moyen basé sur une Grille régulière de 5 niveaux
PCS	Power Conversion System ; chaîne de conversion de puissance des producteurs HTA.
R	Regret anticipé
R&D	Recherche & Développement
RP	Régression Polynomiale

Abréviations

RP1	Régression Polynomiale d'ordre 1 (linéaire)
RP2	Régression Polynomiale d'ordre 2 (quadratique)
RP3	Régression Polynomiale d'ordre 3 (cubique)
PA	Procédure d'approximation de l'état électrique annuelle du réseau moyenne tension
PAC	Plan Aléas Climatiques
RBC	Ratio Bénéfice sur Coût
SD	Schéma Directeur
SRRRER	Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables
SSED	Système de Stockage d'Energie Distribué
ST	Séries Temporelles
ST60	Séries Temporelles avec un pas de 60 minutes
STATCOM	Static Synchronous COMPensator ; compensateur statique synchrone.
SVC	Static Var Compensator ; compensateur statique de puissance réactive.
TURPE	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

Introduction générale

Les installations de production électrique à base d'énergies renouvelables (ENR) se sont largement développées depuis les années 2000 grâce notamment aux politiques d'incitation et à un niveau satisfaisant de maturité technologique. Contrairement aux installations de production conventionnelles, les ENR sont majoritairement décentralisées, intermittentes et raccordées aux réseaux de distribution. L'insertion de cette production peut requérir des développements des réseaux de distribution afin de respecter les capacités constructives des matériels et les exigences de sécurité et de qualité auprès des utilisateurs du réseau. Ces adaptations de réseau, qui consistent en des renforcements et/ou créations d'ouvrages, sont déterminées lors de la planification des réseaux de distribution et, en particulier, lors des études de raccordement des nouveaux producteurs. En présence d'une forte production décentralisée, les méthodes de planification traditionnelles aboutissent généralement à des travaux d'adaptation du réseau potentiellement coûteux et longs à mettre en œuvre. Ce recours fréquent au renforcement de réseau provient en grande partie de l'approche déterministe utilisée pour dimensionner le réseau en planification. Cette approche consiste à systématiquement adapter le réseau pour résoudre 100 % des contraintes détectées sur des cas pessimistes de consommation et de production, même si le risque de contrainte causé par la production intermittente est faible en pratique.

Plusieurs leviers alternatifs au renforcement, comme le réglage de la puissance réactive et l'effacement de puissance active des producteurs, ont été identifiés comme favorables à l'insertion des ENR dans les réseaux de distribution. Ces leviers, potentiellement moins coûteux qu'un renforcement immédiat du réseau, pourraient temporairement être mis en œuvre pour couvrir le risque de contrainte causé par la production intermittente. L'utilisation de tels leviers implique toutefois de réviser les méthodes de planification pour pouvoir caractériser le risque prévisionnel de contrainte causé par la production intermittente et donc rechercher des combinaisons de leviers traditionnels et novateurs permettant de réduire les coûts d'intégration des ENR tout en maintenant un niveau de risque acceptable en exploitation. Plusieurs approches de planification ont été proposées récemment pour étudier les impacts technico-économiques de ces leviers. Ces approches comportent toutefois des limites pouvant fausser l'estimation des performances des leviers d'intégration d'ENR. A notre connaissance, aucune des approches de planification existantes ne permet d'établir la meilleure stratégie pour intégrer les ENR à moyen/long terme, au meilleur coût pour la société et pour une qualité de fourniture donnée.

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire ont pour objet d'apporter une vision stratégique des leviers d'intégration des ENR à l'aide de nouvelles méthodes pour l'analyse et la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Comparée à l'état de l'art, l'approche adoptée présente l'avantage d'estimer les performances des leviers d'intégration d'ENR à moyen/long terme en considérant trois éléments importants généralement négligés : 1) le comportement du gestionnaire de réseau de distribution, 2) les incertitudes sur l'arrivée des ENR, et 3) les interactions entre les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT). Ces trois axes d'amélioration de l'existant ont pu être proposés grâce à des méthodes de réduction de temps de calcul appliquées à l'estimation pluriannuelle de l'état électrique du réseau. Le comportement du GRD est modélisé sous la forme d'un arbre décisionnel paramétrable, appelé « stratégie de planification », qui décrit notamment les leviers d'intégration d'ENR à mettre en œuvre en cas de contrainte causée par la production. Pour faciliter la recherche de stratégies de planification efficaces et mettre en œuvre les propositions de cette thèse, l'approche proposée a été implantée au sein d'un outil qui simule les évolutions annuelles du réseau lorsqu'une stratégie de planification est appliquée sur des scénarios pluriannuels d'arrivée de producteurs HTA et BT. Cet outil de simulation peut être utilisé pour analyser et optimiser différentes

stratégies de planification incluant des leviers traditionnels et novateurs d'intégration d'ENR en tenant compte de l'incertitude des arrivées d'ENR.

Le mémoire de thèse est constitué de six chapitres (Tableau 1) :

- Chapitre 1 : planification des réseaux de distribution en présence d'énergies renouvelables intermittentes.
- Chapitre 2 : méthodes pour l'analyse de stratégies de planification pluriannuelles : mise en place d'un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des énergies renouvelables.
- Chapitre 3 : estimation pluriannuelle de l'état électrique du réseau moyenne tension : réduction du temps de calcul.
- Chapitre 4 : application à l'étude paramétrique de la stratégie de planification actuelle.
- Chapitre 5 : application à l'étude de stratégies de planification incluant des leviers novateurs : exemple de l'effacement de production.
- Chapitre 6 : optimisation d'une stratégie de planification.

Le chapitre 1 fournit les informations nécessaires à la compréhension du contexte et des motivations de ces travaux de recherche. La planification actuelle des réseaux de distribution est dans un premier temps décrite dans ses grandes lignes, avec une attention particulière portée aux études de raccordement de la production décentralisée et aux leviers traditionnellement mis en œuvre pour dégager de la capacité d'accueil supplémentaire dans les réseaux existants. Cette première partie met en évidence les inconvénients des méthodes de planification actuelles en présence d'une forte production décentralisée. Dans un second temps, un état de l'art est établi sur les leviers novateurs d'intégration d'ENR. Cet état de l'art aboutit à un premier classement des leviers et identifie les éventuelles difficultés à surmonter pour favoriser leur mise en œuvre dans les réseaux de distribution. Les approches de planification utilisées pour étudier les impacts des leviers novateurs sont ensuite comparées afin d'identifier leurs hypothèses de calcul et leurs limites majeures. Le chapitre 1 se conclut par un positionnement des présents travaux par rapport aux études existantes.

Le chapitre 2 présente la démarche retenue ainsi que les méthodes utilisées pour étudier l'intégration des ENR à moyen/long terme dans le cadre d'une planification pluriannuelle de type « traditionnelle », c'est-à-dire lorsque tous les leviers considérés peuvent être dimensionnés sur des cas pessimistes de production et de consommation. Ces méthodes ont été implantées dans un outil de simulation afin de faciliter leur mise en œuvre. L'outil de simulation est détaillé bloc par bloc. L'accent est mis sur les points forts de l'approche de planification proposée par rapport aux approches existantes, en particulier : 1) la définition de stratégies de planification paramétrables pour représenter le comportement du GRD, 2) l'utilisation de plusieurs scénarios pluriannuels pour considérer le caractère incertain des futures arrivées d'ENR, et 3) la modélisation du réseau BT pour tenir compte des interactions entre les réseaux HTA et BT. Par souci de clarté, la présentation théorique de chaque bloc de l'outil est suivie d'une étude de cas illustrative sur la stratégie actuelle de planification.

Le chapitre 3 se focalise sur la méthode développée pour estimer efficacement l'état électrique du réseau HTA sur plusieurs années avec un pas de temps de 10 minutes. La méthode communément utilisée pour estimer l'état électrique du réseau consiste à faire des calculs séquentiels de répartition de flux de puissances à partir des séries temporelles de production et de consommation. Cette méthode ne peut pas être appliquée dans nos travaux en raison de son temps de calcul élevé. C'est pourquoi une nouvelle méthode, plus rapide et impactant peu la précision des résultats, a été investiguée : la construction d'un modèle approché du processus de calcul de répartition de flux de puissances à l'aide d'une technique d'approximation non-intrusive. Le chapitre 3 détaille le raisonnement suivi pour aboutir à cette méthode. Une recherche bibliographique est d'abord menée sur les techniques d'approximation non-intrusives, incluant les méthodes d'échantillonnage et d'approximation

habituellement envisagées. Les techniques d'approximation les plus prometteuses sont ensuite comparées en termes de rapidité et de précision pour estimer l'état électrique du réseau HTA sur une année au pas 10 minutes. Une procédure d'estimation pluriannuelle de l'état électrique du réseau HTA est finalement construite à partir des techniques d'approximation les plus efficaces. Le bon fonctionnement de cette procédure est validée sur plusieurs scénarios pluriannuels d'insertion d'ENR.

Le chapitre 4 met en évidence le potentiel de l'outil de simulation développé dans les chapitres 2 et 3. A titre illustratif, l'outil est appliqué sur un réseau de distribution accueillant une forte production ENR sur dix ans pour étudier les impacts technico-économiques de deux paramètres de la stratégie de planification actuelle : 1) la tangente phi minimale admissible des producteurs HTA, et 2) la révision des consignes fixes de tangente phi des producteurs HTA existants. Des indicateurs statistiques sont utilisés pour évaluer l'influence de ces deux paramètres sur le coût, le dimensionnement et l'exploitation du réseau lorsque 200 scénarios pluriannuels d'arrivée d'ENR sont considérés. La problématique d'optimisation d'une stratégie de planification est abordée à l'aide d'une approche « par force brute », consistant à estimer l'indicateur statistique à minimiser pour un nombre donné de points candidats.

Le chapitre 5 décrit les procédures particulières à mettre en œuvre dans l'outil de simulation pour considérer des leviers novateurs d'intégration d'ENR. Ces méthodes permettent d'étudier la faisabilité technico-économique des leviers novateurs en planification et d'estimer les coûts opérationnels de ces leviers en exploitation, avec un impact maîtrisé sur le temps de calcul des études. Quelques résultats de stratégies de planification incluant l'effacement de production HTA sont donnés à titre illustratif.

Le chapitre 6 propose une première contribution concernant l'optimisation automatique des stratégies de planification. Une difficulté majeure porte sur la prise en compte des incertitudes sur l'arrivée des nouveaux producteurs dans le processus d'optimisation. Après avoir présenté des formulations mathématiques possibles du problème d'optimisation, un état de l'art des algorithmes d'optimisation en présence d'évaluations bruitées est dressé dans le but de choisir un algorithme adapté aux particularités du problème. L'algorithme retenu, Informational Approach to Global Optimization (IAGO), est finalement expliqué étape par étape puis appliqué à l'optimisation d'une stratégie de planification mono-variable.

Il est important de noter que les apports de ces travaux sont méthodologiques. Les résultats de simulation sont obtenus sur un réseau de distribution particulier et ne peuvent donc pas être généralisés à un périmètre plus large.

	Etat de l'art	Méthodes développées	Etude de cas
Chapitre 1	Planification actuelle des réseaux de distribution. Leviers d'intégration d'ENR. Approches de planification incluant des leviers novateurs.		
Chapitre 2		Méthodes et cadre adaptés à l'étude de stratégies de planification pluriannuelles en présence d'ENR.	Etude technico-économique illustrative de la stratégie actuelle de planification en France.
Chapitre 3	Méthodes de réduction de temps des calculs de load-flow. Méthodes d'échantillonnage. Méthodes d'approximation.	Méthode rapide et précise d'estimation pluriannuelle de l'état électrique du réseau HTA.	Comparaison de plusieurs techniques d'approximation non-intrusives. Test de la méthode sur des scénarios pluriannuels.
Chapitre 4			Etude paramétrique de la stratégie actuelle de planification en France.
Chapitre 5		Méthodes particulières pour l'étude de stratégies de planification incluant l'effacement de production.	Comparaison technico-économique de stratégies de planification incluant l'effacement de production.
Chapitre 6	Algorithmes d'optimisation en présence d'évaluations bruitées.		Optimisation mono-variable de la stratégie actuelle de planification.

Tableau 1 Synthèse du contenu des chapitres du mémoire.

Chapitre 1

Planification des réseaux de distribution en présence d'énergies renouvelables intermittentes

1.1 Introduction

La planification des réseaux désigne l'ensemble des moyens mis en œuvre pour anticiper les évolutions du réseau nécessaires à l'acheminement de l'électricité au moindre coût pour la société et dans des conditions optimales de sécurité, de qualité et d'impact environnemental. Pour atteindre ces objectifs difficilement conciliables, les Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) ont développé des méthodes et des outils de planification pour raccorder les nouveaux utilisateurs et développer le réseau à moyen/long terme. Les méthodes de planification en usage sont assez similaires d'un pays à l'autre [PAP13], [STR14], [RAM14] bien que quelques spécificités existent entre les pays en fonction du choix des grandes orientations techniques pris au niveau national – niveaux de tension, régime de neutre, architecture des réseaux, courants de court-circuit, etc. Ces méthodes ont été initialement conçues pour des réseaux de distribution avec un fonctionnement unidirectionnel, servant à acheminer l'électricité des centrales de production raccordées au réseau de transport jusqu'aux consommateurs finaux raccordés en moyenne et basse tension.

Depuis les années 2000, les installations de production à base d'énergie renouvelable (ENR) se déploient massivement dans les réseaux de distribution. Compte tenu des politiques énergétiques des pays européens, il est prévu que la part des ENR raccordées aux réseaux de distribution continue à augmenter significativement dans les décennies à venir [GOM14]. L'accroissement de la production décentralisée impose en particulier l'adaptation des réseaux de distribution à un fonctionnement bidirectionnel et l'édiction de règles de raccordement précises [DOU10].

Le chapitre 1 a pour objet d'expliquer la problématique de la planification des réseaux de distribution en présence d'ENR intermittentes – qui constitue la raison des présents travaux de recherche. Après une description succincte des réseaux de distribution, nous présenterons la planification actuelle des réseaux de distribution dans ses grandes lignes, en veillant à expliquer les différentes études décisionnelles menées par les GRD et les principales hypothèses de calcul intervenant dans les études. Nous nous intéresserons principalement à la planification des réseaux de distribution en usage en France, qui servira de données d'entrée aux méthodes d'analyse et de planification pluriannuelle proposées dans les chapitres suivants. Une attention particulière sera portée aux leviers traditionnellement utilisés pour raccorder les ENR aux réseaux de distribution et aux limites des méthodes de planification traditionnelles en présence d'une forte production décentralisée. Un état de l'art est ensuite dressé sur les leviers novateurs susceptibles de réduire les coûts d'intégration des ENR. Cet état de l'art est suivi d'une analyse des approches récemment proposées pour étudier les impacts technico-économiques des leviers novateurs. Le chapitre 1 se conclut par le positionnement des présents travaux par rapport aux approches existantes, compte tenu de leurs limites majeures.

1.2 Les réseaux de distribution d'électricité

L'objet de cette partie est de donner au lecteur les informations de base sur les réseaux de distribution, en insistant sur le cas français.

1.2.1 La structure des réseaux de distribution

Les **réseaux de distribution électrique** permettent d'acheminer l'électricité localement. Ces réseaux sont souvent définis par leurs frontières amont et aval [DOU10] : ils sont limités en amont par le réseau de transport, dédié à l'acheminement de l'électricité sur de longues distances (échelle interrégionale, nationale voire internationale), et en aval par les installations privées des utilisateurs du réseau. Un réseau de distribution peut être décomposé en deux parties (Figure 1-1) : le réseau moyenne tension dit HTA, et le réseau basse tension dit BT. En France, ces deux réseaux sont distribués en triphasé, les liaisons électriques étant constituées de trois phases en HTA et de trois phases et un neutre en BT.

Les interfaces entre les différents niveaux de tension sont assurées par des postes de transformation : plus de 2200 **postes sources** entre les réseaux HTB et HTA et 769500 **postes de distribution publique** entre les réseaux HTA et BT en France¹. Ces postes de transformation ont pour fonctions principales la transformation de la tension, le réglage de la tension, la répartition des flux d'énergie et la protection du réseau. Les postes sources contribuent également à la mesure des flux d'énergie par des équipements de comptage, au changement tarifaire par la télécommande centralisée à 175 Hz, à la sûreté du réseau de transport par le système de délestage fréquence-métrique et à la continuité de l'alimentation électrique par les systèmes de réenclenchement automatique [ERD08].

Le réseau HTA achemine l'énergie entre le réseau de transport, les utilisateurs raccordés en HTA triphasé et les postes de distribution publique desservant les utilisateurs raccordés en BT, par l'intermédiaire de plus de 613000 kilomètres de liaisons électriques¹. La tension nominale en HTA est 20 kV entre phases (15 kV ou en dessous dans certains cas). En France, le réseau HTA est arborescent, en général bouclable mais exploité en boucle ouverte. En cas d'incident sur le réseau HTA, les utilisateurs peuvent être réalimentés par une demi-rame HTA adjacente ou un autre poste source grâce une manœuvre télécommandée à distance. Ce réseau est équipé de détecteurs permettant un contrôle à distance de l'état du réseau et une intervention rapide en cas de défaut.

Le réseau BT achemine l'énergie entre le réseau HTA et les utilisateurs raccordés en BT en 400 V triphasé ou en 230 V monophasé, par l'intermédiaire de plus de 692000 kilomètres de liaisons électriques¹. En France, le réseau BT est arborescent et non bouclé, avec des départs généralement construits pour être les plus courts possible. En cas d'incident sur le réseau BT, la réalimentation des utilisateurs doit se faire manuellement en déroulant un câble provisoire depuis un autre départ BT ou en installant un groupe électrogène.

¹ Données issues du réseau de distribution géré par ERDF en 2014, disponible sur : <http://www.erdf.fr/fonctionnement-du-reseau>, dernière consultation le 11/09/2015.

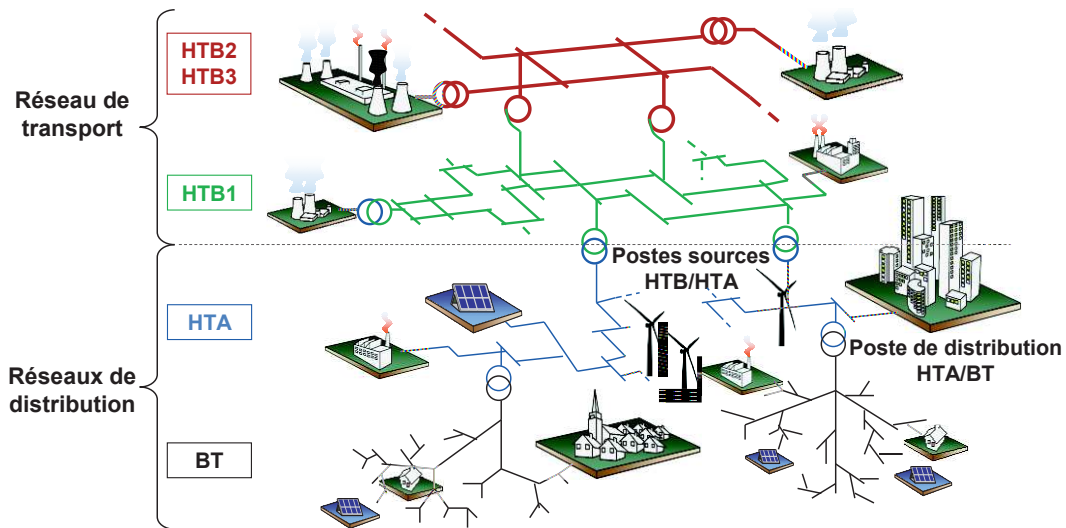


Figure 1-1 Les réseaux de transport et de distribution en France.

La Figure 1-2 récapitule le vocabulaire habituellement employé pour désigner une partie du réseau de distribution : demi-rame, départ, jeu de barres, etc. Ces notions seront utilisées dans ce qui suit, notamment pour décrire le périmètre des études de planification.

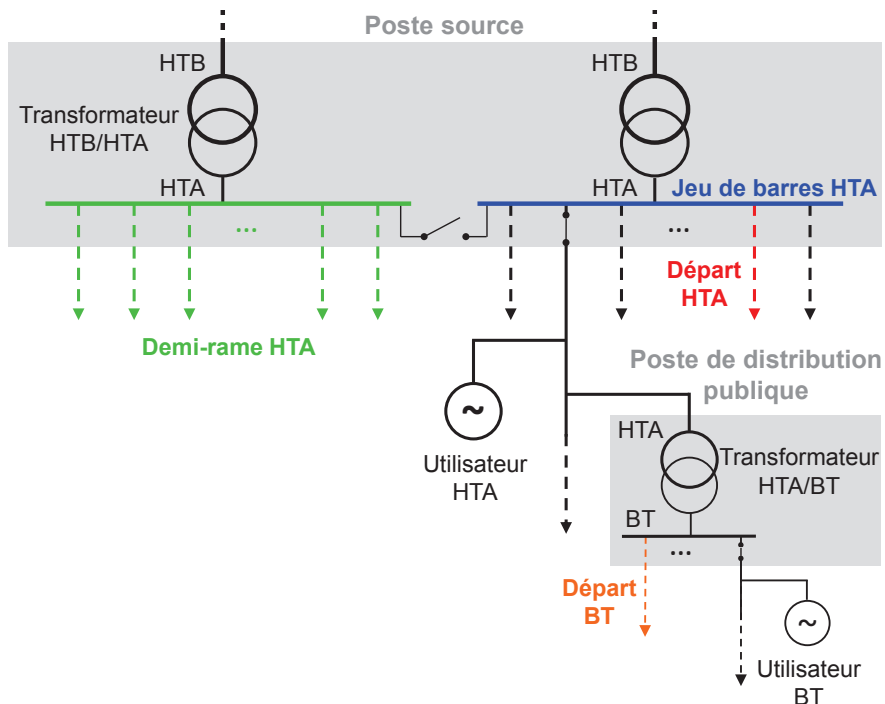


Figure 1-2 Illustration de la structure du réseau public de distribution.

1.2.2 Les utilisateurs du réseau

Les utilisateurs du réseau sont les sites de consommation et/ou de production raccordés au réseau, soutirant et/ou injectant de l'énergie électrique sur ce réseau.

Les réseaux de distribution alimentent la majorité des **consommateurs** d'un pays :

- principalement des consommateurs résidentiels, de quelques kilo-volt-ampères, raccordés en BT ;
- des artisans, des PME et de petites industries, de quelques kilo-volt-ampères à une quarantaine de mégawatts, raccordés en BT ou en HTA en fonction de leur niveau de puissance.

Depuis les années 2000, les réseaux de distribution accueillent de plus en plus de **producteurs** à base d'énergies renouvelables (ENR) dont la puissance installée est comprise entre quelques kilowatts et une dizaine de mégawatts. Les principales sources d'ENR développées aujourd'hui sont :

- les **sites photovoltaïques**, prédominants en matière de nombre d'installations (Figure 1-3.a) ;
- les **sites éoliens**, prédominants en matière de puissance installée (Figure 1-3.b).

Les producteurs éoliens et photovoltaïques se caractérisent par une puissance variable et imparfaitement prévisible en raison de la nature de leur source primaire (vent, ensoleillement).

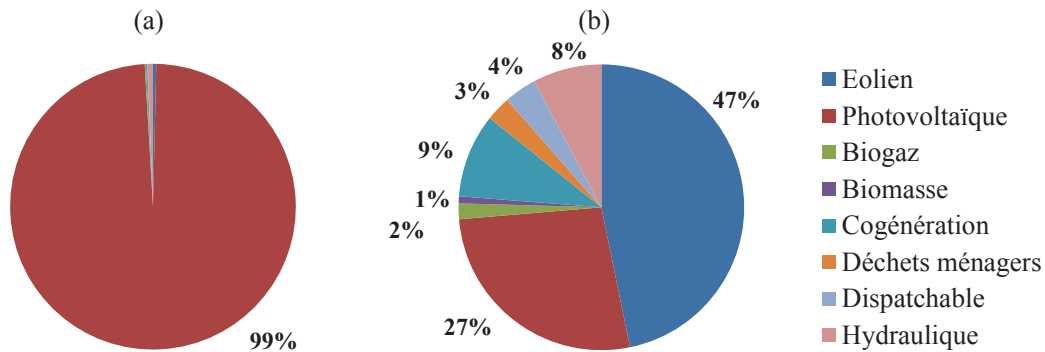


Figure 1-3 Répartition de la production décentralisée par (a) nombre d'installations et (b) puissance installée sur le réseau géré par ERDF à fin juin 2015 [ERD15].

1.2.3 Les gestionnaires de réseaux de distribution

Avec la libéralisation du marché de l'énergie commencée dans les années 2000, les activités de production et de commercialisation de l'électricité ont progressivement été ouvertes à la concurrence, tandis que les activités de transport et de distribution sont restées des monopoles régulés afin de garantir un service public d'électricité.

Les **Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD)** ont en charge les activités de distribution d'électricité incluant : la planification et le développement des réseaux, la conduite et l'exploitation des réseaux, l'entretien des réseaux, l'accès non discriminatoire des utilisateurs aux réseaux, le comptage et la gestion des flux d'électricité sur les réseaux [DOU10]. La distribution d'électricité étant un service public non soumis à la concurrence, **les GRD doivent fournir l'acheminement de l'électricité au meilleur coût pour la société dans des conditions optimales de sécurité, de qualité et d'environnement.**

Pour exercer leurs missions, les GRD français sont rémunérés par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) proposé la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et approuvé par décision ministérielle. Cette enveloppe budgétaire, qui est financée par les utilisateurs de réseau, reflète le montant des coûts qu'un GRD performant devrait engager pour accomplir ses missions.

En France, la distribution d'électricité est assurée sur 95 % du territoire par ERDF et sur le reste du territoire par 160 entreprises locales de distribution rassemblant des sociétés locales, des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité et des régies communales.

1.3 La planification actuelle des réseaux de distribution

La **planification des réseaux** désigne l'ensemble des moyens mis en œuvre pour anticiper les évolutions du réseau nécessaires à l'acheminement de l'électricité. Les objectifs à atteindre sont difficiles à concilier : le développement des réseaux doit satisfaire des exigences de qualité et de sécurité auprès des utilisateurs tout en minimisant l'impact environnemental et le coût pour la société.

Plusieurs spécificités inhérentes au système de distribution doivent être prises en compte en planification [CAR91] :

- Le renforcement et la création des ouvrages nécessitent des investissements potentiellement lourds. Pour un problème technique donné, différentes solutions doivent donc être imaginées pour trouver un optimum technico-économique.
- Les ouvrages ont une durée de vie de 40 ans et plus. La réalisation de nouveaux ouvrages impacte donc l'architecture des réseaux à long terme.
- Les délais de réalisation des ouvrages varient entre quelques mois et plusieurs années. Le développement de réseaux doit donc, si possible, être anticipé à moyen et long termes.
- Une partie des investissements est imposée et doit être réalisée en priorité. C'est le cas du raccordement des nouveaux utilisateurs et du remplacement des ouvrages défectueux.
- Les choix d'investissements délibérés sont confrontés à un environnement futur incertain : écarts de prévision de consommation, connaissance des nouveaux producteurs limitée à quelques années, évolution possible du cadre réglementaire, etc. Il est donc nécessaire d'avoir une vision stratégique et de réviser régulièrement les choix de planification long terme pour tenir compte des écarts de prévision et des évolutions significatives du réseau à court et moyen termes.

De ce fait, la planification des réseaux doit rechercher des compromis, notamment entre les objectifs à court terme et les objectifs à long terme, entre les investissements et les coûts opérationnels, entre le coût et la qualité d'acheminement de l'électricité, etc. Pour y parvenir, les GRD ont développé des méthodes de travail et des outils leur permettant notamment de :

- définir des solutions techniques respectant les engagements du GRD en termes de sécurité, de qualité et d'impact environnemental au meilleur coût pour la société ;
- arbitrer à tout moment les investissements issus de différents problèmes techniques.

Les Documentations Techniques de Référence (DTR) des différents GRD peuvent présenter des approches légèrement différentes. Les méthodes présentées ci-après sont celles d'ERDF, généralement adoptées par les autres GRD en France [ERD15-2]. Nous nous intéresserons principalement à la planification propre au dimensionnement des ouvrages du réseau. Le lecteur intéressé pourra trouver des informations détaillées sur le plan de protection, le plan de sauvegarde et l'étude des taux de défaillance des ouvrages dans [CAR91] et [FRA10].

1.3.1 Les études décisionnelles et les plans de planification

Les réseaux de distribution doivent être développés pour faire face à différents problèmes :

- à court terme, par exemple :
 - o l'arrivée de nouveaux utilisateurs demandant un raccordement au réseau,
 - o les réclamations d'utilisateurs insatisfaits de la qualité de fourniture d'électricité,
 - o la défaillance d'ouvrages existants ;
- à moyen et long termes, par exemple :
 - o l'accroissement de la consommation des utilisateurs existants,
 - o l'accroissement du nombre de consommateurs BT sujets à des tensions basses (appelés Clients Mal Alimentés, CMA),
 - o le vieillissement des ouvrages du réseau,
 - o le respect du cadre réglementaire ou normatif,
 - o les engagements des GRD auprès de l'Etat.

Pour traiter ces différents problèmes, le GRD mène des études décisionnelles et élabore des plans de planification sur plusieurs horizons temporels (Figure 1-4).

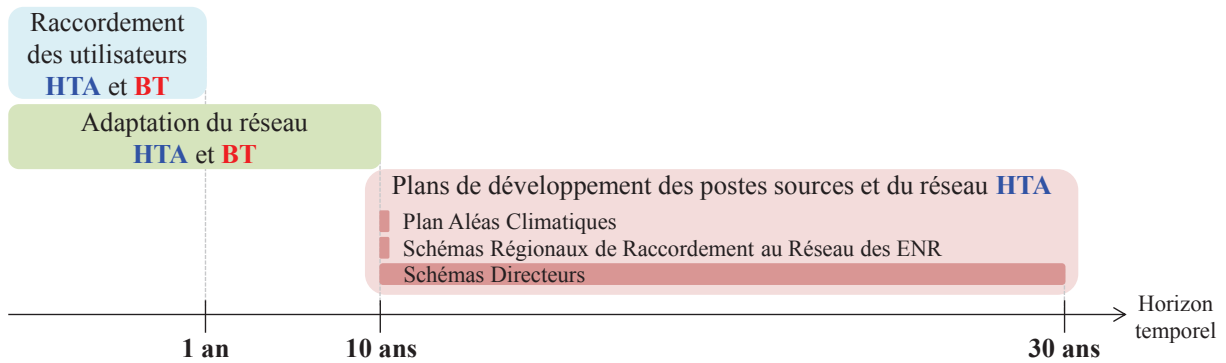


Figure 1-4 Etudes décisionnelles et plans de planification du GRD.

1.3.1.1 Les études de raccordement des utilisateurs HTA et BT

Les **études de raccordement** ont pour objet de déterminer la meilleure façon de raccorder un nouvel utilisateur au réseau de sorte à minimiser les investissements sous respect de différents critères de sécurité et de qualité pour l'ensemble des utilisateurs du réseau. Le niveau de tension de raccordement de l'utilisateur dépend de sa puissance de raccordement (Tableau 1-1) et de la tension du réseau le plus proche de l'installation.

	Raccordement en HTA	Raccordement en BT
Consommateur de puissance P_n	$P_n \leq \min(40 \text{ MW}, 100/d \text{ MW})$ où d : distance au poste source [km]	$P_n \leq 18 \text{ kVA}$ en monophasé (limité à 6 kVA pour les producteurs par ERDF)
Producteur de puissance P_n	$P_n \leq 12 \text{ MW}$ Jusqu'à 17 MW sur dérogation	$P_n \leq 250 \text{ kVA}$ en triphasé

Tableau 1-1 Tension de raccordement de référence. Sources : arrêtés du 17 mars 2003² et du 23 avril 2008³.

Deux types de configuration de raccordement sont envisagés :

- le **raccordement en départ mixte**, i.e., le raccordement à un départ existant auquel des consommateurs et éventuellement des producteurs sont déjà raccordés (Figure 1-5.a) ;
- le **raccordement en départ direct**, i.e., le raccordement au poste source le plus proche via un départ nouvellement créé pour le nouvel utilisateur (Figure 1-5.b).

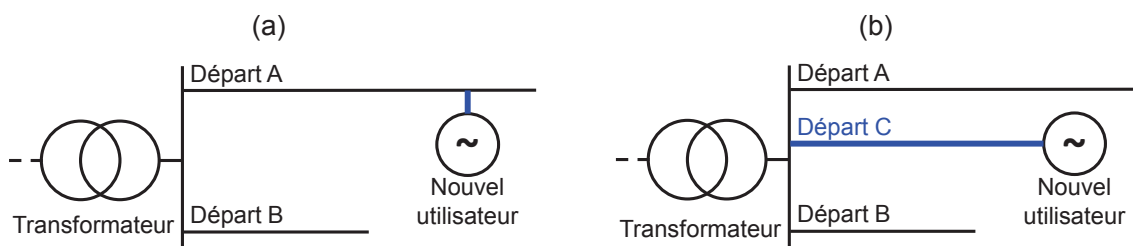


Figure 1-5 Illustration des configurations de raccordement : (a) en départ mixte, (b) en départ direct.

Lors d'une étude de raccordement en HTA, le GRD vérifie un certain nombre de critères en fonction de la puissance et du type de matériel du nouvel utilisateur [ERD08-2]. Tout d'abord, il s'assure systématiquement que le raccordement du nouvel utilisateur respecte à tout instant les capacités de

² Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'une installation de consommation d'énergie électrique, disponible sur : <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000602843&dateTexte=20080602&fastPos=65&fastReqId=1120208375&oldAction=rechTexte>, dernière consultation le 22/07/2012.

³ Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique, disponible sur : <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000018698004>, dernière consultation le 22/07/2012.

transit des ouvrages du réseau HTA, les plages de tension admissibles sur les réseaux HTA et BT, et le fonctionnement du plan de protection contre les défauts entre phases du réseau HTA et du point de raccordement [ERD10], [ERD15-3], [ERD08-3]. Lorsque le nouvel utilisateur est un producteur, le GRD vérifie également la tenue de la tension, le sens de transit et la puissance maximale au poste source [ERD11] ainsi que les courants de court-circuit supplémentaires apportés par le producteur [ERD08-4]. Des études complémentaires peuvent être requises pour estimer la contribution aux variations rapides de la tension [ERD08-5], les courants harmoniques injectés [ERD08-6] et l'impact sur la transmission du signal tarifaire [ERD14-2].

Lors d'une étude de raccordement en BT, le GRD s'assure que le raccordement du nouvel utilisateur respecte à tout instant les capacités de transit des ouvrages du réseau BT et les plages de tension admissibles sur le réseau BT. Lorsque le nouvel utilisateur est un producteur, le GRD vérifie aussi la tenue de la tension, le sens de transit et la puissance maximale au poste de distribution [ERD11-2].

Si aucune contrainte n'a été détectée lors de l'étude de raccordement, l'utilisateur peut être raccordé au réseau sans délai. Dans le cas contraire, le GRD doit renforcer les ouvrages du réseau en contrainte et/ou créer de nouveaux ouvrages avant d'effectuer le raccordement de l'utilisateur. Lorsque le nouvel utilisateur est un producteur, le GRD peut également résoudre certaines surtensions en abaissant la tangente phi des producteurs HTA, la consigne de tension du transformateur HTB/HTA et/ou la prise de référence du transformateur HTA/BT ; ces solutions seront détaillées dans la partie 1.4.2.

En France, conformément à l'arrêté du 28 août 2007⁴, les coûts de raccordement sont calculés à partir de barèmes de facturation établis par les GRD et validés par la CRE. La répartition des coûts de raccordement entre les acteurs dépend des caractéristiques de l'utilisateur à raccorder comme détaillé dans le Tableau 1-2. Il est important de noter que les consommateurs bénéficient sur leur contribution d'un taux de réfaction fixé à 40 % par l'arrêté du 17 juillet 2008⁵, tandis que les producteurs doivent payer la totalité de leur contribution selon l'article L341-2 du Code de l'Energie⁶.

En cas de création d'ouvrages, le GRD peut éventuellement mettre en œuvre une configuration de raccordement plus coûteuse pour mutualiser des investissements identifiés lors des études d'adaptation du réseau et dans les plans de développement de réseau HTA. Le cas échéant, les coûts supplémentaires sont à la charge du GRD.

⁴ Arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, disponible : <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000795938>, dernière consultation le 10/09/2015.

⁵ Arrêté du 17 juillet 2008 fixant les taux de réfaction mentionnés dans l'arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, disponible : <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000019774037>, dernière consultation le 10/09/2015.

⁶ Article L341-2 du Code de l'Energie, disponible : <http://legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&idArticle=LEGIARTI000023986728&dateTexte=&categorieLien=cid>, dernière consultation le 10/09/2015.

Caractéristiques du nouvel utilisateur à raccorder	Acteurs supportant les postes de coût de raccordement			
	Ouvrages nouvellement créés dans le domaine de raccordement du nouvel utilisateur	Ouvrages renforcés dans le domaine de raccordement du nouvel utilisateur	Ouvrages nouvellement créés dans le domaine de raccordement supérieur	Ouvrages renforcés dans le domaine de raccordement supérieur
Consommateur BT vérifiant $P_n < 36$ kVA et $d < 250$ m	Consommateur (40 %) et GRD (60 %)	Consommateur (40 %) et GRD (60 %)	GRD	GRD
Autre consommateur BT	Consommateur (40 %) et GRD (60 %)	Consommateur (40 %) et GRD (60 %)	Consommateur (40 %) et GRD (60 %)	
Consommateur HTA vérifiant $P_n < 500$ kW et $d < 250$ m	Consommateur (40 %) et GRD (60 %)	GRD	GRD	
Autre consommateur HTA	Consommateur (40 %) et GRD (60 %)	Consommateur (40 %) et GRD (60 %)	Consommateur (40 %) et GRD (60 %)	
Producteur BT vérifiant $P_n < 6/18$ kVA en mono-/triphase	Producteur	Producteur	GRD	
Autre producteur BT	Producteur	Producteur	Producteur	
Producteur HTA	Producteur	Producteur	Producteur	

NB : P_n désigne la puissance nominale de l'utilisateur et d la distance séparant l'utilisateur du poste de transformation.

Tableau 1-2 Répartition des postes de coût de raccordement entre les acteurs. Sources : arrêtés du 28 août 2007⁴ et du 17 juillet 2008⁵, article L341-2 du Code de l'Energie⁶, [ERD11-3].

1.3.1.2 Les études d'adaptation des réseaux HTA et BT

Les **études d'adaptation de réseaux** ont pour objet d'établir les investissements nécessaires sur le réseau pour résoudre des contraintes locales causées par des consommateurs existants et/ou pour anticiper l'accroissement de consommation des utilisateurs existants sur les dix prochaines années [ERD08]. Les études d'adaptation de réseaux ne tiennent pas compte de l'impact de la production décentralisée sur le dimensionnement des ouvrages car :

- les études de raccordement permettent déjà de s'assurer que les producteurs peuvent injecter à tout instant leur puissance dans des conditions normales d'exploitation [ERD15-3], [ERD11-2] ;
- le GRD peut demander aux producteurs de déconnecter leur installation voire, pour certains producteurs, de limiter temporairement leur puissance, en cas de conditions dégradées d'exploitation [ERD10-2], [ERD12].

Il est essentiel de noter que **le GRD étudie aujourd'hui séparément les adaptations du réseau HTA et les adaptations du réseau BT**. Les contraintes sont vérifiées en considérant l'accroissement de consommation prévue sur 10 ans. En cas de contrainte détectée, le GRD doit établir la liste des ouvrages à renforcer/créer ainsi que les investissements correspondants.

1.3.1.3 Les plans de développement des postes sources et du réseau HTA

La planification à moyen/long terme est différente en HTA et en BT :

- Sur le domaine HTA, le foisonnement de la consommation et l'évolution modérée du réseau rendent possible une anticipation des contraintes sur le long terme. Le GRD est donc capable d'élaborer des schémas directeurs à 30 ans et d'établir une liste prévisionnelle des travaux de développement du réseau HTA sur 10 ans.
- Sur le domaine BT, l'anticipation des contraintes à long terme est plus difficile du fait des aléas individuels importants et de l'évolution rapide du réseau. Le GRD planifie le développement du

réseau souvent suite au constat de contraintes. Les zones à traiter sont classées en fonction du nombre de Clients Mal Alimentés⁷ (CMA) et sont traitées en fonction de l'enveloppe budgétaire allouée à la qualité de fourniture.

C'est pourquoi **seule la planification HTA est possible au-delà de 10 ans**. Trois types de plan sont établis : un Plan Aléas Climatiques (PAC) sur 10 ans, des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (SRRRER) sur 10 ans et des Schémas Directeurs (SD) sur 30 ans.

1.3.1.3.1 Le Plan Aléas Climatiques

Le Plan Aléas Climatiques (PAC) contient l'ensemble des engagements pris par EDF auprès de l'Etat français pour réduire la sensibilité du réseau électrique aux risques d'incident majeur d'origine climatique [HOR07], [ERD15-4]. Le PAC inclut trois parties :

- Une identification des risques d'incident majeur d'origine climatique. Les niveaux de risque sont souvent représentés à la maille départementale sous la forme de cartographie des quantités de lignes aériennes, de câbles souterrains et de postes électriques jugés vulnérables.
- Un diagnostic global des fragilités du réseau. Ce diagnostic est révisé tous les ans en tenant compte des conséquences des aléas climatiques survenus dans l'année.
- Un plan d'actions pour atteindre le niveau de sécurisation du réseau électrique visé sur 10 ans. Le PAC relatif aux réseaux de distribution contient notamment un programme de résorption progressive des lignes d'ossature HTA aériennes en zones boisées ou arborées et des engagements sur des quantités de réseaux HTA et BT aériens à enfouir.

Pour faciliter son pilotage, le PAC est décliné en plans régionaux de sécurisation détaillés au niveau du département, eux-mêmes déclinés en projets de sécurisation construits au niveau d'un ou de plusieurs départs HTA et intégrés aux Schémas Directeurs.

1.3.1.3.2 Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables

Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (SRRRER) visent à définir les besoins d'évolution du réseau français existant pour atteindre les objectifs régionaux de développement des ENR à l'horizon 2020, en approbation avec les Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Energie [RTE12]. Les SRRRER sont élaborés par le gestionnaire du réseau de transport en accord avec les GRD concernés. Chaque SRRRER contient :

- une liste des ouvrages à créer et à renforcer ;
- la capacité d'accueil⁸ globale du SRRRER et la capacité d'accueil fixée par poste source ;
- le coût prévisionnel des investissements à réaliser par ouvrage renforcé/créé ;
- le calendrier des études à réaliser par les gestionnaires de réseau pour la réalisation des travaux.

Grâce au SRRRER, les producteurs ENR d'une puissance installée supérieure à 36 kVA bénéficient d'une réservation de la capacité d'accueil du SRRRER pendant 10 ans. Le producteur est alors raccordé au poste électrique le plus proche disposant d'une capacité de réserve suffisante. En contrepartie, le producteur doit payer aux gestionnaires de réseau [ERD14] :

- le coût total des ouvrages destinés à assurer son raccordement aux ouvrages du SRRRER ;
- une quote-part régionale des ouvrages à créer en application du SRRRER, proportionnelle à sa puissance installée.

Le coût des ouvrages à renforcer dans le SRRRER reste à la charge des gestionnaires de réseau.

⁷ Les CMA sont les consommateurs raccordés au réseau BT qui sont sujets à des tensions inférieures à $U = 0,9.U_n$ à leur point de raccordement, où U_n est la tension nominale BT.

⁸ Terme défini dans la partie 1.4.

1.3.1.3.3 Les Schémas Directeurs

Les Schémas Directeurs (SD) permettent de définir une vision cohérente de l'évolution du réseau HTA à moyen et à long termes en accord avec les politiques nationales et les stratégies de développement du réseau du GRD, et en particulier avec le PAC et les SRRRER [ERD08], [COI13]. Un SD est constitué de trois éléments :

- une cible à 30 ans qui correspond au schéma de réseau HTA nécessaire et suffisant pour respecter le cadre réglementaire et normatif – sans tenir compte des contraintes électriques – et pour garantir un niveau de qualité de fourniture suffisant à l'horizon 30 ans ;
- une cible intermédiaire à 10 ans, qui correspond au schéma de réseau HTA nécessaire et suffisant pour respecter le cadre réglementaire et normatif – en tenant compte des contraintes électriques – et pour garantir un niveau de qualité de fourniture suffisant à l'horizon 10 ans ;
- la meilleure stratégie de développement des ouvrages conduisant à ces cibles, avec un échéancier des opérations à mener sur 10 ans pour atteindre la cible intermédiaire.

Les SD sont révisés au moins tous les cinq ans pour considérer les écarts de consommation et les évolutions significatives du réseau. Il faut garder à l'esprit que le SD ne structure pas mais oriente les études décisionnelles. En revanche, un choix issu d'une étude décisionnelle qui n'est pas cohérent avec le SD implique la révision du SD pour garantir la pertinence de la cible à 30 ans.

1.3.2 Les principales hypothèses des études décisionnelles

Pour garantir la cohérence du développement du réseau et respecter l'obligation d'objectivité et de non-discrimination, le GRD doit appliquer des principes décisionnels communs à tous les problèmes à traiter. La résolution d'un problème peut être décomposée en trois étapes :

- 1) Identifier différentes solutions techniques susceptibles de résoudre le problème et de respecter les différents engagements du GRD (partie 1.3.2.1).
- 2) Mener des études de faisabilité technique pour vérifier l'aptitude des différentes solutions à résoudre le problème constaté sous respect des contraintes, en particulier les contraintes de tension et de courant (partie 1.3.2.2).
- 3) Faire des calculs technico-économiques pour établir le Coût Net Actualisé (CNA) des différentes solutions techniquement faisables (partie 1.3.2.3).

La solution optimale est la solution techniquement faisable qui obtient le CNA minimal.

1.3.2.1 L'élaboration des solutions

Plusieurs solutions peuvent être envisagées en fonction de la localisation des contraintes (Tableau 1-3).

Localisation de la contrainte	Solutions possibles
Transformateur	<ul style="list-style-type: none"> - Mutation (remplacement) du transformateur en contrainte - Création d'un nouveau poste électrique - Si transformateur HTB/HTA : <ul style="list-style-type: none"> o Rééquilibrage des charges dans le poste source o Ajout d'un transformateur supplémentaire dans le poste source existant
Départ	<ul style="list-style-type: none"> - Renforcement du départ en contrainte - Dédoublage de départ - Création de nouveaux ouvrages - Si départ HTA : reconfiguration d'exploitation du réseau HTA

Tableau 1-3 Exemples de solutions à considérer en cas de contrainte sur le réseau.

Pour une même solution, plusieurs variantes peuvent être imaginées en fonction des ouvrages remplacés ainsi que du dimensionnement et du tracé des nouveaux ouvrages. En pratique, le GRD s'appuie sur son expérience et son expertise pour sélectionner les variantes les plus prometteuses. En particulier, pour un niveau de tension donné, le GRD élabore des solutions :

- en résolvant d'abord les contraintes de puissance apparente dans le transformateur, puis les contraintes de courant sur le réseau, et enfin les contraintes de tension sur le réseau ;
- en choisissant le dimensionnement des ouvrages à renforcer/créer selon des abaques prédéfinis.

1.3.2.2 La détection de contraintes de tension et de courant

Les contraintes de tension et de courant sont les principaux facteurs intervenant dans le dimensionnement des ouvrages du réseau.

1.3.2.2.1 Les contraintes de tension

Sur les plans contractuel et réglementaire, la tension au point de raccordement d'un utilisateur HTA moyennée sur 10 minutes doit rester dans une plage de $\pm 5\%$ autour d'une valeur contractuelle U_c , elle-même fixée dans une plage de $\pm 5\%$ autour de la tension nominale U_n du réseau HTA (norme C13-200, [ERD08]). Lors des études décisionnelles en HTA, le GRD vérifie que la tension en tout point du réseau HTA reste dans une plage de $\pm 5\%$ autour de U_n dans des conditions normales d'exploitation, et dans une plage de $[-5\% ; +8\%]$ autour de U_n dans des conditions dégradées d'exploitation.

Sur le plan réglementaire, la tension au point de raccordement d'un utilisateur BT moyennée sur 10 minutes doit rester à tout instant dans une plage de $\pm 10\%$ autour de la tension nominale U_n du réseau HTA (norme C15-100, [ERD08]). Lors des études décisionnelles en BT, le GRD vérifie que la variation de tension entre le transformateur HTA/BT et tout point du réseau BT ne dépasse pas des valeurs prédéfinies en fonction de la tension au secondaire du transformateur HTA/BT, qui est déterminée lors des études d'adaptation du réseau HTA.

Un nœud est dit en **contrainte de tension haute (ou surtension)** si sa tension est supérieure à la borne haute de la plage de tension admissible ; en **contrainte de tension basse** si sa tension est inférieure à la borne basse de la plage de tension admissible.

1.3.2.2.2 Les contraintes de courant et de puissance apparente

Les contraintes de courant/puissance apparente dans les ouvrages du réseau sont définies pour respecter les limites constructives des matériels et assurer une hauteur de sécurité pour les liaisons aériennes. Les définitions suivantes sont retenues lors des études décisionnelles [ERD08] :

- Un transformateur est en **contrainte de puissance apparente** lorsque la puissance apparente le traversant est supérieure à sa puissance apparente maximale.
- Un conducteur est en **contrainte de courant** lorsque le courant le traversant est supérieur à son courant maximal admissible pendant plus de 10 minutes.

Il est à noter qu'en exploitation, des surcharges temporaires de transformateurs et de câbles souterrains HTA sont tolérées sur des périodes inférieures à 1 ou 3 heures.

1.3.2.2.3 Les hypothèses actuelles de calcul

Les contraintes de courant et de tension sont détectées à partir de simulations de l'état électrique du réseau. Comme montré dans le Tableau 1-4, les hypothèses actuelles de calcul électrique sont spécifiques au domaine de tension de l'étude décisionnelle.

	Etude HTA	Etude BT
Modèle des réseaux	<ul style="list-style-type: none"> - Réseau HTB vu comme une source/récepteur d'énergie de puissance infinie. - Réseau HTA supposé triphasé équilibré, représenté par un schéma monophasé équivalent. Conducteurs HTA représentés par des modèles en Pi : résistance et inductance séries + capacitance parallèle. - Réseau BT agrégé sous la forme d'un nœud de consommation/production au secondaire des transformateurs HTA/BT. 	<ul style="list-style-type: none"> - Réseau HTA vu comme une source/récepteur d'énergie de puissance infinie. - Réseau BT supposé triphasé déséquilibré, représenté par un schéma triphasé équilibré avec neutre et un coefficient statistique de déséquilibre entre phases. Conducteurs BT représentés par des résistance et inductance séries.
Modèle des utilisateurs	<ul style="list-style-type: none"> - Puissance ponctuelle aux nœuds de production et de consommation (pas de profils temporels). - Foisonnement de consommation considéré : puissance consommée en aval du transformateur HTB/HTA répartie aux nœuds de consommation au prorata de leur puissance maximale mesurée le jour le plus chargé de l'année P^*_{max}. - Tangente phi des consommateurs fixée à 0,4 par défaut. 	<ul style="list-style-type: none"> - Profils temporels individualisés de puissance pour chaque consommateur, qui indiquent une moyenne et une variance de puissance à chaque pas horaire en jour ouvré et en jour férié. - Puissance constante des producteurs : nulle ou maximale selon les études. - Foisonnement de consommation considéré : aléa supposé gaussien autour de la puissance moyenne individuelle. - Tangente phi des consommateurs fixée à 0,5 par défaut.

Tableau 1-4 Hypothèses actuelles des études électriques en planification HTA et BT [ERD10], [ERD11], [ERD11-2], [ERD08].

1.3.2.2.4 Les cas de consommation et de production étudiés

Pour s'assurer que les contraintes de courant et de tension sont vérifiées à tout instant, le GRD étudie des **cas pessimistes de production et de consommation** (Tableau 1-5) :

- une consommation maximale et une production nulle pour détecter des risques de contrainte de tension basse et de courant ;
- une consommation minimale et une production maximale pour détecter des risques de contrainte de tension haute et de courant.

Ces cas pessimistes de production et de consommation sont étudiés :

- sous les hypothèses propres à chaque domaine de tension (partie 1.3.2.2.3) ;
- en considérant une incertitude de 1 % sur la consigne de tension du régulateur en charge du transformateur HTB/HTA pour tenir compte du fonctionnement discret du régulateur [ERD11].

	Contraintes vérifiées	Cas de consommation et de production étudiés
Raccordement d'un consommateur [ERD10], [ERD11-2]	Courant. Tension basse.	Consommation maximale estimée à la température minimale de base, P_{TMB} , et production nulle selon les conditions d'exploitation normales.
Raccordement d'un producteur [ERD11], [ERD11-2]	Courant. Tension haute.	Consommation minimale (égale par défaut à 20 % de la consommation maximale mesurée le jour le plus chargé de l'année, P_{max}^*) et production maximale selon les conditions d'exploitation normales.
Adaptation du réseau sur 1-10 ans [ERD08]	Courant. Tension basse.	<ul style="list-style-type: none"> - Consommation maximale estimée à la température minimale de base, P_{TMB}, et production nulle selon les conditions d'exploitation normales. - Consommation maximale mesurée le jour le plus chargé de l'année, P_{max}^*, et production nulle selon des conditions d'exploitation dégradées (avec perte d'un ouvrage du réseau).

Tableau 1-5 Contraintes et cas de consommation et de production étudiés lors des études décisionnelles [ERD10], [ERD11], [ERD11-2], [ERD08].

1.3.2.3 Les calculs technico-économiques

Le GRD réalise des calculs technico-économiques pour comparer des solutions sur un horizon temporel long.

1.3.2.3.1 Le coût net actualisé

Comme les solutions engagent potentiellement des dépenses différentes à des dates différentes, il est nécessaire d'actualiser les coûts avant de pouvoir les sommer. Le principe d'actualisation suppose que tout acteur économique préférera disposer d'une ressource financière dans l'immédiat que dans le futur. Un taux d'actualisation i est donc appliqué aux coûts annuels pour les ramener à l'année 1 : un coût c à l'année t est équivalent à un coût $c_{act} = c/(1+i)^{t-1}$ € à l'année 1.

Pour comparer les solutions possibles pour résoudre un problème donné, le GRD établit le **Coût Net Actualisé (CNA)** de chaque solution sur une même période de T années. La solution optimale est la solution techniquement faisable qui obtient le CNA minimal.

Le CNA d'une solution sur T années est défini comme suit :

$$CNA = I_{act} + C_{act} - V_{act} = \sum_{t=1}^T \left(\frac{I_t}{(1+i)^{t-1}} + \frac{C_t}{(1+i)^{t-1}} - \frac{V_t}{(1+i)^T} \right), \quad (1.1)$$

avec :

- I_{act} , C_{act} et V_{act} : les montants respectifs d'investissement, de coûts opérationnels et de valeurs d'usage actualisés à l'année 1 ;
- T : le nombre d'années de l'étude technico-économique ;
- i : le taux d'actualisation des coûts réels ;
- I_t : le montant des investissements à réaliser à l'année t ;
- C_t : le montant des coûts opérationnels prévisionnels à l'année t ;
- V_t : la valeur d'usage, ou valeur résiduelle, de l'investissement I_t à la fin de l'année T .

Le retrait des valeurs d'usage des investissements permet de quantifier les reports d'investissement et comparer les stratégies sur une même période d'étude. La valeur d'usage V_t est calculée comme suit :

$$V_t = \frac{(1+i)^{A_t} - (1+i)^{T-t+1}}{(1+i)^{A_t} - 1} I_t, \quad (1.2)$$

où A_t est la durée de vie de l'investissement I_t .

1.3.2.3.2 Hypothèses des calculs technico-économiques

Comme montré dans le Tableau 1-6, les hypothèses des calculs technico-économiques sont spécifiques aux études décisionnelles. Les coûts opérationnels sont en général estimés à partir de données statistiques [ERD08]. Il est à noter que, bien que seuls les investissements interviennent dans les calculs technico-économiques des études BT, tout nouvel ouvrage est néanmoins dimensionné à partir d'abaques qui garantissent l'optimum économique en investissement et coût des pertes sur la durée de vie de l'ouvrage [ERD11-2].

	Raccordement des utilisateurs BT	Raccordement des utilisateurs HTA	Développement du réseau BT	Développement du réseau HTA
Taux d'actualisation	$i = 8 \%$			
Période d'étude	$T = 10$ ans		$T = 10$ à 40 ans, en fonction de la durée de vie des solutions	
Accroissement de la consommation	Pas d'accroissement considéré.		Accroissement compris entre 1 et 5 % par an selon le réseau étudié.	
Investissements considérés dans le CNA	Achat et installation des nouveaux ouvrages nécessaires au renforcement/création de réseau.			
Coûts opérationnels considérés dans le CNA	Aucun car négligeable devant les investissements.	Coûts des pertes techniques.	Aucun car négligeable devant les investissements.	Coûts des pertes techniques. Energie non distribuée. Entretien et réparation des ouvrages.

Tableau 1-6 Hypothèses des calculs technico-économiques [ERD08].

1.3.3 La planification budgétaire des investissements

Chaque année, le GRD dispose d'une enveloppe budgétaire limitée pour traiter les différents problèmes. Il est donc nécessaire de traiter les problèmes par ordre décroissant d'importance et, si besoin, reporter à l'année suivante le traitement des problèmes les moins urgents.

Le GRD applique deux principes pour arbitrer les investissements dans le respect de ses obligations (Figure 1-6) :

- Les problèmes « imposés » sont traités en priorité. En particulier, les nouveaux producteurs sont raccordés au réseau dans leur ordre d'arrivée.
- Les problèmes « délibérés » sont hiérarchisés par **Ratio Bénéfice sur Coût (RBC)** décroissant. Le RBC d'un problème est défini comme suit :

$$RBC = (C_{act,0} - C_{act}) / I_{act}, \quad (1.3)$$

avec :

- I_{act} : le montant actualisé des investissements pour résoudre le problème ;
- $C_{act,0}$: le montant actualisé des coûts opérationnels si le problème n'est pas résolu ;
- C_{act} : le montant actualisé des coûts opérationnels si le problème est résolu.

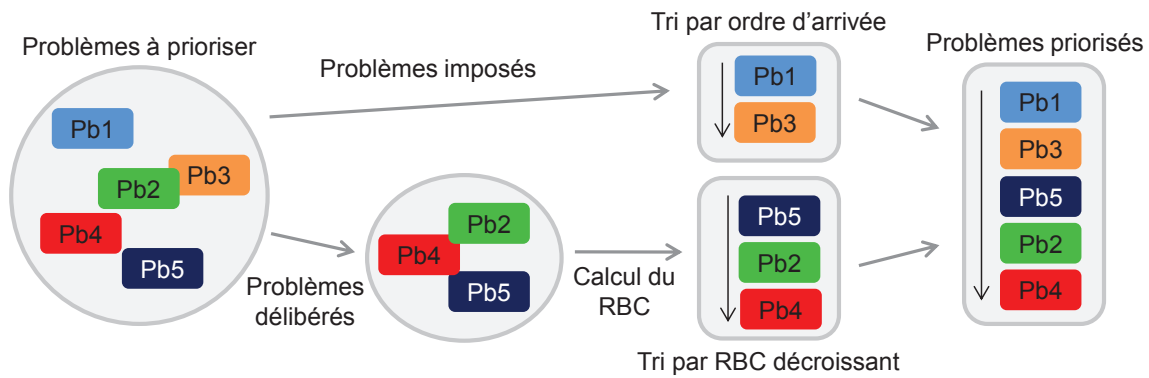


Figure 1-6 Illustration de la priorisation des problèmes sur une année.

1.4 Problématique du raccordement des énergies renouvelables

L'accroissement de la production décentralisée impose l'adaptation des réseaux de distribution à un fonctionnement bidirectionnel et l'édition de règles de raccordement précises [DOU10]. L'objet de cette partie est de :

- présenter les différents leviers que les GRD français utilisent aujourd'hui pour augmenter la capacité d'accueil des réseaux lors des études de raccordement ;
- expliquer les inconvénients de la planification actuelle en présence d'une forte production ENR.

1.4.1 La capacité d'accueil des réseaux

La **capacité d'accueil en un nœud donné d'un réseau** est la puissance de raccordement maximale qui respecte à tout moment les contraintes de tension et de courant sur l'ensemble du réseau considéré. Sous l'approche déterministe des études de raccordement des producteurs, la puissance de raccordement maximale $P_{raccmax}$ en un nœud k correspond à la puissance maximale pouvant encore être injectée en ce nœud lorsque la production existante est maximale et la consommation existante est minimale sur le départ considéré (Tableau 1-5).

La capacité d'accueil des réseaux de distribution existants est très souvent limitée par les contraintes de tension haute, notamment dans les zones rurales et semi-urbaines où des producteurs de puissance élevée (> 1 MW) demandent à être raccordés – l'espace disponible permettant d'y développer de tels projets. La capacité d'accueil $P_{raccmax}$ d'un départ de type rural ou semi-urbain, à la distance l du poste électrique, peut donc être estimée à partir d'un modèle analytique du plan de tension d'un départ à grandeurs supposées uniformément réparties (Annexe 1) :

$$P_{raccmax}(l) = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin})}{2\xi(R + X \cdot \tan(\varphi))} \quad \text{avec} \quad \xi = l/L, \quad (1.4)$$

et avec :

- L , R et X : les longueur, résistance et réactance totales du départ ;
- P_{cmin} et Q_{cmin} : les puissances active et réactive minimales consommées sur le départ ;
- $\tan(\varphi)$: la tangente phi de production associée à $P_{raccmax}$ à la distance l ;
- U_0 : la tension au secondaire du transformateur amont ;
- U_{max} : la tension maximale admissible à la distance l du poste électrique.

D'après l'Equation 1.4, la **capacité d'accueil sur critère tension – et donc la capacité d'accueil au sens large – dépend de paramètres très variés : les caractéristiques électriques du départ R et X , la tension en tête de départ U_0 , les capacités constructives en puissance réactive du producteur $\tan(\varphi)$ et la consommation minimale du départ P_{cmin} et Q_{cmin} .**

1.4.2 Les leviers traditionnellement utilisés pour augmenter la capacité d'accueil

Lors des études de raccordement des producteurs, quatre leviers sont actuellement envisagés en France pour augmenter la capacité d'accueil d'un départ existant [ERD08] :

- 1) **l'abaissement de la consigne fixe de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA**, ce qui revient à diminuer $\tan(\varphi)$ dans l'Equation 1.4 ;
- 2) **l'abaissement de la consigne fixe de tension $U_{jdtb,ref}$ des transformateurs HTB/HTA**, ce qui revient à diminuer U_0 dans l'Equation 1.4 ;
- 3) **le changement à la baisse des prises fixes des transformateurs HTA/BT**, ce qui revient à diminuer U_0 dans l'Equation 1.4 ;
- 4) **le renforcement voire la création de nouveaux ouvrages**, ce qui revient à modifier R et/ou X dans l'Equation 1.4.

Ces leviers sont également utilisés pour le raccordement de la production décentralisée dans d'autres pays. Le lecteur intéressé pourra trouver les spécificités de raccordement propres à 20 autres pays que la France dans [PAP13].

1.4.2.1 L'abaissement de la consigne fixe de tangente phi des producteurs HTA

En France, les capacités de puissance réactive des producteurs sont encadrées par l'arrêté du 23/04/2008⁹ :

- les producteurs raccordés en BT ne sont pas autorisés à absorber de puissance réactive ;
- en situation normale, les producteurs raccordés en HTA doivent pouvoir fournir une puissance réactive au moins égale à $0,4P_{max}$ et absorber une puissance réactive au moins égale à $0,35P_{max}$ lorsqu'ils produisent à leur puissance active maximale P_{max} .

En pratique, le GRD demande aux producteurs d'avoir un **réglage de puissance réactive à consigne de tangente phi fixe $\tan(\varphi)_{ref}$** avec :

- $\tan(\varphi)_{ref} = 0$ pour les producteurs BT ;
- $\tan(\varphi)_{ref} \in [-0,25 ; 0,3]$ avec une plage de réglage de 0,1 pour les producteurs HTA.

La consigne de tangente phi d'un producteur HTA est déterminée lors de son étude de raccordement, de sorte à minimiser les pertes sur son départ d'accueil. Toutefois, la consigne fixe $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA peut être abaissée pour résoudre les surtensions détectées lors de l'étude de raccordement d'un producteur HTA en départ mixte existant. La consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ du nouveau producteur HTA peut être abaissée jusqu'à $\tan(\varphi)_{min} = -0,25$ tant que des surtensions persistent et qu'aucune contrainte de courant et/ou de tension basse n'apparaît sur le départ HTA. S'il reste encore des surtensions, la consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA existants raccordés au même départ peut également être abaissée selon les mêmes conditions.

Notons que, pour fournir la tangente phi minimale réglementaire, les producteurs HTA doivent dimensionner en conséquence leur chaîne de conversion de puissance (PCS) au moment de leur raccordement au réseau. L'utilisation de ce levier est limitée afin d'éviter des surcoûts du PCS trop élevés pour les producteurs HTA comparés au coût total de raccordement.

1.4.2.2 L'abaissement de la consigne fixe de tension du transformateur régleur HTB/HTA

Chaque transformateur HTB/HTA est équipé d'un régleur en charge capable d'ajuster le rapport de transformation entre la tension HTB et la tension HTA par des changements temporisés de prise. Le

⁹ Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique, disponible sur : <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000018698004>, dernière consultation le 22/07/2012.

changement de prises du régleur en charge est commandé par un dispositif de régulation de tension de sorte à **maintenir la tension au jeu de barres HTA au plus près d'une consigne de tension fixe $U_{jdb,ref}$** . La consigne fixe $U_{jdb,ref}$ est déterminée par le GRD lors des études de planification de façon à minimiser les pertes et respecter les plages de tension admissibles sur l'ensemble des départs desservis par le transformateur [ERD15-3] :

- $U_{jdb,ref} = U_n + 4 \%$, où U_n est la tension nominale HTA, lorsque la production raccordée en aval du transformateur ne cause pas de surtension pour cette consigne de tension. La valeur $U_{jdb,ref} = U_n + 4 \%$ correspond à la tension maximale admissible sur le réseau HTA en prenant une marge d'incertitude de 1 % due à la chaîne de mesure et au fonctionnement discret du régleur en charge.
- $U_{jdb,ref} \in [U_n + 2 \%; U_n + 4 \%]$ lorsque la production raccordée en aval du transformateur peut causer des surtensions pour la consigne $U_{jdb,ref} = U_n + 4 \%$. La valeur $U_{jdb,ref} = U_n + 2 \%$ est la limite basse sous laquelle les engagements contractuels du GRD avec certains utilisateurs HTA ne peuvent plus être assurés dans certaines circonstances.

Historiquement, le réglage de la tension des transformateurs HTB/HTA à sa consigne la plus haute, $U_{jdb,ref} = U_n + 4 \%$, était justifié économiquement par la diminution monotone de la tension le long des départs, causée par des utilisateurs principalement consommateurs. Or l'arrivée de la production décentralisée dans les réseaux de distribution a fait apparaître des surélévations locales de tension sur les départs. C'est pourquoi l'abaissement de la consigne de tension fixe du transformateur régleur HTB/HTA peut être envisagé pour résoudre les surtensions détectées lors de l'étude de raccordement d'un producteur HTA. La consigne $U_{jdb,ref}$ peut être abaissée jusqu'à $U_{jdb,min} = U_n + 2 \%$ tant que la surtension persiste et qu'aucune contrainte de courant et/ou de tension basse n'apparaît sur les départs HTA en aval du transformateur.

1.4.2.3 Le changement à la baisse de la prise fixe du transformateur HTA/BT

Chaque transformateur HTA/BT est équipé d'un commutateur de prise manuel et manœuvrable exclusivement hors tension, permettant d'**ajuster le rapport de transformation entre la tension HTA et la tension BT de façon permanente**. Les prises fixes des transformateurs HTA/BT permettent de faire varier la tension BT de -2,5 %, 0 % et +2,5 % par rapport à 400 V pour un transformateur ancienne génération, et 0 %, +2,5 % et +5 % par rapport à 400 V pour un transformateur nouvelle génération [ERD11-2].

La prise de référence est en général choisie de façon à éviter des contraintes de tension basse en période hivernale, lorsque la consommation est la plus élevée. En cas de production pouvant causer des surtensions en BT, la prise fixe du transformateur est limitée à +2,5 % voire 0 %. Ce levier est utilisé lors des études de raccordement des producteurs BT, quitte à faire apparaître des contraintes ponctuelles de tension basse au point de raccordement de certains consommateurs.

Il est à noter que, comme la prise des transformateurs HTA/BT est manœuvrable manuellement et exclusivement hors tension, la modification de la prise de référence est envisagée de façon exceptionnelle, par exemple pour raccorder un nouveau producteur de puissance élevée, et est donc incompatible avec un ajustement à des contraintes saisonnières [ERD11-2].

1.4.2.4 Le renforcement et la création de nouveaux ouvrages

Le **renforcement de réseau** consiste à :

- muter (remplacer) les transformateurs en contrainte par des transformateurs de puissance apparente nominale supérieure ;
- remplacer les branches en contrainte par des branches de courant admissible supérieur ;

- remplacer une ou plusieurs branches en amont d'une contrainte de tension par des branches de résistance et/ou réactance inférieures.

La **création ou développement de réseau** consiste à tracer un nouveau chemin électrique en installant de nouveaux ouvrages : dédoublement de départ, ajout d'un départ, ajout d'un transformateur, ajout d'un poste électrique, etc.

Les ouvrages renforcés et nouvellement créés sont dimensionnés de sorte à résoudre totalement les contraintes détectées et minimiser le bilan actualisé des coûts (partie 1.3.2). Le renforcement et la création de réseau est utilisé systématiquement en cas de contrainte de courant, et en dernier recours en cas de contrainte de tension en raison de son investissement élevé par rapport aux autres leviers.

1.4.3 La procédure actuelle des études de raccordement des producteurs

La Figure 1-7 synthétise la procédure actuellement mise en œuvre pour résoudre les contraintes de courant (incluant les contraintes de puissance apparente au transformateur) et les contraintes de tension haute lors des études de raccordement des producteurs HTA et BT en départ mixte et en départ direct. Cette figure met en évidence l'ordre de traitement des contraintes et l'ordre d'utilisation des leviers traditionnels. Le dimensionnement des leviers est réalisé selon les hypothèses présentées dans la partie 1.4.2. Rappelons que seuls des cas pessimistes de production et de consommation sont étudiés pour détecter les contraintes et dimensionner les leviers.

1.4.4 Les limites des leviers traditionnels pour l'intégration des énergies renouvelables

Les GRD exploitent aujourd'hui, dans une certaine mesure, les paramètres $\tan(\varphi)$ et U_0 – avant d'envisager le renforcement de réseau – afin de dégager de la capacité d'accueil supplémentaire pour l'intégration des producteurs (Equation 1.4). La diminution des paramètres $\tan(\varphi)$ et U_0 permet au GRD de réduire des contraintes de tension haute et donc de chercher une configuration de raccordement moins onéreuse pour le producteur. La planification actuelle des réseaux montre toutefois deux inconvénients en présence d'une forte production ENR intermittente.

Tout d'abord, **les leviers traditionnellement utilisés en tant qu'alternatives au renforcement atteignent rapidement leurs limites techniques en présence d'une forte production décentralisée** [MIN13]. Sur le domaine HTA, l'abaissement des consignes fixes de tangente phi des producteurs et de tension du transformateur permettent en général de réduire fortement le coût d'intégration du premier producteur, mais peu voire guère celui des producteurs suivants pour lesquels des investissements de réseau sont indispensables. Sur le domaine BT, le changement de prise à la baisse des transformateurs peut entraîner une forte augmentation du nombre de Clients Mal Alimentés (CMA) dont le traitement implique de renforcer voire créer de nouveaux ouvrages.

D'autre part, **les études actuelles de raccordement ne tiennent pas compte du caractère intermittent de la plupart des ENR raccordées aux réseaux de distribution** [STR14]. Comme les producteurs ENR atteignent rarement leur puissance nominale en exploitation, le risque de contrainte causée par les ENR peut être très faible. Des leviers alternatifs au renforcement, potentiellement moins coûteux qu'un renforcement immédiat du réseau, pourraient temporairement être mis en œuvre pour couvrir ce faible risque.

Enfin, en présence d'une forte production décentralisée, les leviers traditionnellement utilisés ne suffisent pas à dégager suffisamment de capacité d'accueil et donc diffèrent des travaux de renforcement potentiellement onéreux et longs à mettre en œuvre. De nouveaux leviers alternatifs au renforcement doivent être investigués afin d'intégrer les ENR aux réseaux de distribution au meilleur coût pour la société et pour une qualité de fourniture donnée.

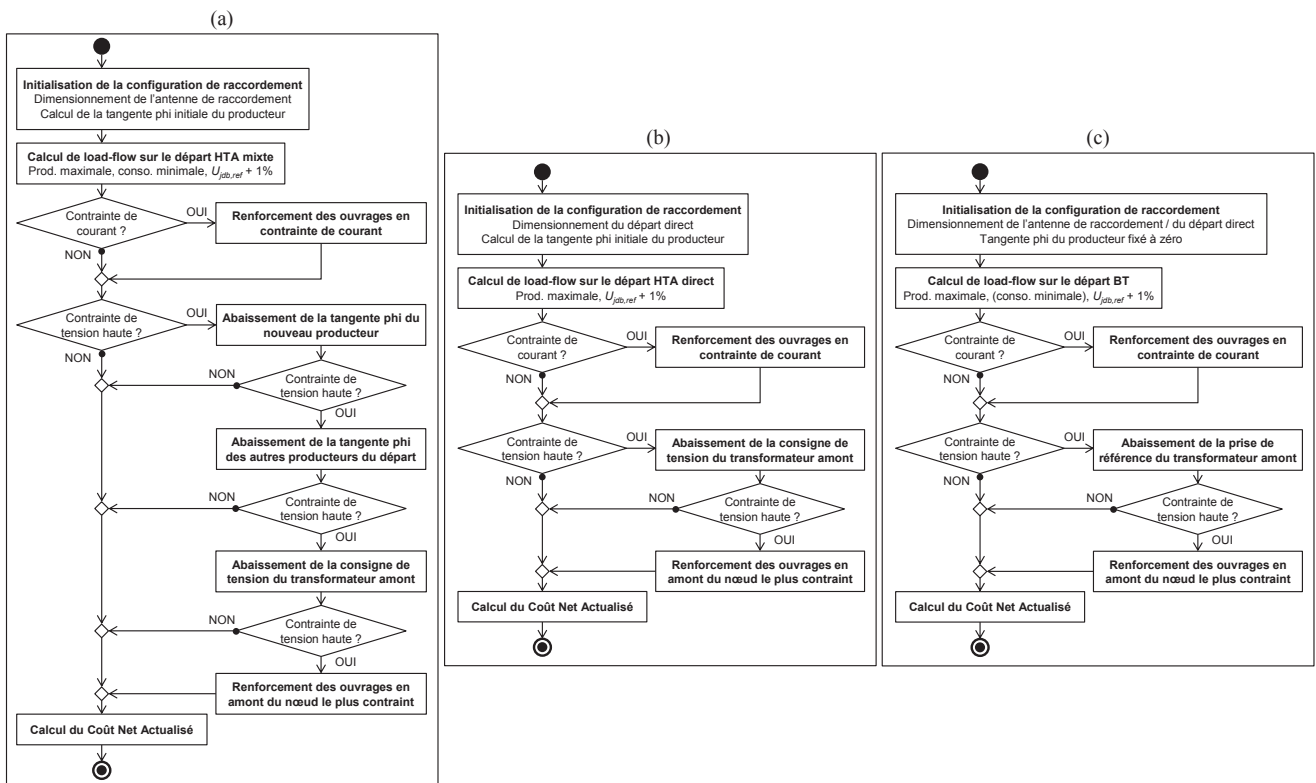


Figure 1-7 Procédure actuelle des études de raccordement des producteurs aux réseaux de distribution : raccordement d'un producteur HTA en départ mixte (a), raccordement d'un producteur HTA en départ direct (b), raccordement d'un producteur BT en départ mixte ou direct (c).

1.5 Les leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

Cette partie vise à dresser un état des lieux des leviers d'intégration des ENR dans les réseaux de distribution. Les leviers présentés dans cette partie sont des solutions potentielles pour dégager de la capacité d'accueil supplémentaire dans les réseaux existants lorsqu'elle est limitée par les contraintes de tension haute et/ou de courant.

Pour une meilleure compréhension, les leviers ont été préalablement classés en fonction de leur(s) paramètre(s) d'influence sur la capacité d'accueil (Tableau 1-7) : les caractéristiques électriques du réseau (topologie, R et X), les flux de puissance active (P), les flux de puissance réactive (Q) et le plan de tension (U).

La présentation des leviers ci-après est volontairement sommaire par souci de concision. Une estimation du gain en capacité d'accueil de certains leviers est également disponible en Annexe 2.

Leviers novateurs \ Paramètre d'influence	Topologie	R	X	P	Q	U
Réglage avancé de puissance réactive des producteurs					X	
Installation d'un moyen de compensation de puissance réactive					X	
Réglage avancé de tension dans les postes sources						X
Réglage avancé de tension dans les postes de distribution						X
Installation d'un autotransformateur régleur en réseau						X
Effacement ponctuel de la production				X		
Installation d'un système de stockage d'énergie distribué				X	x	
Gestion active de la consommation				X	x	
Contrôle des flux de puissance par des convertisseurs statiques				X	x	
Reconfiguration du réseau HTA en exploitation	X					
Modification des phases de rattachement des utilisateurs BT				X	X	
Installation d'une réactance variable en série			X			

Tableau 1-7 Classement des leviers novateurs d'intégration d'ENR en fonction de leurs paramètres d'influence sur la capacité d'accueil des réseaux.

1.5.1 Les leviers agissant sur les flux de puissance réactive

1.5.1.1 Le réglage avancé de la puissance réactive des producteurs

Un réglage avancé de puissance réactive des producteurs consiste à exploiter pleinement les capacités constructives des producteurs HTA et BT à fournir et absorber de la puissance réactive afin de maximiser leur injection en puissance active lorsque la tension est élevée sur le réseau. La capacité de réglage en puissance réactive des producteurs peut être utilisée pour réguler la tension au point de raccordement et éventuellement compenser localement la puissance réactive soutirée par les consommateurs en situation normale de tension.

L'action sur la puissance réactive des producteurs peut être contrôlée localement, avec un contrôle en boucle fermée directement implanté dans l'onduleur du producteur, ou à distance, depuis une plateforme centralisée mise en place par le GRD pour la conduite de réseau.

La supervision locale permet un contrôle instantané de la puissance réactive au point de raccordement du producteur. Elle requiert seulement la connaissance de grandeurs électriques accessibles au producteur comme la tension au point de raccordement, les puissances active et réactive de

l'installation et/ou la fréquence du réseau, avec tout au plus l'installation de quelques capteurs supplémentaires chez le producteur et une modification de son contrôle-commande. Une supervision locale ne permet donc pas d'optimiser le réglage sur l'ensemble du réseau, ni de répartir l'effort de réglage entre les producteurs. Les réglages locaux les plus envisagés sont les lois de commande de type $Q = f(U)$ [WIT13], [DUV09], [MOG04], les lois de type $\cos(\varphi) = f(P)$ [BDE08] et les réglages adaptatifs où la consigne de puissance réactive dépend de la plage de tension dans laquelle s'inscrit la tension au point de raccordement [SAN11], [RAM06].

La supervision à distance est imposée lorsque le réglage à mettre en place nécessite des données d'entrée inaccessibles au producteur : la topologie et les impédances électriques du réseau, la tension au jeu de barres et en d'autres nœuds du réseau, les puissances active et réactive injectées/soutirées en plusieurs nœuds du réseau, etc. Un acteur disposant de l'ensemble des données, en l'occurrence le GRD, est alors en charge de déterminer les consignes optimisées de réglage et de les transmettre aux producteurs. Avec une supervision à distance, le réglage de puissance réactive peut être réparti de différentes façons entre les producteurs, optimisé à l'échelle du départ voire du poste source et coordonné avec d'autres leviers alternatifs au renforcement. La supervision à distance est plus complexe à mettre en œuvre que la supervision locale car elle implique d'installer des infrastructures d'observation et de communication pour centraliser les mesures des grandeurs électriques et pour transmettre les consignes de puissance réactive aux producteurs. Parmi les réglages à distance, nous pouvons citer la gestion optimisée de la puissance réactive, le réglage coordonné de la tangente phi à l'échelle des départs HTA [KOL12] et le réglage coordonné de la tension en HTA [RIC06].

Les expérimentations sur les réglages avancés de puissance réactive portent principalement sur des réglages locaux de type $Q = f(U)$ linéaire et bande morte (Figure 1-8). En France, ERDF a mené des expérimentations entre 2012 et 2014 sur des sites éoliens et photovoltaïques raccordés en plein réseau HTA [WIT13], [ERD15-5]. Une adaptation de la DTR est d'ailleurs prévue en 2015 pour autoriser le choix entre une régulation à tangente phi constante et une régulation de type $Q = f(U)$ avec bande morte lors du raccordement de nouveaux producteurs en HTA. Certains GRD européens autorisent déjà les producteurs raccordés au réseau de distribution à utiliser des lois $Q = f(U)$ [BDE08].

Il est important de noter que la capacité d'accueil au point de raccordement du producteur ne dépend pas de la forme de la loi de réglage de puissance réactive, mais de sa limite basse Q_{min} (Figure 1-8). Les réglages de puissance réactive ayant une limite basse égale à l'absorption de puissance réactive maximale réglementaire, $Q_{min} = \tan(\varphi)_{min} \cdot P_{max}$ (voir partie 1.4.2.1), n'apportent pas plus de capacité d'accueil qu'un réglage à tangente phi fixe $\tan(\varphi)_{ref} = \tan(\varphi)_{min}$, mais peuvent permettre de faire un usage plus parcimonieux de la puissance réactive (gain en pertes, en maintenance, etc.).

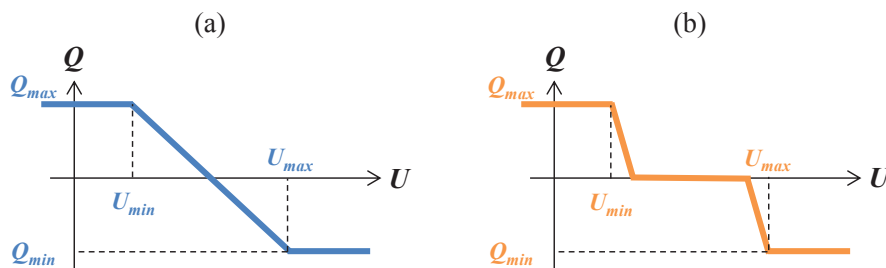


Figure 1-8 Exemples de réglages locaux expérimentés : (a) $Q = f(U)$ linéaire, (b) $Q = f(U)$ bande morte.

1.5.1.2 Les moyens de compensation de puissance réactive

Les moyens de compensation de puissance réactive sont des dispositifs électriques capables de fournir de la puissance réactive si besoin. Il existe trois types de compensateur : les inductances, les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques parallèles.

Les inductances sont des éléments passifs qui consomment de l'énergie réactive lorsqu'ils sont traversés par un courant. Les inductances sont utilisées sur le réseau de transport pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes de haute tension et par les câbles. Elles pourraient être installées sur les départs HTA accueillant une forte production décentralisée afin d'abaisser ponctuellement le plan de tension.

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes capables d'absorber/fournir une puissance réactive variable en fonction de leur niveau de sous/surexcitation. Ils sont actuellement installés uniquement sur le réseau de transport.

Les compensateurs statiques parallèles, communément appelés « FACTS », sont des dispositifs à base d'électronique de puissance utilisés pour améliorer l'exploitation du réseau de transport. Parmi les FACTS parallèles, le compensateur statique de puissance réactive (SVC) et le compensateur statique synchrone (STATCOM) sont capables de contrôler finement la tension à leur point d'insertion en fournissant ou en soutirant de la puissance réactive en quelques millisecondes [TOL05]. Depuis les années 2000, des recherches sont menées sur l'utilisation de STATCOM pour les réseaux de distribution, dénommés D-STATCOM. Situés sur des départs accueillant des ENR, ces dispositifs pourraient fournir un contrôle local [XI08], [AGG10] ou centralisé [TAK12] de la tension et ainsi limiter les excursions de tension haute causées par la production décentralisée.

1.5.2 Les leviers agissant sur le plan de tension

1.5.2.1 Le réglage avancé de la tension aux postes sources

Ce levier consiste à mettre en place un dispositif capable de **modifier en infrajournalier**, au fil de l'eau ou à certaines heures, la consigne de tension du régleur en charge des transformateurs HTB/HTA dans les postes sources.

Dans la plupart des réglages investigués, la consigne de tension est déterminée pour répondre à un ou plusieurs objectifs parfois contradictoires : le maintien du plan de tension dans les limites admissibles, la minimisation des pertes techniques, la minimisation du nombre de passages de prise, la maximisation des gains économiques, etc. Différentes méthodes sont proposées pour atteindre ces objectifs. Par exemple, la consigne de tension peut être :

- prédéfinie en fonction de scénarios de consommation et de production [VIA08] ;
- abaissée/augmentée uniquement en cas de contrainte de tension constatée [LIU12] ;
- déterminée de sorte à minimiser les pertes techniques tout en satisfaisant les contraintes de tension [BER10], [KOL12], [HU12].

Le réglage avancé de la tension aux postes sources est en cours d'expérimentation sur des réseaux de distribution réels dans plusieurs pays [DAD11], [VAR14], notamment en France dans le cadre du démonstrateur VENTEEA [ERD15-5].

1.5.2.2 Le réglage avancé de la tension aux postes de distribution publique

Un réglage avancé de la tension pourrait être mis en place au secondaire des transformateurs HTA/BT dans les postes de distribution publique afin d'autoriser ponctuellement des injections de puissance active plus élevées sur les départs BT.

Plusieurs degrés de réglage sont investigués :

- la définition de plusieurs prises de transformation de référence [OAT07] ;
- le maintien de la tension au jeu de barres BT autour d'une consigne fixe, à l'instar du réglage actuel de tension dans les postes sources ;

- la mise en place d'un réglage avancé de la tension au jeu de barres BT qui dépend de la situation du réseau avec, par exemple, un ajustement de la consigne en fonction du courant des départs BT [SCH12], [KOR12] et/ou de la tension en un ou plusieurs nœuds des départs BT [ESS12], [REE12].

Des transformateurs régleurs HTA/BT sont en cours d'expérimentation sur les réseaux BT réels [DAD11], [VAR14]. Parmi ces démonstrateurs, nous pouvons citer les partenariats entre l'industriel Siemens et les GRD allemands EnBW [KOR12] et E.ON Mitte [SCH12].

1.5.2.3 Les autotransformateurs régleurs en réseau

Une autre option pour améliorer le plan de tension consiste à ajouter des autotransformateurs régleurs en réseau. Les autotransformateurs régleurs sont des transformateurs équipés de régleur en charge avec un rapport nominal unitaire. Installer des autotransformateurs régleurs revient à ajouter un point à tension tenue supplémentaire sur les départs afin de limiter les surtensions causées par la production décentralisée.

Les autotransformateurs régleurs sont très utilisés dans les réseaux de distribution relativement longs, comme aux Etats-Unis. A notre connaissance, l'installation d'autotransformateurs régleurs en réseau reste **un concept dans les réseaux de distribution avec des départs courts** comme en Europe.

1.5.3 Les leviers agissant sur les flux de puissance active

1.5.3.1 L'effacement ponctuel de production

L'effacement (ou écrêtement) ponctuel de production consiste à réduire volontairement la puissance active produite par un producteur ENR en dessous de ce que la ressource disponible (vent pour l'éolien et ensoleillement pour le photovoltaïque) devrait normalement permettre d'injecter sur le réseau. Le producteur peut ainsi avoir une puissance installée plus élevée en contrepartie d'une perte de productible lorsqu'il y a un risque avéré de surtension ou de contrainte de courant.

L'effacement de puissance active peut être contrôlé localement, au niveau du producteur, ou à distance, depuis une plateforme centralisée mise en place par le GRD pour la conduite (partie 1.5.1.1). Les **réglages locaux** envisagés sont principalement : la déconnexion de l'installation de production (équivalente à un effacement total) [JOR98], l'écrêtement à tangente phi constante [DEL13], l'écrêtement à puissance réactive limite [MOG04] et l'écrêtement par plages de tension et de courant [SAN11]. Les **réglages à distance** permettent de répartir l'effort de réglage entre les producteurs. Les réglages à distance les plus investigués sont : l'écrêtement prioritaire de certains producteurs (par exemple, les derniers producteurs arrivés ou les producteurs les plus éloignés électriquement du poste électrique) [SUN13], l'écrêtement au prorata de la puissance nominale ou de la production instantanée [LAG13], l'écrêtement optimisé à l'échelle des départs [HU12] et l'écrêtement de puissance en fonction de facteurs de sensibilité des flux de puissance [ZHO07], [JUP10].

L'effacement de production est aujourd'hui opérationnel dans des circonstances exceptionnelles sur le réseau de transport [ERD12-2] mais reste à un stade d'expérimentation lorsqu'il s'agit de l'exploiter comme alternative au renforcement dans les réseaux de distribution. **Quelques expérimentations en schéma normal d'exploitation ont lieu à l'international, notamment au Royaume Uni pour la production éolienne.** Par exemple, dans le projet « Flexible Plug and Play », les contraintes sur le réseau sont levées en diminuant la production des fermes éoliennes au prorata de leur puissance instantanée à l'aide d'une commande centralisée [ANA12], [BAR12], [LAG13]. L'approche est déjà déployée sur différentes zones et il est question qu'elle se normalise dans les usages des GRD britanniques. En France, la proposition d'une offre de raccordement avec

effacement de production est à l'étude dans le cadre du démonstrateur Smart Grid Vendée [ERD15-5], [LAF15].

1.5.3.2 Les systèmes de stockage d'énergie distribués

Les systèmes de stockage d'énergie distribués (SSED) peuvent être utilisés pour résoudre les contraintes de tension haute et de courant causées par la production décentralisée. Un tel dispositif permet de stocker l'énergie active excédentaire en cas de contrainte puis de l'injecter – aux pertes internes près – sur le réseau une fois le risque de contraintes écarté. Généralement raccordés au réseau par une chaîne de conversion à électronique de puissance, les SSED sont capables d'injecter et d'absorber de la puissance réactive en plus de la puissance active.

A l'international, le stockage est à l'expérimentation comme levier pour l'insertion des ENR dans les réseaux de distribution. Par exemple, les projets « Demonstrative research on clustered PV systems » [UED07] et « Wind-to-Battery » [HIM10] ont permis le raccordement de producteurs ENR dans des réseaux proches de leur capacité maximale. En France, des systèmes de stockage sont testés pour faciliter l'insertion de la production en HTA et en BT dans le cadre de deux démonstrateurs : une batterie de 2 MW installée près d'un producteur HTA dans VENTEEA [COL15] et des batteries de 4,6 kW à 1,1 MW installées chez des utilisateurs BT et dans des postes électriques pour faciliter l'intégration de la production BT dans Nice Grid [DRI15].

Malgré la multitude de démonstrateurs dans le monde, **le déploiement industriel du stockage dans les réseaux de distribution n'est pas encore une réalité** car plusieurs verrous technologiques, environnementaux, réglementaires et socio-économiques doivent encore être levés [ADE11]. La viabilité économique du stockage fait partie des difficultés majeures à surmonter. C'est pourquoi les efforts de recherche portent en particulier sur l'élaboration d'offres de service réalistes [DEL10] et la planification optimisée des services [GET10], [TAN13], [DUT13], [COL15].

1.5.3.3 La gestion active de la consommation

La gestion active de la consommation consiste à moduler le profil de consommation afin de faciliter l'insertion des ENR dans les réseaux de distribution. Ce levier peut être utilisé de deux façons en cas de contrainte de tension haute ou de courant :

- directement en augmentant la consommation sur le départ accueillant la production ;
- indirectement en diminuant la consommation sur les départs adjacents, pour pouvoir ensuite abaisser davantage la consigne de tension en tête des départs.

Plusieurs techniques de modulation de la consommation sont actuellement opérationnelles à l'international, par exemple [STR08] :

- l'activation automatique des chauffages électriques pendant les heures creuses ;
- le contrôle direct de certaines charges domestiques par signal tarifaire ;
- l'installation de limiteurs de charge ;
- les contrats d'effacement entre le gestionnaire de réseau et des consommateurs industriels et commerciaux pour assurer la sécurité du système en cas d'incident sur le réseau ;
- l'application d'une tarification de l'électricité différenciée dans le temps pour encourager les utilisateurs à consommer lors des périodes de faible consommation ;
- des appels d'offres auprès des particuliers prêts à réduire ou à différer leur consommation à un prix prédéfini.

Les expérimentations à l'échelle résidentielle portent principalement sur deux aspects :

- la modulation naturelle de la consommation par le biais d'incitations économiques ou environnementales, comme illustré dans le projet « Washing with the Sun » [HER08] ;

- le pilotage automatique d'une partie de la consommation par une entité extérieure, communément appelée « agrégateur », comme proposé dans le projet européen ADDRESS [BEL08].

En dépit des recherches et des expérimentations, **le déploiement de systèmes de gestion de la consommation à l'échelle résidentielle en est seulement à ses débuts** pour des raisons économiques et réglementaires [STR08]. Malgré tout, l'intérêt de la gestion active de la consommation tend à s'accroître avec le déploiement attendu des véhicules électriques à l'échelle résidentielle dans les prochaines décennies. Un **pilotage intelligent de la charge des véhicules électriques** pourrait faciliter l'insertion des producteurs éoliens, par exemple en corrélant la consommation liée à la charge des véhicules électriques avec la puissance éolienne disponible [KEM05].

1.5.3.4 Le contrôle des flux de puissance par des convertisseurs statiques

Des convertisseurs statiques, comme certains dispositifs FACTS, pourraient être utilisés pour contrôler les échanges de puissance entre les départs HTA ayant un point d'ouverture commun et/ou entre les phases d'une même liaison électrique.

Installés **au niveau des points d'ouverture du réseau** (Figure 1-9.a), les convertisseurs statiques comme les « Distribution Static Synchronous Series Compensators » (D-SSSC) permettraient de transférer en permanence une partie de la puissance d'un départ sur un autre départ en vue d'augmenter la capacité d'accueil instantanée du départ peu chargé [HOS10], [SAR11]. La production excédentaire située sur un départ contraint pourrait ainsi être injectée sur un départ adjacent non contraint.

Connectés **en parallèle d'une liaison électrique** (Figure 1-9.b), les convertisseurs statiques comme les D-STATCOM permettraient de répartir au mieux les flux de puissance active et réactive entre les phases [ARE97]. De tels dispositifs pourraient être installés sur les départs BT fortement déséquilibrés. La production excédentaire située sur une phase contrainte pourrait être injectée sur une phase non contrainte. Il est à noter que la répartition des flux de puissance entre les phases peut également être réalisée en utilisant les **onduleurs des producteurs BT triphasés** (bus DC remplacé par l'installation de production sur la Figure 1-9.b).

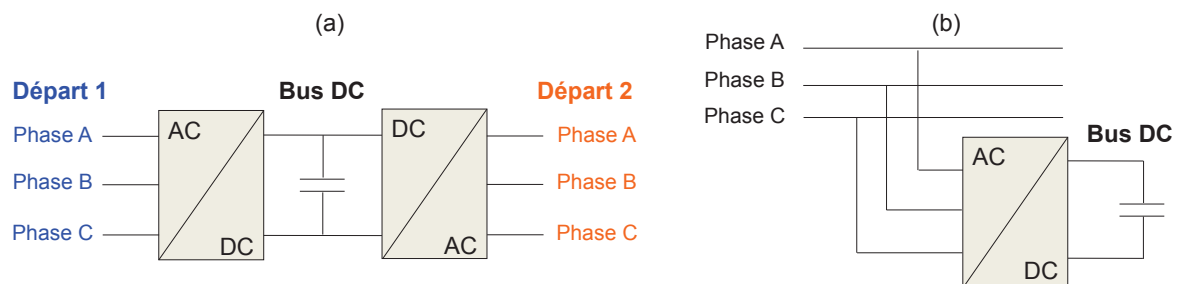


Figure 1-9 Illustration du contrôle des échanges de puissance : (a) entre deux départs, (b) entre les trois phases.

1.5.4 Les leviers agissant sur les caractéristiques électriques du réseau

1.5.4.1 La reconfiguration du réseau HTA en exploitation

La reconfiguration du réseau HTA consiste à changer les points d'ouverture du réseau HTA afin de modifier les flux de puissance sur les départs HTA. Ce levier permettrait notamment de raccorder pendant quelques heures un producteur, initialement connecté à un départ en contrainte, à un départ voisin non contraint (Figure 1-10).

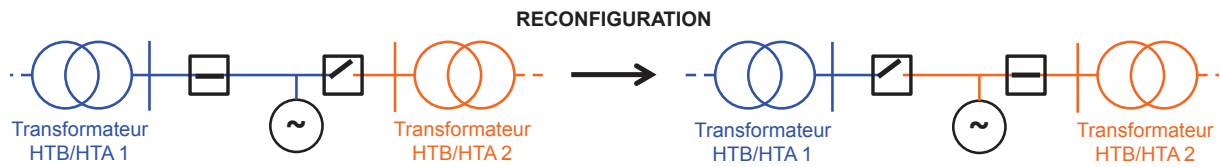


Figure 1-10 Illustration de la reconfiguration du réseau HTA.

La configuration du réseau HTA en situation normale est actuellement définie lors de la phase de planification afin d'assurer une bonne qualité de fourniture à moindre coût pour une année cible. Les points d'ouverture ne sont en général modifiés qu'en cas de travaux programmés ou suite à l'apparition d'un défaut.

La reconfiguration du réseau peut constituer une solution pour réduire les pertes causées par la production décentralisée et éviter l'apparition de contraintes de courant et de tension haute en cas de forte production sur un départ [ANA15], [SUN15], [TOU15]. Ce levier reste cependant à un **stade de recherche amont**.

1.5.4.2 Le rééquilibrage des phases BT

L'objectif de ce levier est d'avoir des flux de puissance de même ordre de grandeur sur les trois phases BT en modifiant manuellement la phase de rattachement de plusieurs utilisateurs monophasés (Figure 1-11).



Figure 1-11 Illustration du rééquilibrage des phases BT.

Aujourd'hui, la plupart des utilisateurs monophasés sont raccordés de façon arbitraire à une des trois phases du réseau BT. Lors des études de raccordement, les GRD ne peuvent pas déterminer la phase de rattachement optimale d'un nouvel utilisateur (qui minimise les déséquilibres entre phases) car ils ne connaissent pas la phase des utilisateurs existants.

Avec l'apparition des compteurs communicants, comme Linky en France, le GRD pourra tenir compte des phases de rattachement des utilisateurs dans ses études de planification et donc répartir les utilisateurs entre les trois phases de façon à équilibrer les puissances transitées. En pratique, le GRD ne pourra pas réévaluer la phase de rattachement des 35 millions d'utilisateurs déjà raccordés en France : le rééquilibrage des phases ne peut être envisagé qu'en cas de contraintes causées par quelques utilisateurs.

1.5.4.3 Les réactances variables séries

Lorsque la capacité d'accueil est limitée par des contraintes de tension, la puissance raccordable maximale peut être augmentée si la réactance du départ est artificiellement augmentée. En pratique, cette réactance pourrait être modulée en installant des compensateurs statiques séries en début ou milieu du départ.

Les compensateurs statiques séries sont principalement utilisés sur les réseaux de transport. Leur application aux réseaux de distribution reste encore **théorique**.

1.5.5 Les leviers de type réglementaire

Une alternative – différente des leviers présentés ci-dessus – consisterait à encourager les producteurs à se raccorder au plus près de la consommation par une réglementation adaptée. Une telle solution

permettrait de réduire les investissements en renforcement et en création d'ouvrages liés au raccordement des sites de production situés loin du réseau existant.

1.5.6 Les combinaisons de leviers couramment envisagées

Les leviers présentés ci-dessus ont des avantages et des inconvénients parfois complémentaires. Les combinaisons de leviers peuvent donc conduire à des alternatives au renforcement possédant l'ensemble des avantages de ces leviers. Le cas échéant, des infrastructures d'observabilité et de communication sont requises pour coordonner efficacement les contributions des leviers et éviter l'apparition de perturbation dans la gestion du système électrique.

La plupart des combinaisons de leviers identifiées dans la littérature scientifique sont imaginées pour le réseau HTA et sont issues de l'association de quatre leviers en phase d'expérimentation : **le réglage avancé de la puissance réactive des producteurs, le réglage avancé de la tension au poste source, l'effacement de production et le stockage d'énergie distribué.**

Particulièrement approprié pour les dépassements modérés de la capacité d'accueil, **l'effacement ponctuel de production est souvent envisagé en dernier recours** lorsque d'autres leviers atteignent leurs limites d'action. L'effacement de production est souvent associé au réglage de puissance réactive des producteurs [MOG04], [DUV09], au réglage de la tension dans les postes sources [LIE02], et/ou au stockage d'énergie chez un producteur [DEL13].

Le réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur est souvent imaginé comme un **contrôle coordonné des différents moyens de réglage de tension et de puissance réactive** : les capacités d'absorption et d'injection de puissance réactive des producteurs décentralisés, la consigne de tension des transformateurs régulateurs HTB/HTA, les bancs de condensateurs dans les postes sources et éventuellement la consigne de tension des transformateurs HTA/BT [LIE02], [MAD07], [BER10], [GRE11], [VAR15].

1.5.7 Bilan des caractéristiques des leviers d'intégration des énergies renouvelables

Outre le renforcement et la création de réseau, l'état de l'art a permis d'identifier douze leviers pour l'insertion des ENR dans les réseaux de distribution. Le Tableau 1-8 récapitule les principales caractéristiques de ces solutions. Plusieurs constats peuvent être faits sur la base de ces informations.

Tout d'abord, **les leviers peuvent être classés en fonction de leur(s) paramètre(s) d'influence sur la capacité d'accueil des réseaux** : les caractéristiques du réseau (topologie, R et X), la puissance active (P), la puissance réactive (Q) et la tension (U).

Tous les leviers identifiés sont aptes à lever les surtensions. La moitié d'entre eux sont également capables d'agir sur les contraintes de courant. C'est le cas de l'effacement de production, des Systèmes de Stockage d'Énergie Distribués (SSED), de la gestion active de consommation, des convertisseurs statiques, de la reconfiguration du réseau HTA en exploitation et du rééquilibrage manuel des phases BT.

D'autre part, **la répartition des coûts entre les acteurs dépend fortement du levier considéré** :

- Les coûts sont entièrement à la charge du producteur pour l'effacement de production contrôlé en local, si aucune compensation financière n'est prévue.
- Les coûts sont partagés entre le producteur et le GRD pour le réglage de puissance réactive des producteurs, l'effacement de production contrôlé à distance et le SSED installé chez le producteur.
- Les coûts sont entièrement à la charge du GRD pour le réglage de tension dans les postes électriques, la reconfiguration du réseau, le rééquilibrage des phases et l'installation de nouveaux

dispositifs dédiés sur le réseau (compensateurs, autotransformateurs régulateurs, convertisseurs statiques).

- Les coûts sont en partie supportés par des tiers pour le SSED et la gestion active de la consommation.

Enfin, les leviers sont à des phases de développement plus ou moins avancées :

- **L'installation de nouveaux dispositifs dédiés sur le réseau** – comme les compensateurs, les autotransformateurs régulateurs et les convertisseurs statiques – **reste limitée à des concepts**, notamment en raison de leur coût rapporté au mégavoltampère-réactif ou mégawatt significativement élevé comparé à d'autres leviers. Bien que les autotransformateurs régulateurs en réseau et les moyens de compensation de puissance réactive soient très utilisés à l'international dans les réseaux relativement longs, ces dispositifs semblent moins adaptés à la topologie des réseaux de distribution européens où les départs sont généralement construits pour être les plus courts possible.
- **La reconfiguration du réseau HTA en exploitation et le rééquilibrage manuel des phases BT sont encore à un stade de recherche et de développement (R&D)**. Ces solutions sont possibles mais difficiles à mettre en œuvre : leur application sera probablement limitée à des cas spécifiques.
- **Les expérimentations actuelles concernent principalement le réglage de la puissance réactive des producteurs, le réglage de la tension aux postes sources et l'effacement de production**. En cas de résultats concluants, ces leviers seront probablement les premiers à être exploités comme alternatives au renforcement. La gestion active de la consommation résidentielle, le stockage d'énergie distribué et le réglage avancé de tension aux postes HTA/BT sont également testés dans des démonstrateurs mais ces expérimentations ont moins de chances d'aboutir à un déploiement industriel rapide car plusieurs verrous d'ordre technique, économique et réglementaire doivent encore être surmontés.

Chapitre 1 Planification des réseaux de distribution en présence d'énergies renouvelables intermittentes

Levier d'intégration d'ENR	Paramètre d'influence	Périmètre d'action	Nature des contraintes résolues	Acteurs supportant les investissements	Acteurs supportant les coûts opérationnels	Maturité	
						A l'international	En France
Renforcement/création de réseau	X, R , topologie	HTA et BT	U et I	Producteur et GRD	GRD	Exploitation	Exploitation
Réglage avancé de la puissance réactive des producteurs	Q producteur	HTA et BT	U	Producteur (et GRD si pilotage à distance)	Producteur et GRD	Exploitation dans certains pays	Expérimentation
Installation d'un moyen de compensation de puissance réactive	Q	HTA et BT	U	GRD	GRD	Exploitation dans certains pays	Concept
Réglage avancé de la tension dans les postes sources	U au secondaire	HTA et BT	U	GRD	GRD	Expérimentation	Expérimentation
Réglage avancé de la tension dans les postes de distribution publique	U au secondaire	BT	U	GRD	GRD	Expérimentation	Expérimentation
Installation d'un autotransformateur régleur en réseau	U au secondaire	HTA et BT	U	GRD	GRD	Exploitation dans certains pays	Concept
Effacement ponctuel de la production	P producteur	HTA et BT	U et I	GRD si pilotage à distance	Producteur	Expérimentation (exploitation en situation dégradée)	R&D (exploitation en situation dégradée)
Installation d'un système de stockage d'énergie distribué	P et Q soutirés ou injectés	HTA et BT	U et I	Propriétaire du stockage (et GRD si pilotage à distance)	Propriétaire du stockage et GRD	Expérimentation tâtonnante	Expérimentation tâtonnante
Gestion active de la consommation	P et Q consommateur	HTA et BT	U et I	Consommateur (et agrégateur si pilotage à distance)	Consommateur	Expérimentation tâtonnante	Expérimentation tâtonnante
Contrôle des flux de puissance par des convertisseurs statiques	P et Q branches	HTA	U et I	GRD	GRD	Concept	Concept
Reconfiguration du réseau HTA en exploitation	topologie	HTA	U et I	GRD	GRD	R&D	R&D
Rééquilibrage manuel des phases BT	P et Q soutirés ou injectés	BT	U et I	GRD	GRD	R&D	R&D
Installation d'une réactance variable série	X	HTA et BT	U	GRD	GRD	Concept	Concept

Tableau 1-8 Principales caractéristiques des leviers d'intégration d'ENR identifiés dans la littérature scientifique.

1.6 Problématique des études de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

1.6.1 Incidence des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables sur la planification des réseaux de distribution

Dans la planification actuelle des réseaux de distribution, les leviers traditionnels d'intégration d'ENR sont dimensionnés pour garantir à tout instant l'absence de contraintes sur le réseau. Comme ces leviers n'ont pas de limite d'action, le dimensionnement des leviers est réalisé en planification à partir de cas pessimistes de production et de consommation. Le bilan économique prévisionnel de ces leviers est composé principalement des coûts d'investissement qui peuvent être déduits directement des grandeurs dimensionnantes des leviers. Les coûts opérationnels sont soit négligeables devant les coûts d'investissement, soit estimables à partir de données statistiques.

En général, cette approche déterministe ne peut pas être étendue aux leviers novateurs d'intégration d'ENR pour deux raisons principales.

Tout d'abord, les leviers novateurs ont souvent une limite d'action en matière d'énergie ou de durée temporelle. C'est notamment le cas de :

- L'effacement de production : les producteurs envisagent ce levier seulement si leur taux d'effacement (en énergie ou en temps) reste inférieur à un seuil donné.
- Les systèmes de stockage d'énergie : pour une puissance active P injectée (respectivement absorbée), le système de stockage a une durée d'action limitée à $T = |E / P|$ (respectivement $T = |(E_n - E) / P|$) où E et E_n sont respectivement l'énergie initialement stockée et la capacité énergétique du système de stockage.
- Le réglage infrajournalier de la consigne de tension dans les postes sources : la fréquence des passages de prise du régulateur en charge peut être volontairement limitée afin d'éviter une usure trop rapide du matériel.

Ensuite, la plupart des leviers novateurs engendrent des coûts opérationnels au cours de leur durée de fonctionnement. Ces coûts opérationnels présentent en général deux caractéristiques :

- Le montant des coûts opérationnels n'est souvent pas négligeable devant le montant des investissements et représente parfois la plus grande part du bilan économique. Le cas échéant, les solutions novatrices doivent être évaluées financièrement à partir d'un bilan prévisionnel sur plusieurs années.
- Le montant annuel des coûts opérationnels dépend fortement des caractéristiques des contraintes à résoudre : nature, amplitude, durée, fréquence et localisation. Le calcul des coûts opérationnels implique donc de caractériser les performances du levier considéré en exploitation.

C'est notamment le cas de :

- L'effacement de production : le bilan économique inclut principalement les pertes financières liées aux montants annuels d'énergie active effacée.
- Les systèmes de stockage d'énergie : le bilan économique doit inclure les investissements ainsi que les coûts annuels de maintenance et des pertes énergétiques internes du système de stockage.
- Le réglage infrajournalier de la consigne de tension dans les postes sources : outre les coûts de contrôle-commande, le bilan économique peut inclure des surcoûts annuels de maintenance suite à l'augmentation de la fréquence des passages de prise du régulateur en charge.

Par conséquent, l'étude de leviers novateurs d'intégration d'ENR nécessite d'adopter de nouvelles méthodes de planification permettant d'identifier des compromis entre, d'une part, le

coût supporté par la société et, d'autre part, un niveau de qualité de fourniture incluant un risque non nul de contrainte [GRA13], [STR14], [RIV14].

1.6.2 Etat de l'art sur les approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

1.6.2.1 Comparaison des approches de planification existantes

A notre connaissance, il n'existe pas à ce jour de méthode de planification opérationnelle chez les GRD pour élaborer des solutions combinant le renforcement de réseau et des leviers novateurs d'intégration d'ENR. Toutefois, il est possible de trouver dans la littérature scientifique des études récentes sur les impacts technico-économiques des leviers novateurs. L'Annexe 3 recense les spécificités de vingt-quatre de ces études. Celles-ci peuvent être classées selon différents critères : les objectifs poursuivis, l'horizon temporel, la méthode d'estimation des performances des leviers et le domaine de tension étudié.

Un des quatre objectifs suivants est généralement poursuivi (Tableau 1-9) :

- objectif 1 : résoudre des contraintes résiduelles sur un réseau accueillant une forte production décentralisée ;
- objectif 2 : dégager de la capacité d'accueil supplémentaire à un instant donné ;
- objectif 3 : raccorder un nouveau producteur ;
- objectif 4 : planifier les adaptations du réseau à moyen/long terme.

Objectif 1	[APP13], [BAT13], [GET10], [HU12-1], [KUL11], [LIE02], [PAG15], [SIL08], [TAN13], [STE14]
Objectif 2	[AHM10], [BAT13], [CUR06], [OCH10], [STE14], [SUN13], [VOV07]
Objectif 3	[DEL13], [PAG14]
Objectif 4	[CEL07], [CEL13], [CRO13], [GAR15], [HAE09], [HU12-2], [JOR98]

Tableau 1-9 Classement des études en fonction de leurs objectifs.

Les objectifs sont remplis selon deux techniques :

- Le criblage avec post-traitement : les grandeurs techniques, comme les pertes en réseau, les puissances actives effacées et la puissance réactive des producteurs, sont déterminées à partir de calculs successifs de répartition des flux de puissance, appelés « load-flow ». Un post-traitement des calculs permet ensuite de traduire ces grandeurs en énergie et éventuellement d'en déduire les coûts associés. Les différents leviers sont ensuite classés en fonction de leurs performances.
- La résolution d'un problème d'optimisation : le problème est formulé sous la forme d'une fonction (multi-)objectif à minimiser sous respect de plusieurs contraintes comme les limites admissibles de tension, la capacité de transit des ouvrages et les capacités constructives des installations de production. Les résultats découlent directement de la résolution du problème à l'aide d'un algorithme d'optimisation.

Criblage	[APP13], [BAT13], [CEL13], [CRO13], [CUR06], [DEL13], [GAR15], [HU12-1], [JOR98], [KUL11], [PAG14], [PAG15], [STE14]
Optimisation	[AHM10], [CEL07], [GET10], [HAE09], [HU12-1], [HU12-2], [LIE02], [OCH10], [SIL08], [SUN13], [TAN13], [VOV07]

Tableau 1-10 Classement des études en fonction des techniques mises en œuvres pour atteindre les objectifs.

Dans la majorité des études, les leviers novateurs sont étudiés sur une période limitée à une année (Tableau 1-11). La topologie et les caractéristiques électriques du réseau étudié demeurent très souvent inchangées sur la période de l'étude. Lors des études à moyen/long terme, le réseau est souvent adapté au début de l'étude et parfois à des étapes intermédiaires [CEL07], [STE14].

Court terme (≤ 1 ans)	[AHM10], [APP13], [BAT13], [CUR06], [GET10], [HU12-1], [KUL11], [LIE02], [OCH10], [PAG14], [PAG15], [SIL08], [SUN13], [TAN13], [VOV07]
Moyen terme (10 ans)	[CEL13], [GAR15], [STE14]
Long terme (≥ 15 ans)	[CEL07], [CRO13], [DEL13], [HAE09], [HU12-2], [JOR98]

Tableau 1-11 Classement des études en fonction de leur horizon temporel.

Pour caractériser les performances des leviers novateurs en temps ou en énergie, les puissances injectées/soutirées aux nœuds du réseau sont obtenues par (Tableau 1-12) :

- des cas pessimistes de production et de consommation, les performances étant ensuite déduites de la monotone de puissance transitant en tête d'un départ ou d'une demi-rame ;
- des tirages aléatoires de puissance en chaque nœud, selon une loi de probabilité généralement gaussienne ;
- des séries temporelles de production et de consommation.

La majorité des études utilisent les séries temporelles car elles ont l'avantage de conserver la persistance temporelle de la variable, la dépendance à l'aléa climatique et la corrélation temporelle entre plusieurs variables. Par ailleurs, les séries temporelles se prêtent bien à l'étude de leviers ayant une dépendance temporelle comme le stockage d'énergie [TAN13].

Il est intéressant de noter que les séries temporelles utilisées ne dépassent généralement pas quelques années. Deux approches sont alors envisagées pour caractériser les performances des leviers à moyen/long terme :

- Les mêmes séries temporelles sont utilisées à chaque année. Elles sont éventuellement corrigées par un coefficient d'actualisation, comme un taux annuel d'accroissement de la consommation.
- Les performances des leviers sont calculées sur une seule année. Les résultats de la première année sont extrapolés aux autres années à l'aide d'hypothèses simplificatrices.

Cas pessimistes	[BAT13], [CEL07], [HU12-2]
Tirages aléatoires	[CRO13], [JOR98], [KUL11]
Séries temporelles	[APP13], [CEL13], [CUR06], [DEL13], [GAR15], [GET10], [HAE09], [HU12-1], [LIE02], [OCH10], [PAG14], [PAG15], [SIL08], [STE14], [SUN13], [TAN13]

Tableau 1-12 Classement des études en fonction du choix statistique des puissances aux nœuds du réseau.

Presque toutes les études portent sur un seul domaine de tension, HTA ou BT (Tableau 1-13). Les études incluant des producteurs/leviers situés en HTA et en BT ne comportent pas de modèle de réseau.

Réseau HTA	[AHM10], [BAT13], [CEL07], [CEL13], [CUR06], [DEL13], [GET10], [HAE09], [HU12-1], [HU12-2], [JOR98], [KUL11], [LIE02], [OCH10], [PAG14], [PAG15], [SUN13], [VOV07]
Réseau BT	[APP13], [CRO13], [STE14], [TAN13]
Réseaux HTA et BT	[GRA15], [SIL08]

Tableau 1-13 Classement des études en fonction du domaine de tension considéré.

1.6.2.2 Les limites des approches de planification existantes

Toutes les études identifiées dans la littérature scientifique ont des limites qui peuvent fausser l'estimation des performances des leviers d'intégration d'ENR.

Les études à court terme utilisent des données relativement précises, comme des séries temporelles de pas inférieur égal à 10 minutes. De ce fait, elles fournissent en général un ordre de mérite fiable des leviers novateurs pour l'étude de cas considérée. En revanche, **les études à court terme ne donnent**

aucune indication utile sur la meilleure façon d'intégrer les ENR sur le long terme. Les résultats obtenus pour le raccordement d'un producteur ne peuvent pas être extrapolés à une situation où plusieurs producteurs sont raccordés successivement. Au contraire, étudier les raccordements de producteurs les uns après les autres, sans lien entre les études, peut conduire très loin de la solution d'intégration optimale sur plusieurs années, comme le montre [CEL07].

Certaines études à moyen/long terme déterminent bien l'adaptation progressive du réseau suite à l'arrivée de producteurs répartie sur plusieurs années (cf. [CEL07], [CRO13], [STE14]). Toutefois, **les études à moyen/long terme comportent également des limites** dont les plus frappantes sont :

- **Le choix d'un pas de temps trop grand, supérieur ou égal à 30 minutes.** La puissance des producteurs ENR peut varier très vite dans le temps, pouvant passer d'une puissance maximale à une puissance nulle en moins d'une minute. De ce fait, un pas de temps trop élevé risque de conduire à une estimation médiocre des contraintes causées par la production ENR et donc des coûts associés à l'activation des leviers d'intégration d'ENR.
- **Une connaissance supposée parfaite des événements futurs lors des études de planification.** Il s'agit de l'inconvénient majeur des méthodes de planification basée sur la programmation dynamique lorsqu'un scénario déterministe d'arrivée d'ENR est considéré : les travaux de renforcement sont planifiés en supposant connu les caractéristiques des futurs producteurs (puissance nominale, localisation sur le réseau, etc.) sur la période étudiée. En réalité, le GRD ne peut pas prévoir les arrivées de nouveaux producteurs au-delà de quelques années et doit donc traiter en temps réel la liste des demandes de raccordement¹⁰.

D'autre part, toutes les études à l'exception de [BAT13], [GAR15] et [STE14] comparent les leviers d'intégration d'ENR pour **un seul scénario particulier d'arrivée des ENR**. Or le scénario étudié est en général un cas particulier, comme la présence de producteurs de forte puissance en fin de départs longs et très peu chargés, où les leviers novateurs s'avèrent bien plus efficaces en termes de qualité et de coût que le renforcement de réseau et les autres leviers traditionnels. L'étude d'un seul scénario déterministe peut donc conduire à surestimer les performances moyennes des leviers novateurs à intégrer les ENR vis-à-vis du renforcement de réseau.

Dans presque toutes les études, **les interactions entre les réseaux HTA et BT sont négligées**, ce qui conduit à deux inconvénients majeurs. D'une part, les choix de planification HTA sont faits sans tenir compte de leurs impacts potentiels sur la qualité de fourniture des consommateurs raccordés en BT. Par exemple, l'abaissement du plan de tension HTA peut permettre le raccordement d'un producteur HTA sans renforcement du réseau, mais peut également conduire à augmenter le nombre de Clients Mal Alimentés (CMA) sur le réseau BT. D'autre part, les leviers intervenant sur le domaine BT, comme l'effacement des producteurs BT ou la gestion active de la consommation résidentielle, ne peuvent pas être considérés pour augmenter la capacité d'accueil du réseau HTA.

Enfin, **le bilan économique de certaines études est incomplet voire manquant**. Dans certaines études, le bilan économique n'inclut que les coûts opérationnels des leviers alternatifs [LIE02], ce qui empêche de trouver des compromis technico-économiques entre renforcement de réseau et leviers alternatifs. Dans d'autres études, le bilan comprend les coûts supportés par un seul acteur : le GRD [VOV07] ou les producteurs [CUR06]. En pratique, l'intégration des ENR est l'affaire de toute la société, puisque les choix d'intégration de la production impactent indirectement la qualité de fourniture de tous les utilisateurs du réseau et que l'intégration des ENR est indirectement financée par la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

¹⁰ La mise en place récente des SRRRER aide les GRD à planifier les réseaux de distribution en tenant compte de l'arrivée de nouveaux producteurs à long terme. Toutefois, l'efficacité économique des SRRRER dépend fortement des écarts entre les prévisions de production et les demandes de raccordement effectives.

1.7 Positionnement des travaux

L'objet des présents travaux est de proposer de nouvelles méthodes de planification en présence d'ENR qui comblent les lacunes des approches identifiées dans la littérature scientifique. Autrement dit, ces nouvelles méthodes doivent être capables de :

- étudier l'intégration des ENR à moyen/long terme ;
- étudier des stratégies de planification incluant à la fois le renforcement de réseau et des leviers alternatifs ;
- fonctionner avec un pas de temps relativement faible sans impacter fortement le temps de calcul des études ;
- considérer la forte incertitude des caractéristiques des futurs producteurs à moyen/long terme ;
- tenir compte des interactions entre les réseaux HTA et BT ;
- établir un bilan économique à la maille de la société, incluant au moins les coûts principaux des producteurs et du GRD, ce dernier étant financé par la société via les Tarifs d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE).

Il est important de noter que ces travaux n'ont pas pour vocation de traiter l'ensemble des leviers d'intégration d'ENR ou de concevoir la stratégie de planification des réseaux futurs. **Les apports de ces travaux sont méthodologiques.**

Plusieurs **hypothèses de travail** ont été formulées pour encadrer la recherche de nouvelles méthodes :

- Les méthodes proposées portent principalement sur la planification du réseau HTA. Deux types d'interaction entre les réseaux HTA et BT sont considérés : les impacts de la production BT sur l'adaptation du réseau HTA et les impacts des choix de planification HTA sur la qualité de fourniture des consommateurs BT.
- Nous avons choisi de traiter la planification des réseaux de distribution à un horizon de 10 ans, incluant les études de raccordement des producteurs HTA et BT (partie 1.4.3) et les études d'adaptation du réseau HTA (partie 1.3.1.2). Les plans de développement du réseau HTA ne sont pas considérés dans ces travaux.
- Seules les contraintes de courant et de puissance apparente et les contraintes de variation lente de tension, supérieures égales à 10 minutes, sont considérées lors des études de planification (partie 1.3.2.2).
- Seuls deux critères de qualité de fourniture sont étudiés : le respect des plages admissibles de tension en HTA et BT, et le nombre de Clients Mal Alimentés (CMA) en BT. Les autres indicateurs de qualité, comme les coupures d'électricité, les perturbations harmoniques et les fluctuations rapides de tension, ne sont pas examinés.
- Les ouvrages du réseau sont supposés fiables et non sujets à des défaillances. La même hypothèse est faite concernant les infrastructures d'observabilité et de communication.

1.8 Conclusion

La planification des réseaux désigne l'ensemble des moyens mis en œuvre pour anticiper les évolutions du réseau nécessaires à l'acheminement de l'électricité au moindre coût pour la société et dans des conditions optimales de sécurité, de qualité et d'environnement. Dans les méthodes de planification traditionnelles, les ouvrages du réseau sont dimensionnés pour résoudre 100 % des contraintes détectées lors de cas pessimistes de consommation et de production, quel que soit le niveau de risque de contrainte sur le réseau. En présence d'une forte production décentralisée, des travaux de renforcement potentiellement onéreux et longs à mettre en œuvre sont souvent nécessaires, même si le risque de contrainte causée par la production est faible en exploitation.

La littérature scientifique montre qu'une douzaine de leviers alternatifs au renforcement de réseau pourraient potentiellement réduire les coûts d'intégration des ENR tout en maintenant une qualité de fourniture acceptable. Tous les leviers identifiés sont capables de résoudre des contraintes de tension haute, la moitié d'entre eux des contraintes de courant. Ces leviers sont à des phases de développement plus ou moins avancées, allant de la recherche amont à l'expérimentation sur des réseaux réels. En cas de résultats concluants, les leviers qui seront probablement les premiers à être exploités comme alternatives au renforcement sont les réglages avancés de puissance réactive des producteurs, les techniques d'effacement de production et les réglages avancés de tension dans les postes sources.

Très souvent, les méthodes de planification traditionnelles ne peuvent pas être appliquées aux leviers novateurs d'intégration d'ENR car, d'une part, elles ne tiennent pas compte des limites d'action des leviers en matière d'énergie ou de durée temporelle et, d'autre part, elles ne sont pas capables d'estimer les coûts opérationnels des leviers au cours de leur durée de fonctionnement. Plusieurs approches ont récemment été proposées pour évaluer les impacts technico-économiques des leviers novateurs. Toutefois, ces approches comportent un certain nombre de limites susceptibles de fausser l'estimation des performances des leviers d'intégration.

Ces travaux de recherche visent à remédier aux limites des approches existantes en proposant de nouvelles méthodes pour l'analyse et la planification pluriannuelle des réseaux de distribution en présence d'ENR. Ces travaux se focalisent sur le traitement des contraintes de courant et de tension dans le cadre d'une planification du réseau HTA à moyen/long terme, en tenant compte des interactions entre les réseaux HTA et BT et des incertitudes propres aux arrivées d'ENR. L'approche de planification adoptée est décrite dans le chapitre 2.

Chapitre 2

Méthodes pour l'analyse de stratégies de planification pluriannuelles : mise en place d'un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des énergies renouvelables

2.1 Introduction

Le chapitre 2 a pour objet de présenter la démarche retenue ainsi que les méthodes utilisées pour remédier aux principales limites des approches de planification existantes (chapitre 1). Les méthodes que nous allons présenter ci-après permettent d'étudier les impacts d'une stratégie de planification sur les coûts, le dimensionnement et l'exploitation d'un réseau de distribution en réponse à des scénarios pluriannuels d'arrivée de producteurs HTA et BT. Ces méthodes ont été implantées dans un outil de simulation afin de faciliter leur mise en œuvre sur des cas d'étude. Nous détaillerons dans ce chapitre uniquement les méthodes nécessaires à l'analyse d'une planification de type « traditionnelle », c'est-à-dire lorsque tous les leviers considérés pour l'intégration des ENR peuvent être dimensionnés sur des cas pessimistes de production et de consommation. Les méthodes spécifiques pour la prise en compte de leviers novateurs, ayant une durée temporelle limitée et/ou des coûts opérationnels non négligeables devant les investissements, seront présentées dans le chapitre 5.

Le chapitre 2 présente dans un premier temps la démarche retenue pour étudier l'intégration des ENR à moyen/long terme ainsi qu'une vue d'ensemble de l'outil de simulation. Les différents blocs composant l'outil sont ensuite détaillés un à un et illustrés progressivement sur une étude de cas : l'application d'une stratégie actuelle de planification sur un réseau accueillant 20 mégawatts d'ENR répartis sur 10 ans. Enfin, plusieurs indicateurs statistiques sont définis pour considérer les incertitudes du scénario d'arrivée des ENR lors de l'étude des performances des stratégies de planification.

2.2 Le cas de référence

Pour une meilleure compréhension, toutes les stratégies de planification considérées dans ces travaux seront étudiées sur un cas particulier issu de données réalistes : l'arrivée stochastique de 20 mégawatts d'ENR sur 10 ans dans un réseau de distribution rural constitué d'un poste source, de quatre départs HTA et de 111 postes de distribution (Tableau 2-1 et Figure 2-1). Par simplicité, ce cas est dénommé « cas de référence » dans la suite du mémoire.

Durée de l'étude	$T = 10$ ans.
Durée du pas de temps	$\Delta T = 10$ minutes, soit un total de $K_{tot} = 525600$ pas de temps.
Réseau initial R_0 (à l'année 0)	Réseau présenté en Figure 2-1, constitué de : <ul style="list-style-type: none">• un poste source 90/20 kV d'une puissance nominale de 20 MVA,• quatre départs HTA radiaux,• 390 nœuds HTA dont 111 postes de distribution 20/0,4 kV.
Consommation installée $S_{c,tot}$	<ul style="list-style-type: none">• Taux annuel d'accroissement de la charge de 2 %.• Année 0 : 11 MVA.• Année 10 : 13,4 MVA.
Production installée $P_{p,tot}$	<ul style="list-style-type: none">• Année 0 : pas de production.• Année 10 : 20 MW d'ENR constituée de sites éoliens et photovoltaïques (taux final de pénétration d'ENR d'environ $P_{p,tot} / S_{c,tot} = 20 / 13,4 \approx 150$ %).

Tableau 2-1 Cas de référence : description de l'étude.

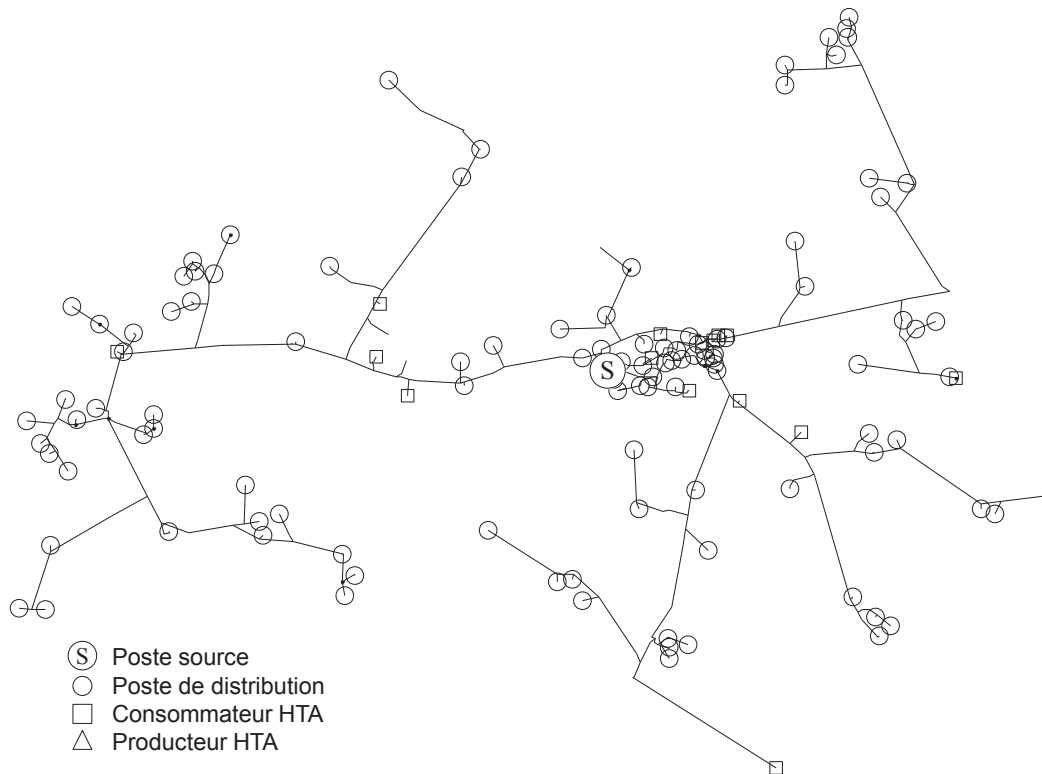


Figure 2-1 Cas de référence : architecture initiale du réseau d'étude (année 0).

2.3 La démarche adoptée pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution en présence d'énergies renouvelables

La démarche que nous proposons d'adopter se distingue des approches de planification existantes sur plusieurs aspects. Les trois points les plus marquants sont (Figure 2-2) :

- la définition de stratégies de planification pour représenter le comportement du GRD (partie 2.3.1) ;
- l'utilisation de plusieurs scénarios pluriannuels pour considérer le caractère incertain des futures arrivées d'ENR (partie 2.3.2) ;
- la modélisation du réseau BT pour tenir compte des interactions entre les réseaux HTA et BT (partie 2.3.3).

Ces trois axes d'amélioration de l'existant peuvent être abordés grâce à des travaux de maîtrise du temps de calcul qui seront décrits dans le chapitre 3.

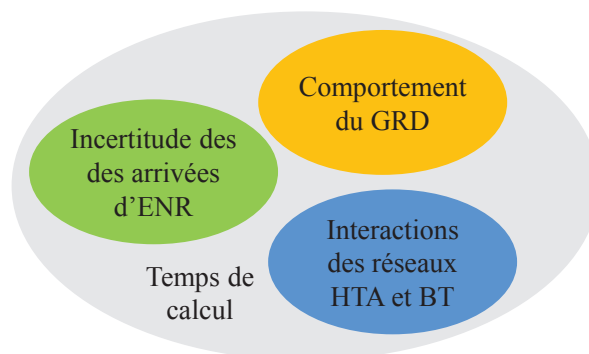


Figure 2-2 Les principaux éléments considérés par l'approche de planification proposée.

2.3.1 L'utilisation de stratégies de planification

La plupart des approches de planification existantes ont tendance à ne pas tenir compte de l'expertise et du périmètre d'action du GRD lors des études des leviers novateurs d'intégration d'ENR (partie 1.6.2.2). Cela a pour conséquence d'introduire de fortes hypothèses simplificatrices, susceptibles de fausser les résultats de l'étude, en particulier :

- l'étude d'un scénario déterministe d'arrivée d'ENR sans considérer qu'en réalité le GRD ne connaît pas les demandes de raccordement au-delà de quelques années ;
- l'étude de leviers d'intégration d'ENR sans tenir compte des différentes études décisionnelles menées par le GRD, et donc des investissements de réseau pouvant en découler, pour faire face et/ou anticiper des événements survenant à différents horizon temporels.

Pour remédier à ce problème, nous avons pris parti de **modéliser le comportement du GRD le plus fidèlement possible**. C'est pourquoi nous avons choisi d'étudier, non pas des combinaisons de leviers décorrélées des activités de planification, mais des **stratégies de planification paramétrables incluant plusieurs leviers**.

Une stratégie de planification décrit l'arbre décisionnel du GRD, c'est-à-dire, la séquence des analyses décisionnelles faites par le GRD au fil de l'eau, ainsi que les décisions associées, lorsque le GRD constate un événement pouvant entraîner des adaptations du réseau existant : raccordement d'un nouvel utilisateur, taux anormalement élevé de Clients Mal Alimentés (CMA), constat de contraintes en exploitation, anticipation de l'accroissement de la consommation, etc. En particulier, une stratégie de planification décrit les différents leviers envisagés – renforcement, leviers traditionnels, leviers novateurs – pour résoudre une contrainte donnée. Les stratégies de planification considérées comportent **différentes variables décisionnelles** pouvant impacter le périmètre d'action des leviers et donc les décisions prises par le GRD face aux événements. Avec l'approche proposée, une stratégie donnée peut être optimisée au sens d'une fonction objectif à définir, ce qui revient à trouver la meilleure utilisation possible d'une combinaison de leviers.

2.3.2 L'utilisation de plusieurs scénarios pluriannuels d'insertion des énergies renouvelables

Seules quelques approches de planification existantes considèrent des scénarios stochastiques d'arrivée d'ENR. Le cas échéant, la génération des scénarios reste assez sommaire. Dans [STE15], les scénarios sont générés en tirant, chaque année, 25 nouveaux producteurs photovoltaïques de même puissance répartis aléatoirement aux nœuds du réseau existant. Dans [GAR15], les scénarios sont composés de producteurs de différentes puissances, mais de localisation géographique inconnue puisque les réseaux HTA et BT ne sont pas représentés. Dans [BAT13], les nouveaux producteurs sont caractérisés par leur puissance nominale, générée à partir d'une distribution de probabilité, et par leur point de raccordement, tiré aléatoirement parmi les nœuds du réseau existant ; l'année d'arrivée et le type de production ne sont pas définis. Dans nos travaux, nous avons choisi de considérer **différentes incertitudes dans les scénarios d'arrivée d'ENR : 1) la puissance nominale des nouveaux producteurs, 2) leur type de production (éolien ou photovoltaïque), 3) leur localisation géographique sur le réseau et 4) leur année d'arrivée**.

En considérant plusieurs scénarios stochastiques d'arrivée d'ENR, il est possible de caractériser les impacts des incertitudes d'arrivée des ENR sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau et les coûts résultant de la stratégie de planification considérée. Les stratégies de planification peuvent, dès lors, être optimisées sur la base d'**indicateurs statistiques**, par exemple la moyenne ou un quantile du coût total de la stratégie sur l'ensemble des scénarios. Il devient également possible, au sein de

l'échantillon de scénarios considérés, d'identifier des cas particuliers dans lesquels une stratégie est particulièrement adaptée ou inadaptée.

2.3.3 La modélisation du réseau basse tension

Très peu d'approches de planification existantes considèrent à la fois des producteurs et/ou leviers présents à la fois en HTA et en BT [SIL08], [GAR15] ; aucune à notre connaissance ne tient compte des interactions entre les réseaux HTA et BT. Pour combler cette lacune, nous avons choisi d'**inclure un modèle du réseau BT dans nos études à la maille HTA**. Ce modèle de réseau BT permet d'étudier deux types d'interaction entre les réseaux HTA et BT : les impacts de la production BT sur l'adaptation du réseau HTA et les impacts des choix de planification HTA sur la qualité de fourniture des consommateurs BT. Avec la représentation du réseau BT, les indicateurs statistiques servant à optimiser les stratégies de planification pourront notamment inclure des critères de qualité au niveau BT, comme le taux de Clients Mal Alimentés (CMA).

2.3.4 La démarche générale de recherche des stratégies de planification efficaces

L'approche de planification décrite ci-après vise à **identifier les stratégies de planification les plus efficaces**, i.e., les stratégies permettant de réduire les coûts d'intégration des ENR à moyen/long terme dans des conditions définies de sécurité et de qualité. La recherche de stratégies de planification efficaces peut être décomposée en quatre étapes (Figure 2-3) :

- 1) Créer des règles de planification paramétrables incluant des leviers traditionnels et novateurs pour l'intégration des ENR.
- 2) Définir des stratégies de planification paramétrables en agençant les règles de planification en fonction de la nature et de la cause des contraintes à résoudre.
- 3) Pour chaque stratégie, ajuster la valeur des variables de façon à minimiser un indicateur technico-économique statistique f caractérisant les incertitudes du scénario d'insertion d'ENR sur le cas considéré (réseau initial et pénétration finale d'ENR fixés par l'utilisateur).
- 4) Classer les stratégies optimisées par indicateur statistique f croissant. Les stratégies les plus efficaces sont les stratégies ayant les indicateurs statistiques les plus faibles.

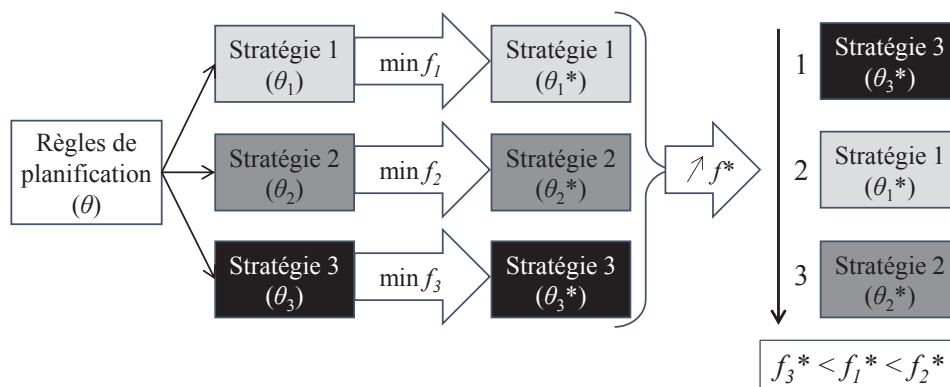


Figure 2-3 Recherche des stratégies de planification les plus efficaces à intégrer les ENR.

2.3.5 Le développement d'un outil de simulation pour l'analyse technico-économique des stratégies de planification

Un outil de simulation adapté à l'étude des stratégies de planification a été développé au cours de ces travaux afin de faciliter la mise en œuvre de l'étape 3 de la démarche proposée dans la partie 2.3.4. Implémenté sous MATLAB, **cet outil est capable de simuler les impacts technico-économiques d'une stratégie de planification sur un réseau de distribution en réponse à un scénario pluriannuel d'insertion des ENR**. L'outil de simulation est constitué de quatre blocs (Figure 2-4) :

Chapitre 2 Méthodes pour l'analyse de stratégies de planification pluriannuelles :
mise en place d'un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des énergies renouvelables

- **Le générateur de scénarios pluriannuels** (bloc vert sur la Figure 2-4). Son rôle consiste à créer, de façon réaliste, des scénarios stochastiques d'insertion d'ENR et des profils temporels de production et de consommation (partie 2.4).
- **La stratégie de planification paramétrable** (bloc orange sur la Figure 2-4). Ce bloc contient l'arbre décisionnel du GRD ; il décrit notamment les études décisionnelles à mener pour traiter un problème et les leviers à mettre en œuvre en cas de contrainte (partie 2.5). C'est en modifiant le contenu de ce bloc qu'il est possible d'explorer l'impact d'une évolution de la stratégie sur la durée des scénarios.
- **Le simulateur d'évolution du réseau**, qui est le bloc principal (bloc bleu sur la Figure 2-4). Son rôle est double : simuler les analyses et les actions du GRD et calculer l'état électrique des réseaux HTA et BT (partie 2.6).
- **Le bilan économique** (bloc magenta sur la Figure 2-4). Ce bloc a pour rôle de traduire les grandeurs de sortie du simulateur d'évolution du réseau en termes de coûts et de calculer le bilan économique de la stratégie de planification pour le réseau et le scénario étudiés (partie 2.7).

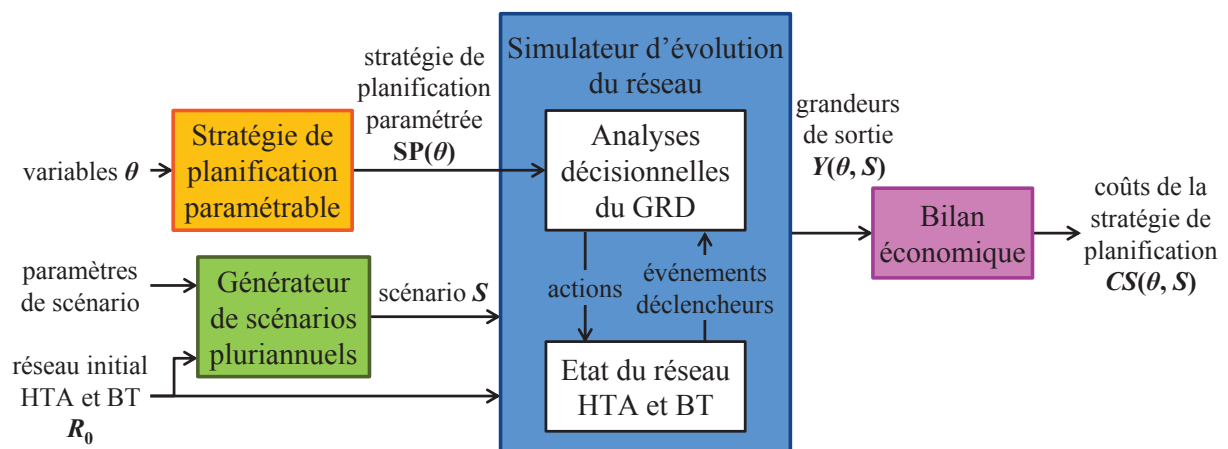


Figure 2-4 Architecture de l'outil de simulation.

2.4 Le générateur de scénarios pluriannuels

Le générateur de scénarios pluriannuels permet de considérer les incertitudes sur l'arrivée des ENR et les incertitudes de production et de consommation dans le coût global des stratégies de planification. Le générateur crée des scénarios pluriannuels S contenant deux types de donnée (Figure 2-5) :

- **les caractéristiques des nouveaux producteurs HTA et BT** demandant à se raccorder au réseau au cours de l'étude, notées S^A (ou S_t^A lorsque seuls les producteurs à raccorder à l'année t sont considérés) ;
- **les profils temporels au pas 10 minutes des grandeurs électriques nécessaires au calcul de l'état électrique du réseau**, notés S^B (ou S_t^B lorsque seuls les profils temporels de l'année t sont considérés).

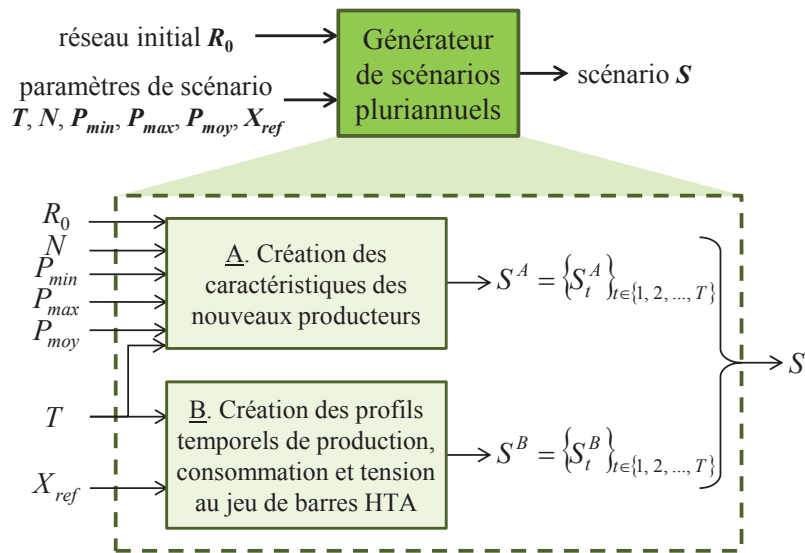


Figure 2-5 Détails du générateur de scénarios pluriannuels.

2.4.1 Les caractéristiques des nouveaux producteurs

2.4.1.1 Description générale

Les scénarios d'arrivée d'ENR S^A sont générés par tirage aléatoire successif des producteurs à partir de six variables d'entrée (voir bloc A sur la Figure 2-5) :

- T , le nombre d'années d'un scénario ($T = 10$ ans ici) ;
- R_0 , les caractéristiques du réseau initial, en particulier, les postes de distribution et la zone géographique du réseau ;
- P_{min} , la puissance totale minimale du scénario ;
- P_{max} , la puissance totale maximale du scénario ;
- $P_{moy} = \{P_{moy,t}\}_{t \in \{1, 2, \dots, T\}}$, les montants moyens de puissance à raccorder chaque année.
- N , le nombre de scénarios S^A à générer.

Le générateur de scénarios définit un nouveau producteur par quatre types de caractéristique : une année d'arrivée, un type de production, une puissance nominale et une localisation géographique sur le réseau. Chaque caractéristique est décrite par une ou plusieurs lois de probabilité, dépendant ou non des autres caractéristiques.

2.4.1.2 Les fonctions de répartition des caractéristiques des producteurs

Pour faciliter la mise en œuvre du tirage aléatoire, la loi de probabilité d'une variable réelle X est définie par sa **fonction de répartition** F qui associe à tout réel x la probabilité que la variable X prenne une valeur inférieure ou égale à x : $F(x) = P(X \leq x)$. Tirer aléatoirement une valeur x de X est équivalent à tirer aléatoirement un réel r entre 0 et 1, puis sélectionner x qui satisfait : $F(x) = r$.

Différentes allures de fonction de répartition peuvent être envisagées pour décrire les caractéristiques des nouveaux producteurs. Dans les présents travaux, certaines fonctions de répartition ont été construites à partir de données publiques sur les installations de production raccordées au réseau de distribution géré par ERDF¹, de sorte que les scénarios d'arrivée d'ENR soient les plus réalistes possible.

¹ « Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin juin 2014 », disponible sur : <http://www.erdf.fr/panorama-des-installations>, dernière consultation le 29/07/2014.

2.4.1.2.1 L'année d'arrivée du producteur

La fonction de répartition de l'année d'arrivée A est obtenue à partir des montants moyens de puissance à raccorder chaque année selon la formule suivante :

$$\forall A \in \{1, 2, \dots, T\} \text{ et } \forall x \in [A ; A+1[\quad F(x) = \sum_{t=1}^A P_{moy,t} / P_{moy,tot}, \quad (2.1)$$

avec : $P_{moy,tot} = (P_{min} + P_{max}) / 2$.

Il est ainsi possible de générer des scénarios dans lesquels les puissances raccordées peuvent être, en moyenne, plus élevées sur certaines années que sur d'autres, ce qui permet d'étudier en quoi l'évolution du rythme des raccordements dans le temps risque de déplacer l'optimum technico-économique de développement du réseau.

Dans ces travaux, nous avons considéré qu'un même montant moyen de puissance était raccordé chaque année ($P_{moy,t} = P_{moy,tot} / T$), ce qui donne comme fonction de répartition :

$$\forall A \in \{1, 2, \dots, T\} \text{ et } \forall x \in [A ; A+1[\quad F(x) = A / T. \quad (2.2)$$

2.4.1.2.2 Le type de production

Par souci de simplicité, seuls les deux principaux types de production présents dans les réseaux de distribution ont été retenus : l'éolien, prédominant en puissance installée, et le photovoltaïque, prédominant en nombre d'installation. D'après les données publiées par ERDF, les sites photovoltaïques et éoliens raccordés au réseau ERDF se répartissaient à fin juin 2014 en 0,4 % de sites éoliens et 99,6 % de sites photovoltaïques, ce qui donne comme fonction de répartition :

$$\forall TP \in \{1, 2\} \text{ et } \forall x \in [TP ; TP+1[\quad F(x) = \begin{cases} 0,004 & \text{si } TP = 1 \\ 1 & \text{si } TP = 2 \end{cases} \quad (2.3)$$

où $TP = 1$ signifie que le nouveau producteur est éolien, et $TP = 2$ qu'il est photovoltaïque.

Il est à noter que cette fonction de répartition suppose que la répartition des sites entre photovoltaïque et éolien demeure inchangée dans le temps. Bien que cela n'ait pas été considéré ici, il est également possible de construire une fonction de répartition du type de production par année d'arrivée afin de tenir compte de l'évolution temporelle de la répartition des sites par type de production.

2.4.1.2.3 La puissance nominale du producteur

La loi de probabilité de la puissance nominale dépend du type de production, ce qui revient à définir deux fonctions de répartition : l'une décrivant la puissance éolienne et l'autre la puissance photovoltaïque. Chacune de ces fonctions de répartition a été obtenue à partir de données publiées par ERDF concernant la répartition en nombre N_p (Figure 2-6.a) et en puissance cumulée P_{tot} (Figure 2-6.b) des installations de production éolienne (respectivement photovoltaïque) raccordées au réseau ERDF à fin juin 2014, pour I tranches de puissance installée ΔP . La construction des fonctions de répartition est illustrée sur la Figure 2-6.

Chapitre 2 Méthodes pour l'analyse de stratégies de planification pluriannuelles :
mise en place d'un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des énergies renouvelables

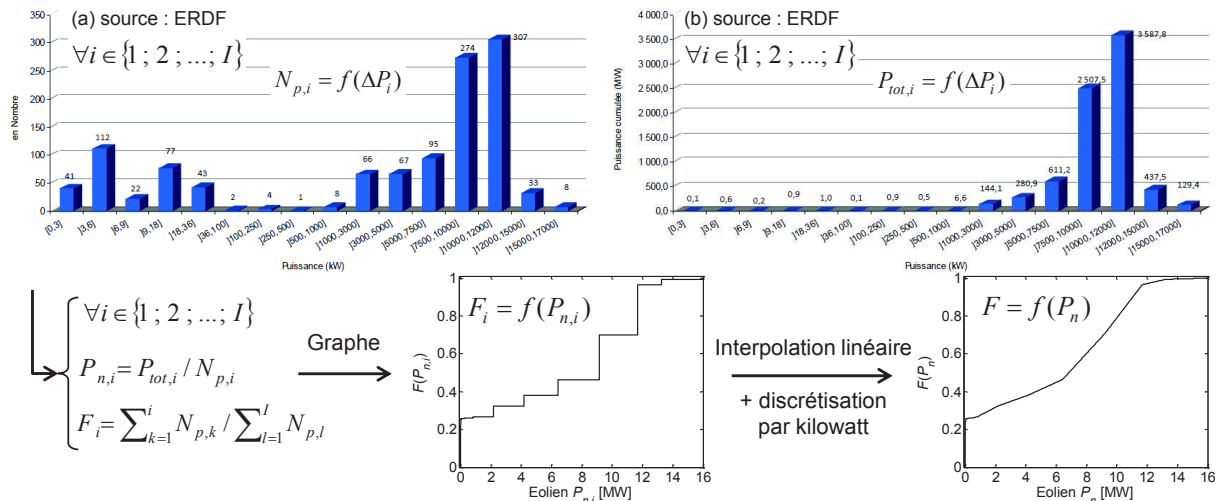


Figure 2-6 Création de la fonction de répartition de la puissance éolienne à partir de documents publics :
(a) nombre et (b) puissance cumulée des sites éoliens distribués par tranche de puissance à fin juin 2014.

2.4.1.2.4 La localisation géographique du producteur

Deux indicateurs de localisation géographique ont été retenus :

- des coordonnées géographiques $[x, y]$ pour localiser les producteurs HTA ;
- le numéro de poste de distribution le plus proche PD pour localiser les producteurs BT.

Les producteurs à raccorder en HTA sont des producteurs indépendants dont la puissance nominale est généralement comprise entre 250 kW et 17 MW. Ces producteurs cherchent essentiellement à occuper les sites où la ressource en vent/ensoleillement est la plus favorable. Ils peuvent donc apparaître aussi bien dans une zone proche qu'une zone éloignée du réseau existant. C'est pourquoi les coordonnées géographiques $[x, y]$ des producteurs HTA sont tirées ici aléatoirement dans une région rectangulaire englobant le réseau initial.

Concernant les producteurs BT, des différences de localisation peuvent être observées en pratique entre les producteurs BT en départ mixte et ceux en départ direct :

- Les producteurs BT en départ mixte sont principalement des consommateurs BT équipés de panneaux photovoltaïques. Ils ont donc plus de chance d'apparaître dans des zones résidentielles, et donc en aval de postes de distribution alimentant une forte consommation. Notons toutefois que chaque poste de distribution, même ceux alimentant une forte consommation, a un potentiel limité de développement du photovoltaïque diffus : pour un poste de distribution donné, plus la proportion de consommateurs BT équipés de panneaux photovoltaïques est élevée, plus la probabilité qu'un nouveau consommateur s'équipe à son tour diminue.
- Les producteurs BT en départ direct sont principalement des producteurs indépendants pouvant aussi bien être proches des points de consommation (zones commerciales ou industrielles) qu'éloignées des points de consommation (zones agricoles). Ils peuvent donc apparaître en aval de n'importe quel poste de distribution.

Sans étude de raccordement, il est difficile de dire si un producteur doit être raccordé en HTA ou en BT et avec quelle configuration de raccordement. Notre seule certitude est qu'un producteur de puissance nominale supérieure à 250 kW (et inférieure à 17 MW) sera raccordé en HTA (partie 1.3.1.1). C'est pourquoi deux hypothèses supplémentaires ont été formulées :

- les producteurs de puissance nominale inférieure égale à 36 kW sont supposés raccordés en départ BT mixte ;
- les producteurs de puissance nominale comprise entre 36 kW et 250 kW sont supposés raccordés en départ BT direct.

Finalement, deux fonctions de répartition du numéro de poste de distribution ont été implantées dans le générateur de scénarios pour tenir compte des différences de localisation des producteurs BT :

- Pour les producteurs de puissance inférieure égale à 36 kW, supposés raccordés en départ mixte BT, la probabilité de tirer un poste de distribution dépend de la puissance installée nette en aval du poste de distribution afin de tenir compte du potentiel limité de développement du photovoltaïque diffus :

$$\forall PD \in \{1, 2, \dots, N_{PD}\} \text{ et } \forall x \in [PD; PD+1[\quad F(x) = \sum_{k=1}^{PD} P_{nette,PD} / \sum_{k=1}^{N_{PD}} P_{nette,PD}, \quad (2.4)$$

avec : $P_{nette,PD} = P_{c,PD} - P_{p,PD}$,

où $P_{c,PD}$ et $P_{p,PD}$ sont respectivement les puissances de consommation souscrite et de production installée en aval du poste de distribution PD .

- Pour les producteurs de puissance comprise entre 36 kW et 250 kW, supposés raccordés en départ direct, les postes de distribution sont supposés équiprobables :

$$\forall PD \in \{1, 2, \dots, N_{PD}\} \text{ et } \forall x \in [PD; PD+1[\quad F(x) = PD / N_{PD}, \quad (2.5)$$

où N_{PD} est le nombre de postes de distribution du réseau initial.

2.4.1.2.5 Synthèse des lois de probabilités utilisées

La Figure 2-7 résume les fonctions de répartition utilisées dans ces travaux pour créer les scénarios d'arrivée d'ENR, à l'exception des fonctions de répartition les plus simples.

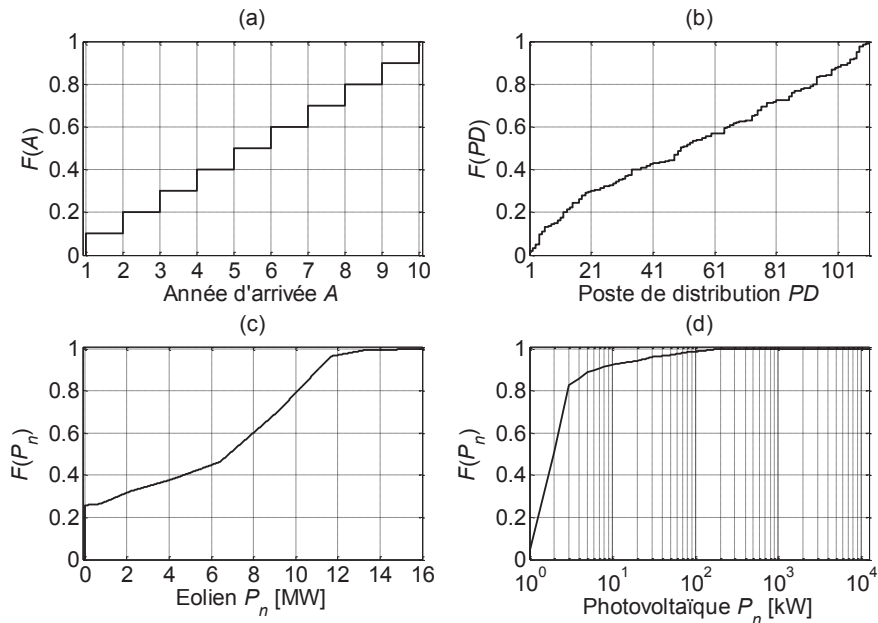


Figure 2-7 Fonctions de répartition des caractéristiques des nouveaux producteurs : (a) année d'arrivée, (b) numéro du poste de distribution pour les producteurs BT en départ mixte, (c) puissance nominale pour les producteurs éoliens, (d) puissance nominale pour les producteurs photovoltaïques.

2.4.1.3 Procédure de création d'un scénario d'arrivée d'ENR

Les scénarios d'arrivée d'ENR S^d sont générés en suivant la procédure de la Figure 2-8. Pour chaque scénario, un producteur est créé l'un après l'autre jusqu'à ce que la puissance totale P_{tot} du scénario atteigne une puissance totale minimale P_{min} spécifiée par l'utilisateur. Le scénario est retenu si la puissance totale P_{tot} est inférieure à une puissance totale maximale P_{max} spécifiée par l'utilisateur ; sinon, un autre scénario est créé selon la même procédure.

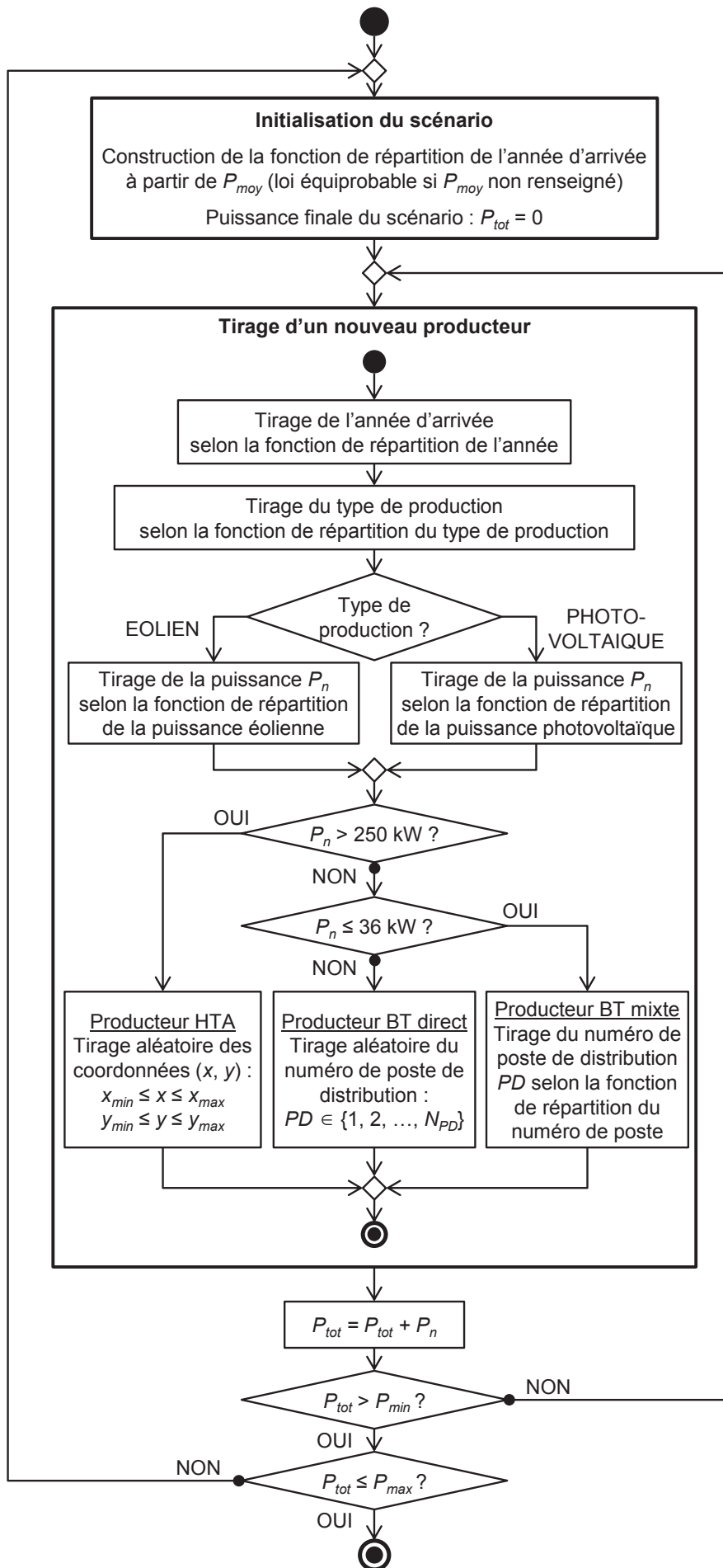


Figure 2-8 Procédure de création d'un scénario d'arrivée d'ENR.

2.4.1.4 Illustration

La Figure 2-9 illustre deux exemples de producteurs créés par la procédure de la Figure 2-8 :

- Le producteur 1 est un producteur éolien à raccorder en HTA : sa puissance nominale est générée à partir de la fonction de répartition de la puissance éolienne (Figure 2-7.c) et sa localisation est spécifiée par des coordonnées géographiques.
- Le producteur 2 est un producteur photovoltaïque à raccorder en départ BT mixte : sa puissance nominale est générée à partir de la fonction de répartition de la puissance photovoltaïque (Figure 2-7.d) et sa localisation générée à partir de la fonction de répartition du poste de distribution dépendant de la puissance nette (Figure 2-7.b).

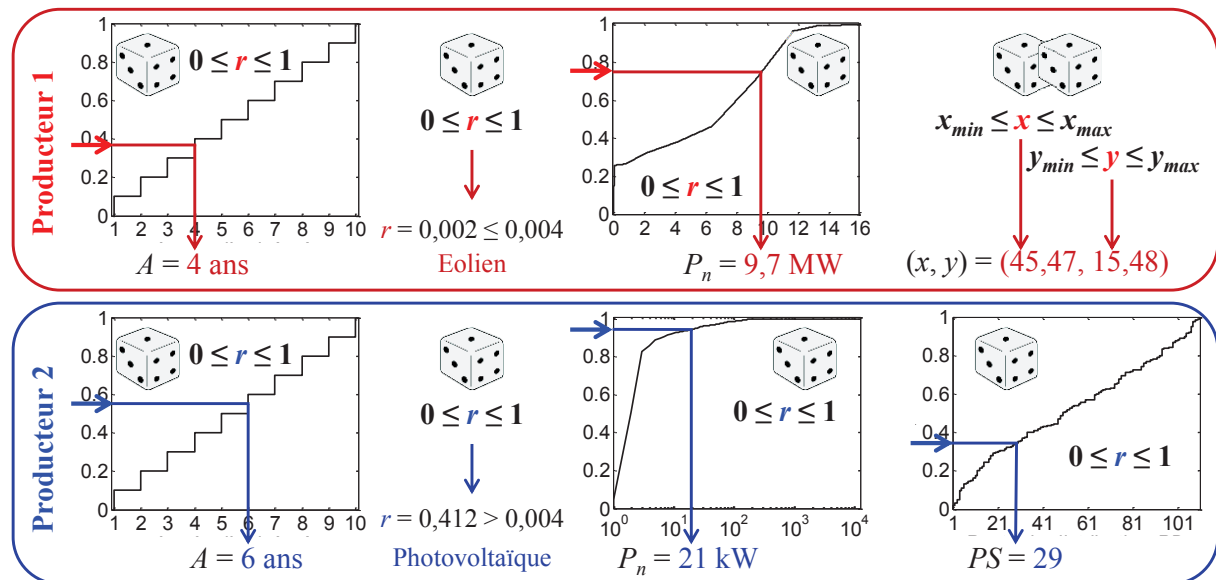


Figure 2-9 Exemples de producteurs créés par le générateur de scénario : producteur éolien à raccorder en HTA (producteur 1) et producteur photovoltaïque à raccorder en départ mixte BT (producteur 2).

Les Figure 2-10 et Tableau 2-2 présentent les puissances et les nombres de production HTA et BT par année pour cinq scénarios stochastiques d'arrivée de 20 MW d'ENR sur le réseau d'étude. Ces résultats montrent que le générateur de scénarios est capable de créer des scénarios réalistes où la part de la production HTA est prédominante en matière de puissance et la part de la production BT prédominante en matière de nombre d'installations.

La Figure 2-11 montre les caractéristiques détaillées du scénario n°1 des Figure 2-10 et Tableau 2-2. Le scénario n°1 nous servira de scénario de référence pour illustrer le fonctionnement de l'outil de simulation dans la suite du chapitre.

Chapitre 2 Méthodes pour l'analyse de stratégies de planification pluriannuelles :
mise en place d'un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des énergies renouvelables

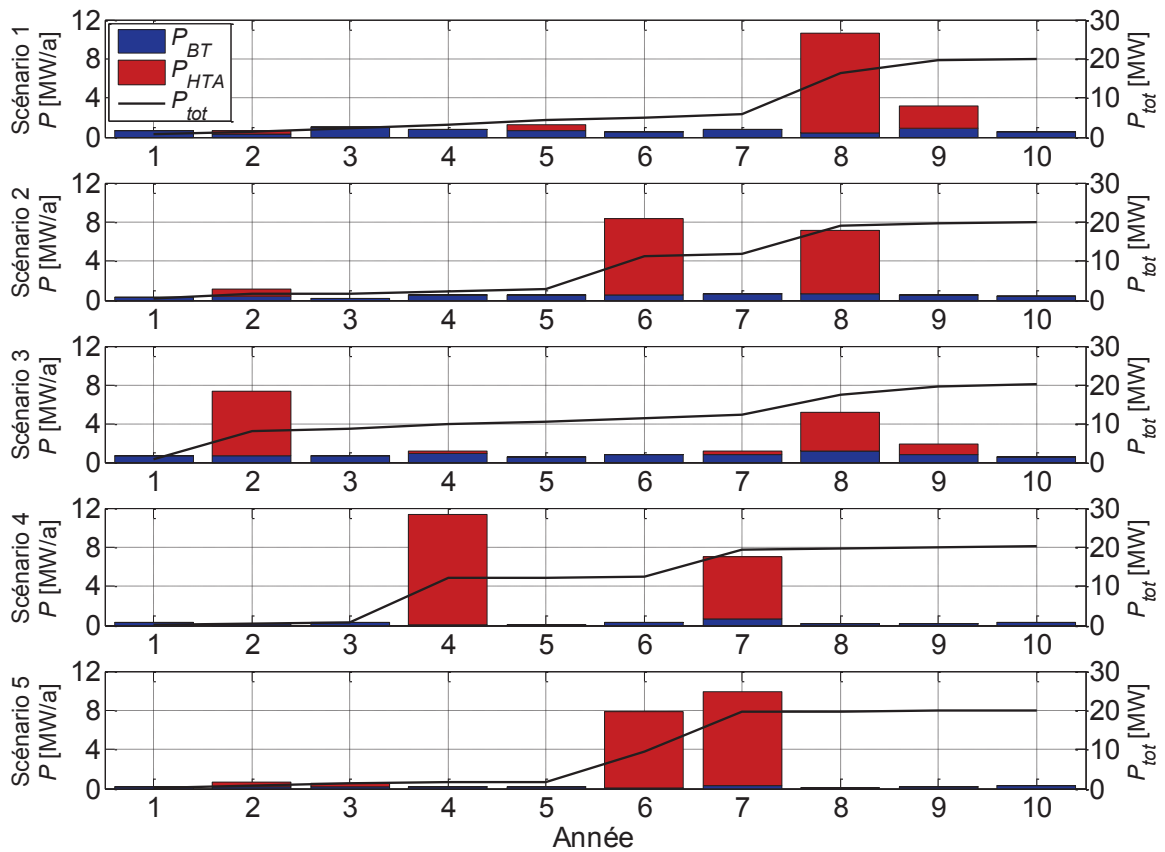


Figure 2-10 Scénarios de 20 MW d'ENR : puissances annuelles à raccorder en HTA (P_{HTA}), puissances annuelles à raccorder en BT (P_{BT}), puissance cumulée à raccorder depuis l'année 0 (P_{tot}).

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	Total
Scénario 1	Nombre de nouveaux producteurs BT	115	122	113	126	125	121	124	125	119	130	1220
	Nombre de nouveaux producteurs HTA	0	1	0	0	1	0	0	1	1	0	4
Scénario 2	Nombre de nouveaux producteurs BT	83	97	95	97	79	85	83	90	81	100	890
	Nombre de nouveaux producteurs HTA	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	3
Scénario 3	Nombre de nouveaux producteurs BT	126	130	123	123	137	129	106	120	105	99	1198
	Nombre de nouveaux producteurs HTA	0	2	0	1	0	0	1	1	2	0	7
Scénario 4	Nombre de nouveaux producteurs BT	40	29	45	28	45	43	38	37	40	39	384
	Nombre de nouveaux producteurs HTA	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	2
Scénario 5	Nombre de nouveaux producteurs BT	32	30	33	33	23	32	28	24	27	24	286
	Nombre de nouveaux producteurs HTA	0	1	1	0	0	1	1	0	0	0	4

NB : A signifie « année ».

Tableau 2-2 Scénarios de 20 MW d'ENR : nombre de producteurs HTA et BT à raccorder chaque année.

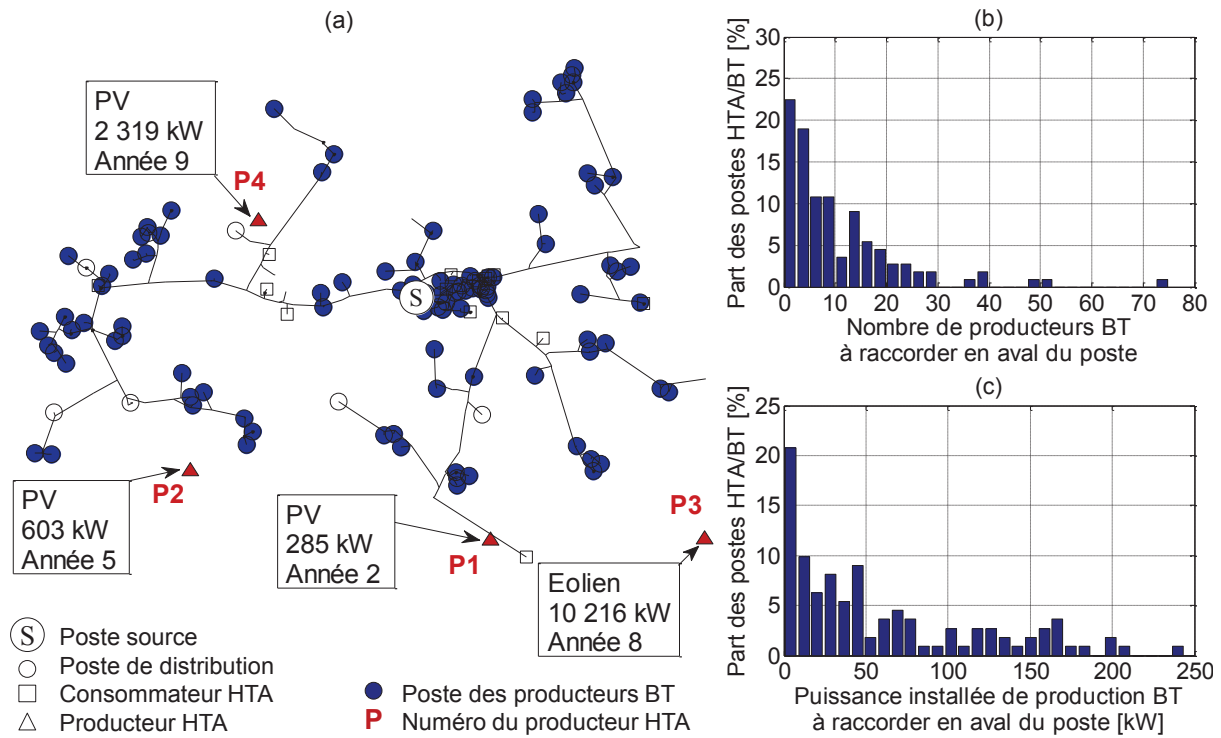


Figure 2-11 Détails du scénario 1 : (a) localisation des producteurs sur le réseau, (b) répartition des postes HTA/BT en fonction du nombre de producteurs BT en aval, (c) répartition des postes HTA/BT en fonction de la puissance installée de production BT en aval.

2.4.2 Les profils temporels des grandeurs électriques

Outre les scénarios d'arrivée d'ENR, le générateur de scénarios crée des scénarios S^B de profils temporels au pas 10 minutes de quatre grandeurs électriques (voir bloc B sur la Figure 2-5) :

- P_{conso} , la puissance active consommée en aval du transformateur HTB/HTA [pu, base puissance souscrite totale] ;
- P_{eol} , la puissance active produite par les sites éoliens [pu, base puissance nominale] ;
- P_{pv} , la puissance active produite par les sites photovoltaïques [pu, base puissance nominale] ;
- ΔU_{jdb} , la variation de la tension autour de la consigne de tension du transformateur régulateur HTB/HTA [pu, base tension nominale].

Les profils temporels de ces quatre grandeurs électriques serviront de données d'entrée au simulateur d'évolution du réseau (bloc bleu sur la Figure 2-4) pour estimer l'état électrique des réseaux HTA et BT (partie 2.6).

Pour créer ces profils temporels, le générateur de scénarios utilise :

- un historique de mesures des grandeurs électriques X_{ref} , issu d'un réseau réel et fourni par EDF pour les besoins des travaux ;
- un modèle paramétrable de génération des profils temporels à l'échelle du réseau d'étude, présenté ci-après.

Depuis quelques années, des modèles de tout genre ont été investigués pour prédire/générer les profils de consommation [FEI06] et de production ENR [GOH06]. Deux formulations mathématiques sont généralement utilisées : les modèles additifs et les modèles multiplicatifs. Ces modèles sont généralement paramétrés à l'aide de méthodes stochastiques basées sur des séries temporelles (par exemple, modèles ARMA, ARIMA) ou des réseaux de neurones artificiels (par exemple, réseau récurrent, à rétropropagation). La précision des modèles dépend fortement du modèle mathématique utilisé, des facteurs exogènes considérés (historique, température, vent, ensoleillement, etc.) et en particulier de la taille de l'historique.

Dans notre cas, l'historique contient uniquement deux années de mesures, ce qui est insuffisant pour paramétrer un modèle avancé de génération de profils temporels. Par conséquent, les jeux de profils temporels S^B ont été générés en tirant séparément chaque mois parmi l'historique (Figure 2-12). Malgré sa simplicité, cette approche a l'avantage de garder la corrélation entre les quatre grandeurs électriques considérées et de créer une grande diversité de jeux de profils annuels : $2^{12} = 4096$ jeux différents. A terme, un modèle plus avancé de génération de profils temporels mériterait d'être utilisé lorsqu'un historique de plusieurs années aura été constitué.

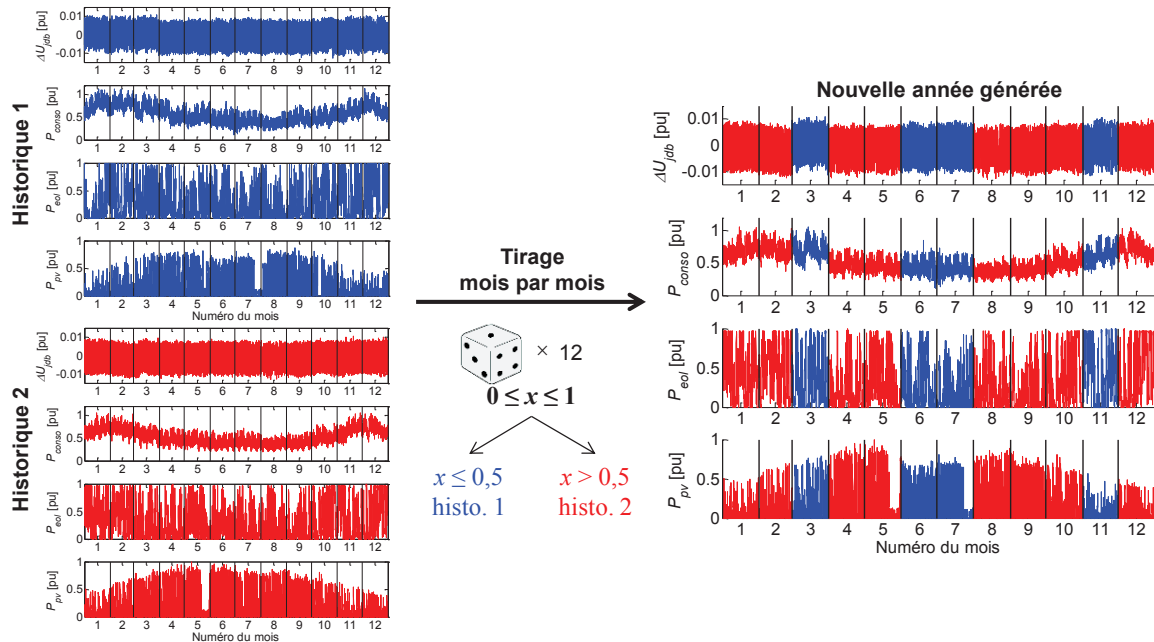


Figure 2-12 Exemple de profils temporels créés par le générateur de scénarios.

2.5 La création des stratégies de planification

Comparée aux approches existantes, notre approche a l'avantage de **tenir compte du comportement du GRD dans l'intégration des ENR**. De ce fait, il est possible de trouver les meilleures stratégies de planification dans une situation réaliste où le GRD ne peut pas prévoir l'arrivée de nouveaux producteurs au-delà d'une année et doit donc traiter les demandes de raccordement année par année sans anticipation possible des futurs producteurs sur les années suivantes.

Dans l'outil de simulation (Figure 2-4), le comportement du GRD est modélisé par une stratégie de planification paramétrable (partie 2.3.1). Pour faciliter la création de telles stratégies, nous avons mis en place une procédure constituée de trois étapes (Figure 2-13) :

- 1) Définir les phases d'analyses et d'actions à inclure dans le modèle du comportement du GRD.
- 2) Définir des règles paramétrables de planification pour décrire chaque analyse/action élémentaire du GRD.
- 3) Elaborer la stratégie de planification paramétrable en spécifiant la séquence des règles de planification en fonction de la nature et de la cause de la contrainte à résoudre dans chaque phase identifiée à l'étape 1.

Deux démarches différentes peuvent être suivies pour appliquer cette procédure :

- Créer de nouvelles stratégies en proposant des évolutions par rapport à la planification traditionnelle, ce qui revient à appliquer la procédure pour, dans un premier temps, modéliser une stratégie de planification traditionnelle à partir de la DTR des GRD, puis dans un second temps, créer de nouvelles stratégies à partir de la stratégie traditionnelle et de nouvelles règles permettant de considérer des leviers novateurs d'intégration d'ENR.

- Créer de nouvelles stratégies en se plaçant en rupture par rapport à la planification traditionnelle, la procédure servant alors à faciliter la création de stratégies complexes. Comme aucun cadre de planification existant ne sera a priori utilisé en suivant cette démarche, l'utilisateur devra faire particulièrement attention à ce que les stratégies ainsi imaginées traitent bien tout type d'événement susceptible de créer des contraintes sur le réseau.

Dans les présents travaux, nous avons choisi d'adopter la première démarche, c'est-à-dire de créer de nouvelles stratégies en proposant des évolutions par rapport à la planification traditionnelle. Pour une meilleure compréhension de la procédure de création des stratégies, chaque étape est ici détaillée et appliquée à la création d'un modèle de la stratégie actuelle de planification des GRD français.

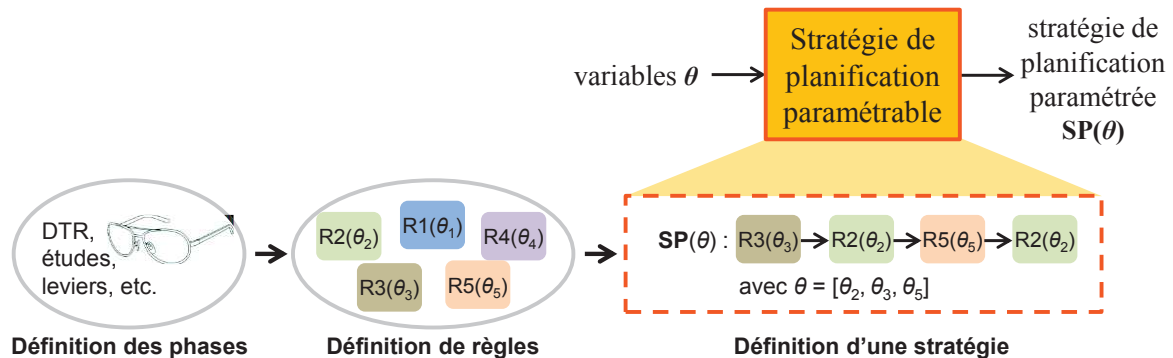


Figure 2-13 Illustration des étapes nécessaires à la création d'une stratégie de planification paramétrable.

2.5.1 Les phases d'analyses et d'actions du gestionnaire de réseaux de distribution

Pour faciliter l'analyse des documents portant sur la planification et les leviers d'intégration d'ENR, il est essentiel que l'utilisateur définisse au préalable le périmètre d'action du GRD qu'il souhaite étudier. Dans nos travaux, nous nous sommes focalisés sur la résolution des contraintes de tension et de courant dans la planification à court et moyen termes, avec une attention particulière portée à la production HTA et BT. Cela nous a amené à identifier **cinq phases d'analyses et d'actions du GRD**, présentées dans le Tableau 2-3.

Chaque phase représente une étude décisionnelle du GRD ou un agrégat d'études décisionnelles de même nature. Dans notre modèle, les analyses du GRD propres au raccordement des producteurs HTA (phases 4.a et 4.b) sont détaillées pour être les plus réalistes possible. Une seule configuration de raccordement en départ mixte – le raccordement au nœud HTA le plus proche – est considérée afin de limiter le temps de calcul alloué à l'étude ; le dédoublement de départ n'est pas considéré ici. Concernant le raccordement de la production BT, les analyses du GRD ont été simplifiées en deux études : une première étude après le raccordement en départ mixte de tous les producteurs BT de puissance inférieure à 36 kW (phase 2) et une seconde étude après le raccordement en départ direct de tous les producteurs BT de puissance comprise entre 36 kW et 250 kW (phase 3). Le raccordement de nouveaux consommateurs n'est pas considéré. Néanmoins, deux types d'étude d'adaptation du réseau ont été modélisés pour tenir compte de l'accroissement de la demande et l'évolution de la qualité de fourniture des consommateurs lors du dimensionnement du réseau HTA (phases 1 et 5).

Le découpage de la planification en phases facilite la création des stratégies de planification dans le cadre de nos travaux. Cela permet à l'utilisateur de se centrer sur une partie spécifique de la planification à la fois, lors de sa recherche des hypothèses de calcul et des leviers d'intégration d'ENR. Pour chaque phase, les analyses/actions élémentaires du GRD identifiées/imaginées doivent ensuite être formulées sous la forme de règles paramétrables de planification.

Phase 1 : anticipation de l'accroissement de la consommation sur le réseau HTA.

Le GRD identifie et, si besoin, résout les risques de contrainte de courant et de tension basse sur le réseau HTA en anticipation de l'accroissement de la consommation sur les 10 prochaines années (2 % par an, par défaut). La phase 1 a lieu au moins tous les 5 ans et les années où des contraintes sont apparues sur le réseau HTA.

Phase 2 : traitement des impacts des producteurs BT à raccorder en départ mixte.

Le GRD identifie et, si nécessaire, résout les risques de contrainte de courant et de tension haute sur les réseaux HTA et BT suite à l'arrivée des producteurs BT de puissance inférieure à 36 kW. Ces producteurs sont supposés raccordés en départ mixte BT. La phase 2 a lieu les années où au moins un producteur BT inférieur à 36 kW demande à se raccorder.

Phase 3 : traitement des impacts des producteurs BT à raccorder en départ direct.

Idem que la phase 2 sauf que les producteurs de puissance comprise entre 36 kW et 250 kW sont supposés raccordés en départ direct BT. La phase 3 a lieu les années où au moins un producteur BT supérieur à 36 kW demande à se raccorder.

Phase 4 : raccordement des producteurs HTA.

Pour chaque producteur HTA (de puissance comprise entre 250 kW et 17 MW), le GRD identifie et, si besoin, résout les risques de contrainte de courant et de tension haute sur le réseau HTA pour deux configurations de raccordement :

- **Phase 4.a : raccordement du producteur au départ mixte HTA le plus proche** ; plus exactement, le producteur est raccordé au nœud du réseau HTA le plus proche.
- **Phase 4.b : raccordement du producteur en départ direct HTA** ; i.e., une liaison HTA est créée entre le point de connexion du producteur et le poste source le plus proche.

La configuration finale de raccordement du producteur est la configuration techniquement faisable la moins coûteuse. La phase 4 a lieu les années où au moins un producteur HTA demande à se raccorder.

Phase 5 : traitement des Clients Mal Alimentés (CMA) sur le réseau BT.

Le GRD s'assure que le nombre de CMA, i.e. le nombre de consommateurs BT sujets à des contraintes ponctuelles de tension basse, ne dépasse pas un seuil limite. Si besoin, le GRD met en place des solutions en BT et HTA pour traiter les CMA excédentaires. La phase 5 a lieu toutes les années.

Tableau 2-3 Les phases d'analyses et d'actions du GRD dans notre modèle.

2.5.2 Les règles de planification

2.5.2.1 Définition

Une **règle de planification** décrit une analyse ou action élémentaire que le GRD mène en planification afin de raccorder de nouveaux utilisateurs, d'anticiper/résoudre les contraintes de tension et de courant et/ou de développer le réseau de distribution dans le respect de critères de sécurité et de qualité. Les règles de planification décrivent notamment :

- **les hypothèses considérées dans les études décisionnelles**, comme les niveaux de production et de consommation à étudier, la répartition de la puissance consommée totale sur l'ensemble des nœuds du réseau, les paramètres des calculs technico-économiques, etc. ;
- **les leviers considérés en cas de contrainte et leur périmètre d'application**, i.e., la nature et la cause de la contrainte à résoudre et les limites d'application du levier.

Les règles de planification doivent si possible être paramétrables afin d'étudier différentes stratégies. Leurs variables décisionnelles seront prédéfinies et/ou ajustées a posteriori lors de l'étude de plusieurs scénarios pluriannuels.

Pour une meilleure compréhension, nous ne nous intéressons ici qu'aux règles de planification qui décrivent les leviers considérés en cas de contrainte. De telles règles peuvent être formulées comme indiqué par le Tableau 2-4.

R : Si (nature de la contrainte) et/ou (cause de la contrainte), alors (appliquer le levier X) tant que (respecter les limites du levier X).

Tableau 2-4 Formulation générale d'une règle de planification R associée à une solution X.

2.5.2.2 Application à la planification actuelle des GRD français

Dans la planification actuelle des réseaux de distribution en France, les GRD disposent de six leviers traditionnels pour résoudre diverses contraintes sur le réseau :

- 1) le renforcement du réseau HTA voire la création de nouveaux ouvrages HTA ;
- 2) le renforcement du réseau BT voire la création de nouveaux ouvrages BT ;
- 3) l'abaissement de la consigne fixe de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA ;
- 4) l'abaissement de la consigne fixe de tension $U_{jdb,ref}$ des transformateurs HTB/HTA ;
- 5) le changement à la hausse des prises fixes des transformateurs HTA/BT ;
- 6) le changement à la baisse des prises fixes des transformateurs HTA/BT.

Notre modèle contient tous ces leviers à l'exception du levier 2, très difficile à modéliser en raison de la disparité des configurations locales de réseau BT. Après avoir identifié les leviers, il est essentiel de définir le périmètre d'action de chaque levier : la nature de la contrainte à résoudre, la cause de la contrainte et les limites d'application du levier. Par exemple, le levier 3 est envisagé :

- pour résoudre des surtensions (nature de la contrainte)
- suite à l'arrivée d'un nouveau producteur sur un départ mixte HTA (cause de la contrainte)
- et est mis en œuvre seulement s'il ne cause pas de nouvelles contraintes (première limite)
- et que la nouvelle consigne fixe $\tan(\varphi)_{ref}$ est conforme à la réglementation (deuxième limite).

Dans notre modèle, le périmètre d'action des leviers traditionnels est décrit par un jeu de six règles de planification détaillé dans le Tableau 2-5. Ce jeu de règles contient quatre variables décisionnelles :

$$\theta = [\tan(\varphi)_{\min}, \tan(\varphi)_{\min,GRD}, U_{jdb,\min}, CMA_{\max}],$$

avec :

- $\tan(\varphi)_{\min}$: la tangente phi minimale réglementaire des nouveaux producteurs HTA, i.e., la tangente phi minimale que le GRD peut exiger des nouveaux producteurs HTA afin de les raccorder au réseau, sachant que : $-1 \leq \tan(\varphi)_{\min} \leq 0$ par définition ;
- $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$: la nouvelle tangente phi minimale des producteurs HTA existants raccordés en départ mixte, que le GRD peut exiger afin de raccorder un nouveau producteur HTA sur le même départ, sachant que : $\tan(\varphi)_{\min} \leq \tan(\varphi)_{\min,GRD} \leq 0$ par définition² ;
- $U_{jdb,\min}$: la consigne fixe minimale de tension des transformateurs régulateurs HTB/HTA ;
- CMA_{\max} : le nombre maximal de CMA toléré sur le réseau d'étude pour des raisons de qualité.

² Voici quelques précisions pour comprendre la distinction faite entre $\tan(\varphi)_{\min}$ et $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ dans notre modèle. Lorsqu'un nouveau producteur HTA demande à se raccorder au réseau, le GRD détermine sa consigne de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ lors de l'étude de raccordement. Cette consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ est obligatoirement supérieure égale à $\tan(\varphi)_{\min}$, sauf demande expresse du producteur à aller au-delà de cette valeur. Une fois le producteur raccordé au réseau, le GRD peut si besoin réviser la valeur de la consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ du producteur jusqu'à $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ ($\geq \tan(\varphi)_{\min}$) afin de résoudre des surtensions causées par un nouveau producteur HTA demandant à être raccordé.

<p>R1 : S'il existe un risque de contrainte de tension/courant/puissance apparente sur le réseau HTA ou BT, alors renforcer le réseau (i.e., remplacer ou ajouter des liaisons HTA et/ou des transformateurs HTB/HTA et/ou des transformateurs HTA/BT choisis selon des critères technico-économiques).</p> <p>R2 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors abaisser la consigne fixe de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ du <u>nouveau</u> producteur HTA tant qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur le départ HTA et que $\tan(\varphi)_{ref}$ est supérieure égale à $\tan(\varphi)_{min}$.</p> <p>R3 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors abaisser la consigne fixe de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA <u>existants sur le même départ</u> tant qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur le départ HTA et que $\tan(\varphi)_{ref}$ est supérieure égale à $\tan(\varphi)_{min,GRD}$.</p> <p>R4 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ (mixte ou direct) HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors abaisser la consigne fixe de tension du transformateur HTB/HTA amont $U_{jdb,ref}$ tant qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur la demi-rame HTA et que $U_{jdb,ref}$ est supérieure égale à $U_{jdb,min}$.</p> <p>R5 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur le réseau BT suite à l'arrivée de producteurs BT, alors abaisser la prise fixe du transformateur HTA/BT amont.</p> <p>R6 : Si le nombre total de CMA dépasse CMA_{max}, alors augmenter les prises fixes de certains transformateurs HTA/BT choisis selon des critères technico-économiques tant qu'aucune contrainte de tension haute n'apparaît sur le réseau BT.</p>
--

Tableau 2-5 Modèle du jeu des règles de planification actuelles en France.

2.5.3 Les stratégies de planification

2.5.3.1 Définition

Une **stratégie de planification** est construite à partir d'un jeu ordonné de règles de planification. Concrètement pour chaque type d'étude, le GRD applique certaines règles de planification avant d'autres, et en particulier, applique certains leviers avant d'autres pour résoudre une contrainte donnée. D'un point de vue formel, une stratégie de planification est définie par une séquence de règles de planification comme montré dans le Tableau 2-6. La stratégie de planification a les mêmes variables décisionnelles que le jeu de règles de planification associé.

SP : $R_x \rightarrow R_y \rightarrow R_z$

La stratégie de planification SP consiste à appliquer d'abord la règle R_x , puis la règle R_y , et enfin la règle R_z .

Tableau 2-6 Formulation générale d'une stratégie de planification SP.

2.5.3.2 Application à la planification actuelle des GRD français

Dans notre modèle, la séquence des règles de planification doit être définie :

- pour chacune des phases 1-5 présentées dans la partie 2.5.1 ;
- pour chaque type de contrainte à résoudre au sein d'une phase.

Le Tableau 2-7 présente une synthèse du modèle de la stratégie de planification actuelle des GRD français par phase et par type de contrainte³, en ne considérant que les règles de planification associées aux leviers. Dans notre modèle, le GRD est supposé :

- pour chaque année, suivre les phases dans l'ordre croissant (de la phase 1 à la phase 5) ;
- pour chaque phase, traiter d'abord les contraintes sur le réseau HTA puis les contraintes sur le réseau BT ;
- pour chaque domaine de tension (HTA ou BT), traiter d'abord les contraintes de puissance apparente dans les transformateurs et les contraintes de courant dans les liaisons électriques, puis les contraintes de tension basse aux nœuds, et en dernier les contraintes de tension haute aux nœuds.

La stratégie de planification a les mêmes variables décisionnelles que le jeu de règles de planification associé : $\theta = [\tan(\varphi)_{\min}, \tan(\varphi)_{\min, GRD}, U_{jdb, \min}, CMA_{\max}]$.

Phase	Contraintes sur le réseau HTA			Contraintes sur le réseau BT		
	Courant/puissance apparente	Tension basse	Tension haute	Puissance apparente	Tension basse	Tension haute
1	R1	R1				
2 et 3	R1		R4→R1	R1		R5
4	a		R2→R3→R4→R1			
	b		R4→R1			
5					R6	

Tableau 2-7 Synthèse du modèle de la stratégie de planification actuelle en France.

Il est important de garder à l'esprit qu'une stratégie de planification décrit, non seulement les leviers considérés en cas de contrainte (Tableau 2-7), mais aussi les hypothèses de calcul propres aux études décisionnelles. Par exemple, pour mettre en œuvre l'abaissement de la tangente phi du producteur HTA (règle R2), la stratégie de planification doit spécifier les scénarios pessimistes de production et de consommation à étudier pour détecter les risques de contrainte que le levier peut faire apparaître sur le départ HTA (voir « calculs de load-flow » sur la Figure 2-14).

Dans la suite du mémoire, les nouvelles stratégies de planification seront présentées sous le même format que le Tableau 2-7 qui a le mérite de mettre en avant les leviers considérés pour chaque phase et type de contrainte. Les détails des stratégies de planification sont disponibles en Annexe 4.

³ En pratique, le GRD peut également renforcer le réseau BT voire le réseau HTA pour traiter les CMA excédentaires dans la phase 5. Le renforcement du réseau BT n'étant pas inclus dans l'outil de simulation, le renforcement du réseau HTA (règle R1) n'a pas non plus été considéré afin d'éviter de surestimer les coûts de traitement des CMA. Par conséquent, il se peut qu'il reste des CMA excédentaires suite aux actions du GRD modélisées dans la phase 5 (règle R6).

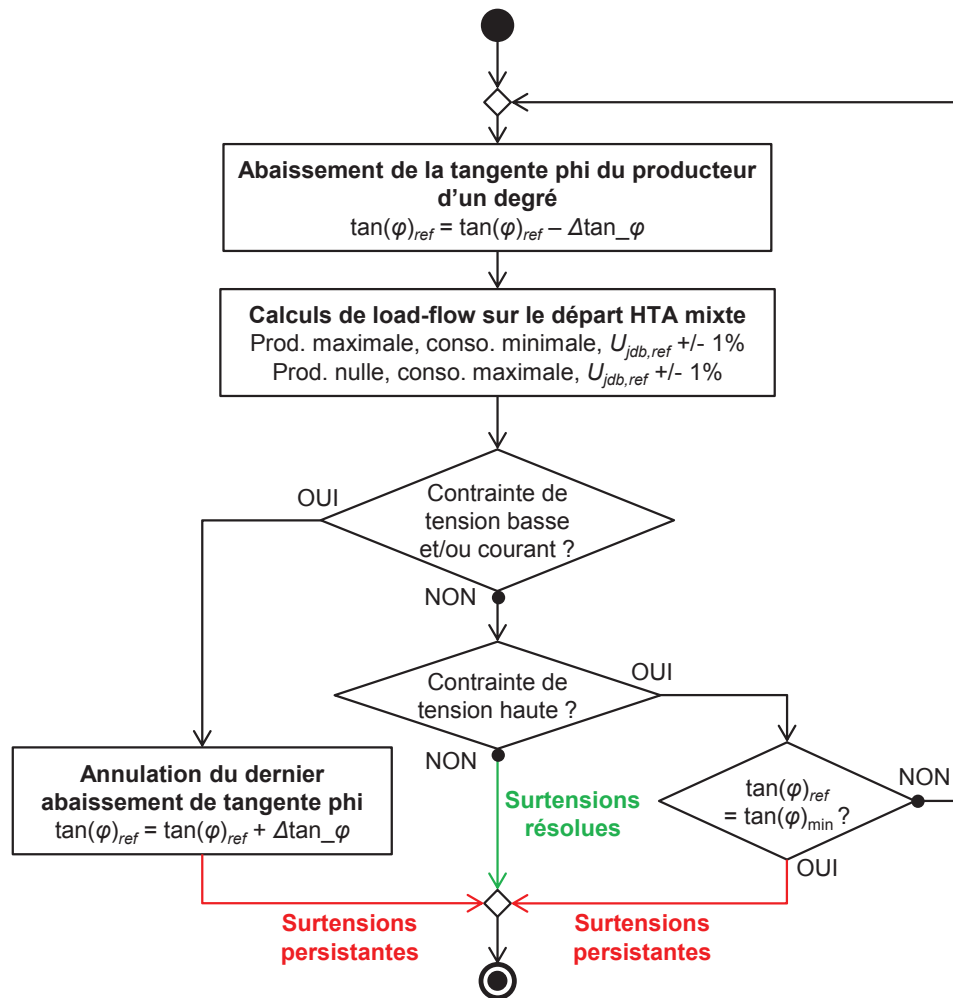


Figure 2-14 Procédure d'abaissement de la tangente phi d'un producteur HTA en départ mixte (règle R2).

2.6 Le simulateur d'évolution du réseau

Dans l'outil de simulation (Figure 2-4), le simulateur d'évolution du réseau a pour rôle principal de déterminer les évolutions annuelles du réseau HTA et l'évolution temporelle des grandeurs électriques décrivant l'état des réseaux HTA et BT, lorsqu'une stratégie de planification est appliquée à un scénario d'insertion d'ENR (Figure 2-15). Les grandeurs de sortie Y sont déterminées année par année, en alternant deux étapes :

- A) Au début de chaque année t , les **analyses et les actions du GRD** sont simulées pour :
- résoudre les contraintes de tension/courant sur le réseau R_{t-1} (fournies par Y_{t-1}) ;
 - raccorder tous les producteurs HTA et BT dont l'année d'arrivée est t (liste des producteurs S_t^A fournie par le générateur de scénarios, partie 2.4.1).

Cette étape conduit à une nouvelle architecture de réseau R_t , résultat du renforcement de liaisons HTA, de la création de départs directs HTA et BT et/ou de la mutation de transformateurs HTA/BT et HTB/HTA. Le modèle des analyses décisionnelles du GRD (bloc A sur la Figure 2-15) est détaillé ci-dessus dans la partie 2.5.

- B) **L'état électrique du réseau** (courants HTA, tensions HTA, tensions extrêmes BT, etc.) est estimé sur l'année t à partir des profils temporels au pas 10 minutes des grandeurs électriques P_{conso} , P_{eol} , P_{pv} et ΔU_{jdb} (profils S_t^B fournis par le générateur de scénarios, partie 2.4.2). Lors de cette étape, les caractéristiques du réseau R_t demeurent inchangées. Le simulateur d'état du réseau (bloc B sur la Figure 2-15) est décrit ci-après.

La sortie du simulateur d'évolution du réseau Y contient l'ensemble des résultats issus des analyses décisionnelles et de l'estimation de l'état du réseau, que l'utilisateur souhaite étudier. Pour nos travaux, nous avons retenu les données d'adaptation du réseau, de contrôle-commande du réseau et des producteurs (Y^A) ainsi que les volumes d'énergie transitant et perdus sur le réseau, les taux de contrainte résiduels et le nombre de CMA (Y^B).

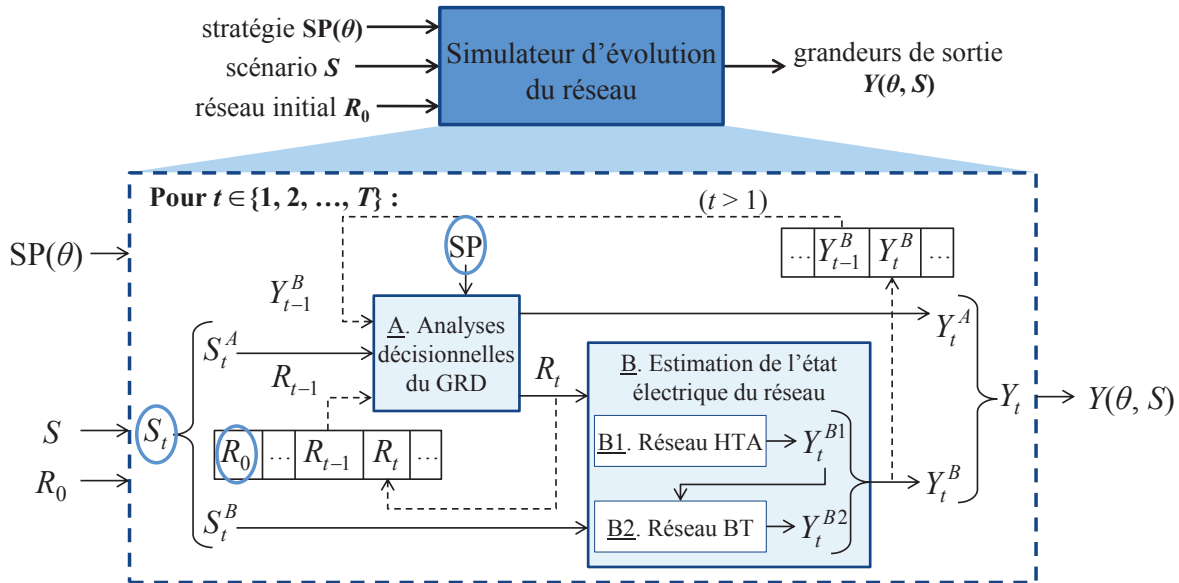


Figure 2-15 Détails du simulateur d'évolution du réseau.

2.6.1 Estimation de l'état électrique du réseau

2.6.1.1 Estimation de l'état électrique du réseau HTA

L'état électrique du réseau HTA Y^{B1} (bloc B1 sur la Figure 2-15) est décrit ici par quatre grandeurs électriques sur chaque demi-rame HTA :

- U , le vecteur des tensions aux nœuds HTA [V] ;
- I , le vecteur des courants dans les branches HTA [A] ;
- P_{pertes} , le montant total des pertes actives en réseau [W] ;
- S_{bilan} , la puissance apparente transitant dans le transformateur HTB/HTA au poste source [VA].

Une bonne estimation de U , I , P_{pertes} et S_{bilan} au pas 10 minutes permet d'évaluer au mieux les contraintes causées par la production ENR intermittente, les coûts opérationnels des leviers alternatifs au renforcement et le coût annuel d'achat des pertes par le GRD. Les profils temporels de U , I , P_{pertes} et S_{bilan} peuvent être estimés à partir de calculs de répartition des flux de puissance dits « load-flow » et des profils temporels de P_{conso} , P_{eol} , P_{pv} et ΔU_{jdb} sur l'année au pas 10 minutes (S^B sur la Figure 2-15). Le temps de calcul est fortement réduit grâce à l'utilisation d'une technique d'approximation non-intrusive qui sera décrite dans le chapitre 3. Au lieu de réaliser $n = 52560$ calculs exacts de load-flow par année (Figure 2-16.a), il est possible d'obtenir plus rapidement les profils annuels de U , I , P_{pertes} et S_{bilan} comme suit (Figure 2-16.b) :

- 1) Réaliser des calculs exacts de load-flow sur un nombre limité n^* de points de fonctionnement qui ont été préalablement sélectionnés par une méthode d'échantillonnage.
- 2) Construire un méta-modèle, ou modèle de substitution, du processus de load-flow à l'aide d'une méthode d'approximation et des résultats de load-flow de l'étape 1.
- 3) Vérifier la précision du méta-modèle de l'étape 2 sur un échantillon test et, si le méta-modèle n'est pas suffisamment précis, réitérer l'étape 1 et/ou l'étape 2 en utilisant différentes méthodes d'échantillonnage et/ou d'approximation.

- 4) Réaliser les 52560 calculs approchés de load-flow en utilisant le méta-modèle de l'étape 2 à la place du processus exact de load-flow.

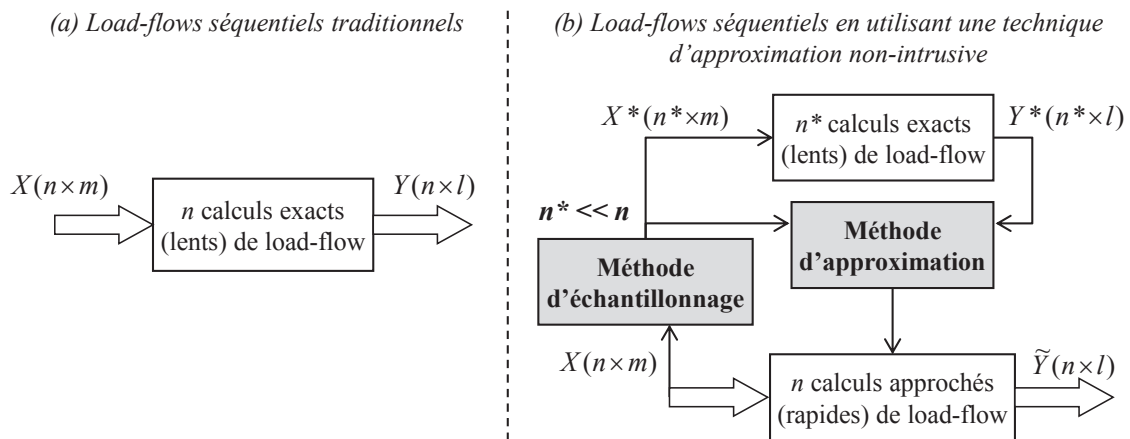


Figure 2-16 Load-flows séquentiels traditionnels (a) et utilisant une technique d'approximation non-intrusive (b).

Grâce à cette procédure, il est possible d'estimer l'état électrique du réseau HTA sur une année au pas 10 minutes avec une perte de précision minimale et un gain de temps significatif par rapport aux calculs exacts de load-flow. Le chapitre 3 détaille le raisonnement suivi pour construire la procédure d'estimation de l'état électrique du réseau HTA (bloc B1 sur la Figure 2-15) ainsi que les différentes étapes de la procédure.

2.6.1.2 Estimation de l'état électrique du réseau BT

Dans les études actuelles de planification du réseau HTA, le réseau BT est agrégé sous la forme de points de consommation au niveau primaire des postes HTA/BT (partie 1.3.2.2.3). Or l'étude de leviers alternatifs au renforcement implique d'inclure un modèle plus développé du réseau BT dans les études de planification HTA afin de :

- détecter les contraintes de tension sur le réseau BT⁴ et, si besoin, mettre en œuvre des actions correctives en BT ;
- dimensionner les leviers novateurs mis en œuvre en BT : l'utilisation de transformateurs réglés dans les postes de distribution, le réglage de la puissance réactive des producteurs BT, l'effacement ponctuel des producteurs BT, la gestion active de la consommation BT, etc.

Notre but est de définir un modèle de réseau BT en aval d'un poste de distribution satisfaisant les conditions suivantes :

- estimer **l'état électrique du réseau BT** Y^{B2} (bloc B2 sur la Figure 2-15) incluant les tensions maximale et minimale ainsi que le nombre de CMA ;
- prendre, en entrées, uniquement des données issues du réseau HTA (Y^{B1} sur la Figure 2-15) : tension au primaire du transformateur HTA/BT, puissances active et réactive consommées en aval du transformateur HTA/BT, et puissances active et réactive produites en aval du transformateur HTA/BT ;
- être suffisamment rapide pour n'impacter que très faiblement le temps de calcul des études.

Plusieurs modèles de réseau BT paramétrables ont été définis et comparés sur des données réelles de réseau. Les résultats sont présentés en Annexe 5. A l'issue de cette étude comparative, nous avons retenu un modèle de réseau BT constitué de k départs unifilaires identiques de résistance R_{dep} , réactance X_{dep} et longueur L_{dep} , avec une répartition de la puissance nette uniforme entre les départs et

⁴ Les contraintes de tension sont supposées toujours dimensionnantes pour les départs BT. Il n'est donc pas nécessaire de modéliser les contraintes de courant.

décroissante le long des départs (Figure 2-17). Comme la production en départ direct est uniquement prise en compte dans les contraintes de puissance apparente au transformateur HTA/BT, les départs directs des producteurs BT ne sont pas modélisés.

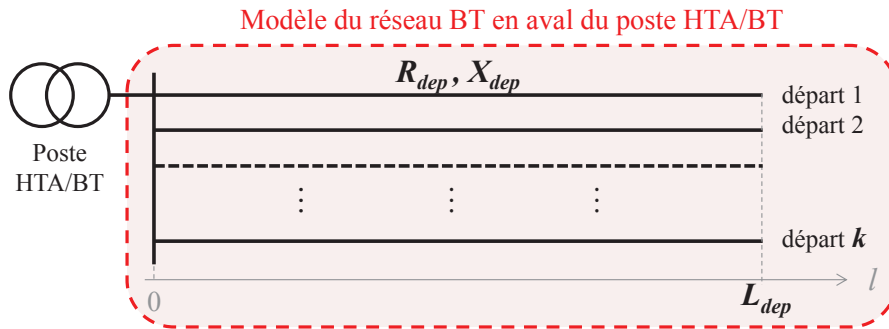


Figure 2-17 Modèle du réseau BT en aval d'un poste HTA/BT.

L'ensemble des réseaux BT en aval du réseau HTA étudié est représenté par autant de modèles de réseau BT paramétrés que de postes de distribution. Chaque modèle est paramétré à partir des données du réseau BT considéré. La chute de tension dans un poste de distribution est supposée proportionnelle à la puissance apparente transitée. A l'aide de ce modèle, les tensions BT extrêmes et le nombre de CMA peuvent être estimés sur 100 postes de distribution en moins de 2 secondes.

2.6.1.3 Bilan des performances du simulateur d'état du réseau

En résumé, les méthodes et modèles utilisés dans le simulateur d'état du réseau (bloc B sur la Figure 2-15) permettent de :

- traiter jusqu'à 30 fois plus de scénarios sur le réseau étudié (390 nœuds HTA et 111 postes de distribution, partie 2.2) qu'avec des calculs exacts de load-flow ;
- estimer l'état électrique des réseaux HTA et BT avec une bonne précision ;
- analyser les impacts des choix de planification HTA sur le plan de tension BT ;
- étudier des leviers novateurs mis en œuvre en BT.

2.6.2 Application à la planification actuelle des gestionnaires de réseaux de distribution français

A titre d'exemple, nous présentons ici quelques résultats obtenus par le simulateur d'évolution du réseau lorsque la stratégie actuelle de planification est appliquée au scénario n°1 d'insertion de 20 MW d'ENR sur 10 ans (scénario détaillé dans la partie 2.4.1.4).

Les variables de la stratégie de planification ont pour valeurs :

- $\tan(\varphi)_{\min} = \tan(\varphi)_{\min,GRD} = -0,25$, ce qui correspond à la tangente phi minimale réglementaire de $-0,35$ selon l'arrêté du 23 avril 2008⁵ plus une plage de réglage de 0,1 définie dans la DTR [ERD15-3] ;
- $U_{jdb, \min} = 1,02$ pu, comme mentionné dans [ERD15-3] ;
- $CMA_{\max} = +\infty$, ce qui signifie que le traitement des CMA n'est pas considéré dans nos études.

La Figure 2-18 illustre l'architecture finale du réseau HTA à l'année 10. Les évolutions intermédiaires du réseau sont présentées dans l'Annexe 6. Pour ce scénario, il est plus intéressant sur les plans technique et économique de raccorder les quatre producteurs HTA en départ mixte existant qu'en départ direct :

⁵ Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique, disponible sur : <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000018698004>, dernière consultation le 22/07/2012.

Chapitre 2 Méthodes pour l'analyse de stratégies de planification pluriannuelles :
mise en place d'un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des énergies renouvelables

- Le raccordement des producteurs P1 et P2 n'a nécessité aucun renforcement du réseau HTA.
- Le raccordement du producteur P3 a nécessité le renforcement complet de l'ossature de son départ mixte d'accueil. Les travaux de renforcement restent néanmoins moins coûteux que la création d'un départ direct de l'ordre de 15 km.
- Le raccordement du producteur P4 a nécessité un renforcement partiel de son départ mixte d'accueil.

Le Tableau 2-8 détaille les adaptations de réseau nécessaires à l'intégration des ENR. Il s'avère que le réseau HTA a dû être adapté, non seulement pour accueillir la production HTA aux années 8 et 9, mais aussi la production BT aux années 2, 5, 6, 7 et 10.

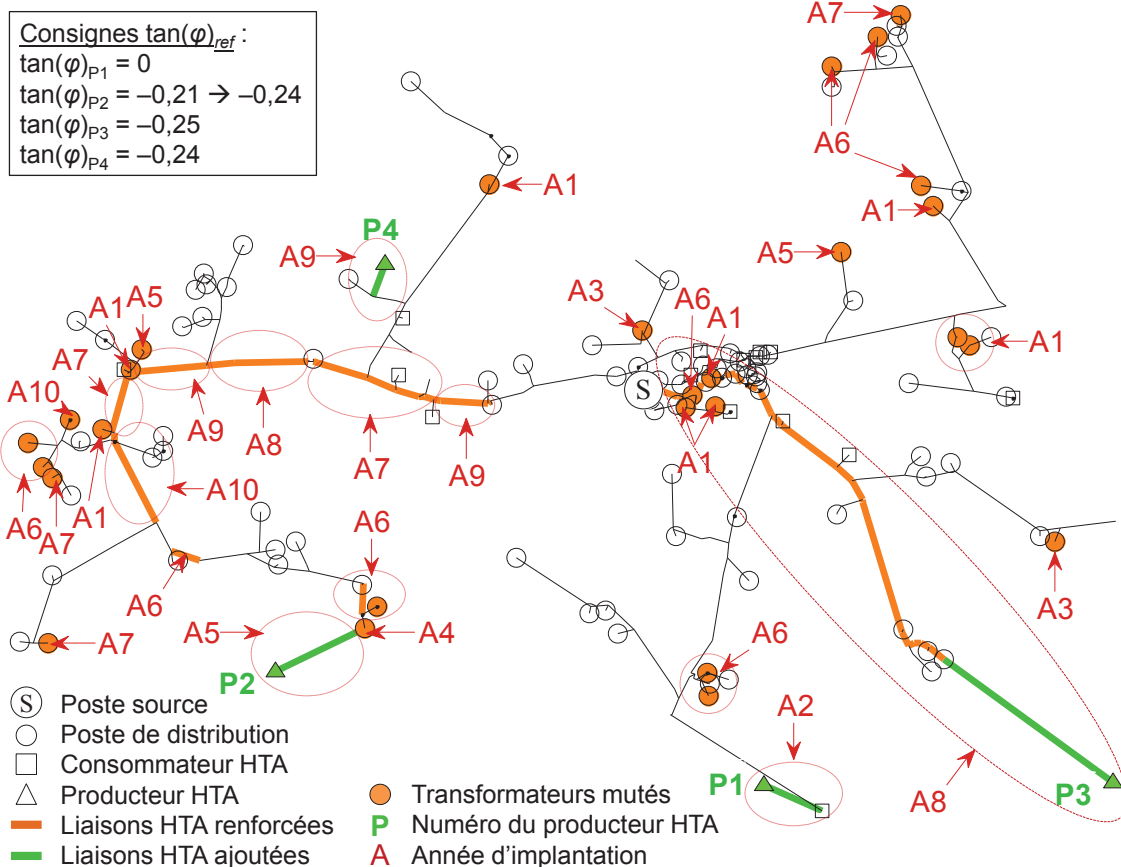


Figure 2-18 Architecture finale du réseau d'étude sur le scénario 1 (année 10).

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	Total
Longueur des liaisons HTA renforcées/ajoutées [km]	0	1,2	0	0	1,9	1,2	4,3	15	3,3	2	28,9
Nombre de transformateurs HTA/BT mutés/ajoutés	9	0	2	2	1	9	4	0	0	1	28
Nombre de départs BT directs créés	110	121	107	121	122	119	118	122	113	126	1179

NB : A signifie « année ».

Tableau 2-8 Développements de réseaux pour le scénario 1.

La Figure 2-19 montre les volumes annuels d'énergie soutirée au réseau de transport et perdue dans le réseau HTA. Nous constatons que :

- Les pertes actives en réseau et l'énergie réactive soutirée au réseau de transport diminuent légèrement à l'année 7 (Figure 2-19.c et b). Cette réduction d'énergie est en grande partie due aux renforcements du réseau HTA la même année (voir Tableau 2-8).
- L'énergie active soutirée au réseau de transport diminue de moitié à l'année 8 (Figure 2-19.a). Ceci s'explique par le raccordement du producteur P3 (voir Figure 2-18) qui, à lui seul, triple la puissance installée de production sur le réseau avec sa puissance nominale de 10 MW. De ce fait :
1) le producteur P3 alimente une grande partie des consommateurs connectés au même départ, et
2) l'excédent de production sur le réseau de distribution est injecté sur le réseau de transport.
- Les pertes actives en réseau et l'énergie réactive soutirée au réseau de transport augmentent à l'année 8 (Figure 2-19.c et b). Le raccordement du producteur P3 en est la principale cause.

Enfin, le Tableau 2-9 montre les taux de contrainte exprimés en pourcentage de temps ainsi que les taux de CMA exprimés en pourcentage du nombre de consommateurs BT pour le réseau d'étude. Comme attendu, la stratégie actuelle de planification telle que modélisée permet de se couvrir à 100 % contre les risques de contrainte de tension et de courant sur le réseau HTA. Grâce aux modèles de réseaux BT, nous pouvons observer que les taux annuels de CMA restent faibles : les évolutions du réseau HTA n'ont pas dégradé la qualité d'alimentation du réseau BT.

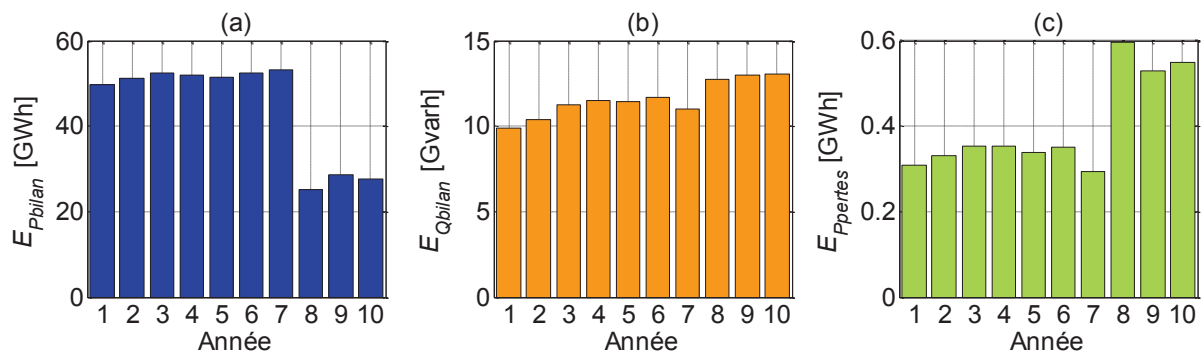


Figure 2-19 Montants d'énergie transitée/perdue sur le réseau d'étude pour le scénario 1 : (a) énergie active soutirée au réseau de transport, (b) énergie réactive soutirée au réseau de transport, (c) pertes actives sur le réseau HTA.

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
Taux de contrainte de tension haute en HTA [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taux de contrainte de tension basse en HTA [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taux de contrainte de courant en HTA [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taux de contrainte de puissance apparente au poste source [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taux de CMA en BT [%]	0,73	0,41	1,05	0,63	0,63	1,81	0,03	0,10	0,19	1,01

NB : A signifie « année ».

Tableau 2-9 Taux de contrainte et taux de CMA sur le réseau d'étude pour le scénario 1.

2.7 Le bilan économique

Un bilan économique de la stratégie de planification est réalisé sur le scénario *S* à partir des grandeurs de sortie *Y* du simulateur d'évolution du réseau (Figure 2-20). Ce bilan est obtenu en deux étapes : les

Chapitre 2 Méthodes pour l'analyse de stratégies de planification pluriannuelles :
mise en place d'un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des énergies renouvelables

grandeurs de sortie Y sont d'abord traduites en coûts annuels (voir blocs A et B sur la Figure 2-20), puis ces coûts annuels sont utilisés pour calculer les coûts globaux actualisés de la stratégie (bloc C sur la Figure 2-20).

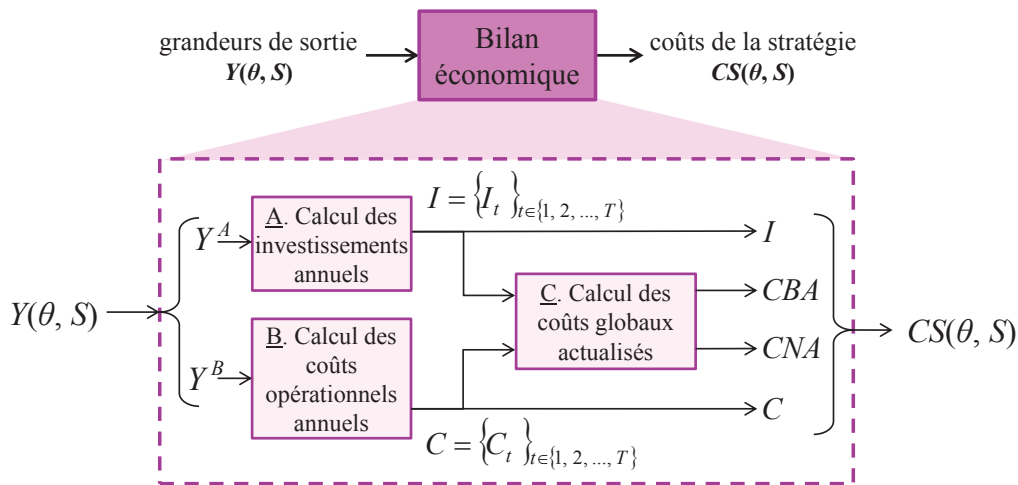


Figure 2-20 Détails du bilan économique.

2.7.1 Les coûts intervenant dans le bilan économique

2.7.1.1 Les catégories de coût considérées

Deux catégories de coût sont considérées dans le bilan économique d'une stratégie de planification :

- les coûts d'investissement I calculés à partir des sorties Y^A des analyses décisionnelles du GRD (voir bloc A sur la Figure 2-20) ;
- les coûts opérationnels C calculés à partir des sorties Y^B du simulateur d'état du réseau (voir bloc B sur la Figure 2-20).

2.7.1.2 Application à la planification actuelle des GRD français

Le Tableau 2-10 détaille les coûts considérés pour étudier la stratégie de planification actuelle. Ces coûts sont supportés par trois types d'acteur : le GRD, les producteurs HTA et les producteurs BT.

Acteurs	Coûts considérés		Phases
GRD	I_{HTA}^{GRD}	Liaisons HTA remplacées + Liaisons HTA ajoutées + Transformateurs HTB/HTA mutés/ajoutés	1-3 1-2 1-3
	I_{BT}^{GRD}	Transformateurs HTA/BT mutés/ajoutés	1-2
	C_{pertes}^{GRD}	Pertes techniques dans le réseau HTA (hypothèse : 70 €/MWh)	-
Producteurs HTA	I_{HTA}^{PH}	Liaisons HTA remplacées/ajoutées + Transformateurs HTB/HTA mutés/ajoutés	4 4
	I_{PCS}^{PH}	Surdimensionnement de la chaîne de conversion de puissance de l'installation de production (hypothèse : 150 k€/MVA)	4
	C_{PCS}^{PH}	Maintenance additionnelle de la chaîne de conversion de puissance de l'installation de production (hypothèse : 4.5 k€/(MVA.an))	-
Producteurs BT	I_{BT}^{PB}	Transformateurs HTA/BT mutés/ajoutés + Nouveaux départs directs BT (hypothèse : 10 k€/départ) (+ Liaisons HTA ajoutées)	3 3 3

Tableau 2-10 Les hypothèses de coût considérées pour l'étude de la planification actuelle des GRD français.

Ces différents coûts peuvent être regroupés par :

- **catégorie de coût :**

- les investissements de réseau HTA :

$$I_{HTA} = I_{HTA}^{GRD} + I_{HTA}^{PH}, \quad (2.6)$$

- les investissements de réseau BT :

$$I_{BT} = I_{BT}^{GRD} + I_{BT}^{PB}, \quad (2.7)$$

- le coût d'achat des pertes actives en réseau HTA :

$$C_{pertes} = C_{pertes}^{GRD}, \quad (2.8)$$

- les surcoûts de la chaîne de conversion de puissance (« Power Conversion System » en anglais, PCS) des sites de production HTA :

$$IC_{PCS} = I_{PCS}^{PH} + C_{PCS}^{PH}; \quad (2.9)$$

- **acteur :**

- le GRD :

$$IC^{GRD} = I_{HTA}^{GRD} + I_{BT}^{GRD} + C_{pertes}^{GRD}, \quad (2.10)$$

- les producteurs HTA :

$$IC^{PH} = I_{HTA}^{PH} + I_{PCS}^{PH} + C_{PCS}^{PH}, \quad (2.11)$$

- les producteurs BT :

$$I^{PB} = I_{BT}^{PB}. \quad (2.12)$$

Remarques sur le surcoût des capacités de puissance réactive des producteurs HTA :

- Dans notre bilan économique, nous tenons compte des surcoûts de la chaîne de conversion de puissance (PCS) des producteurs HTA :

$$I_{PCS}^{PH} = i_{PCS} \Delta S_n, \quad (2.13)$$

$$C_{PCS}^{PH} = c_{PCS} \Delta S_n, \quad (2.14)$$

où i_{PCS} et c_{PCS} sont respectivement les coûts unitaires d'investissement et opérationnels du PCS, respectivement [€/MVA] et [€/MVA.an]. Le surcoût du PCS est calculé par rapport à un PCS dimensionné pour satisfaire la puissance active nominale du producteur P_n :

$$\Delta S_n = S_{n,PCS} - P_n = P_n (\sqrt{1 + \tan(\varphi)_{PCS}^2} - 1), \quad (2.15)$$

où $S_{n,PCS}$ est la puissance apparente nominale du producteur et $\tan(\varphi)_{PCS}$ est la tangente phi associée à $S_{n,PCS}$.

- Dans notre étude, **les producteurs HTA raccordés en départ direct sont supposés avoir une consigne de tangente phi nulle** : $\tan(\varphi)_{ref} = 0$. De ce fait, leur PCS est dimensionné au plus juste et aucun surcoût de PCS n'est nécessaire : $I_{PCS}^{PH} = 0$ et $C_{PCS}^{PH} = 0$.
- Dans notre étude, **les producteurs HTA raccordés en départ mixte sont supposés avoir une consigne de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ comprise dans l'intervalle $[\tan(\varphi)_{min}; 0]$, initialement**

déterminée lors de l'étude de raccordement⁶. D'après la règle R3 détaillée dans le Tableau 2-5, les producteurs doivent être capables d'abaisser leur consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ jusqu'à $\tan(\varphi)_{min,GRD}$ pour raccorder un nouveau producteur au même départ si nécessaire. Cela signifie que :

- Si un nouveau producteur HTA est raccordé au réseau avec une consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ appartenant à l'intervalle $[\tan(\varphi)_{min,GRD} ; 0]$, sa consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ peut si besoin être révisée à la baisse jusqu'à $\tan(\varphi)_{min,GRD}$. Son PCS doit donc être surdimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à : $\tan(\varphi)_{PCS} = \tan(\varphi)_{min,GRD} \leq \tan(\varphi)_{ref}$.
- Si un nouveau producteur HTA est raccordé au réseau avec une consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ appartenant à l'intervalle $[\tan(\varphi)_{min} ; \tan(\varphi)_{min,GRD}]$, sa consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ ne peut pas être révisée à la baisse puisqu'elle est inférieure à $\tan(\varphi)_{min,GRD}$. Son PCS est donc dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale : $\tan(\varphi)_{PCS} = \tan(\varphi)_{ref} \leq \tan(\varphi)_{min,GRD}$.

Par conséquent, nous en déduisons que tous les producteurs HTA en départ mixte doivent dimensionner leur PCS pour fournir une tangente phi minimale égale à :

$$\tan(\varphi)_{PCS} = \min(\tan(\varphi)_{ref}, \tan(\varphi)_{min,GRD}). \quad (2.16)$$

2.7.1.3 Les catégories de coût non considérées

D'autres catégories de coût pourraient également être considérées, notamment :

- les coûts d'exploitation et de défaillance des ouvrages du réseau HTA, qui sont généralement plus élevés pour les ouvrages les plus anciens et peuvent intervenir dans la comparaison technico-économique des solutions de renforcement/développement du réseau HTA ;
- les coûts en investissement/maintenance des infrastructures d'observation et de communication, qui, s'ils sont négligés, peuvent fausser le bilan économique de certains leviers d'intégration d'ENR comme le réglage avancé de la tension aux postes sources et aux postes de distribution ;
- les coûts de changement des prises fixes des transformateurs HTA/BT : planification de la coupure d'électricité, main d'œuvre employée, etc. ;
- une compensation financière payée par le GRD au gestionnaire de réseau de transport en cas de non-respect des diagrammes $P-Q$ aux postes sources, qui intervient indirectement dans le choix des consignes de tangente phi des producteurs HTA.
- les coûts supportés par d'autres acteurs pour estimer le coût de certains leviers novateurs : consommateurs, agrégateurs de services, propriétaires de matériels novateurs raccordés au réseau, etc.

Rappelons que **les coûts liés au réseau BT ne peuvent pas être davantage détaillés compte tenu du modèle de réseau BT utilisé**. En effet, ces modèles sont paramétrés pour estimer les écarts extrêmes de tension et le nombre de CMA mais ne sont pas adaptés pour déterminer les renforcements nécessaires sur le réseau BT.

2.7.2 Les indicateurs de coût global

2.7.2.1 Coût global brut actualisé et coût global net actualisé

En plus des coûts détaillés par catégorie et par acteur, deux indicateurs de coût global ont été retenus pour décrire le bilan économique d'une stratégie de planification (voir bloc C de la Figure 2-20) :

⁶ En réalité, en l'absence de surtension, la consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA en départ mixte est fixée de sorte à minimiser les pertes sur le départ et peut donc si besoin prendre une valeur positive dans le respect de la réglementation (jusqu'à 0,3 dans la stratégie actuelle). Dans notre modèle, nous supposons qu'en l'absence de surtension, la consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA en départ mixte est fixée à zéro.

- **le Coût Brut Actualisé (CBA)** de la stratégie de planification SP de variable θ sur le scénario S :

$$CBA(\theta, S) = \sum_{k=1}^T \left(\frac{I_k(\theta, S)}{(1+i)^{k-1}} + \frac{C_k(\theta, S)}{(1+i)^{k-1}} \right), \quad (2.17)$$

avec :

- o T : le nombre d'années de l'étude ($T = 10$ ans ici),
- o i : le taux d'actualisation des coûts réels ($i = 5\%$ ici),
- o I_k : le coût d'investissement total réalisé à l'année k ,
- o C_k : le coût opérationnel total réalisé à l'année k ;

- **le Coût Net Actualisé (CNA)** de la stratégie de planification SP de variable θ sur le scénario S :

$$CNA(\theta, S) = \sum_{k=1}^T \left(\frac{I_k(\theta, S)}{(1+i)^{k-1}} + \frac{C_k(\theta, S)}{(1+i)^{k-1}} - \frac{V_k(\theta, S)}{(1+i)^T} \right) = CBA(\theta, S) - \sum_{k=1}^T \left(\frac{V_k(\theta, S)}{(1+i)^T} \right), \quad (2.18)$$

où V_k est la valeur d'usage de l'investissement I_k à la fin de l'année T .

Les composantes I_k et C_k sont respectivement les sommes des investissements et des coûts opérationnels des acteurs à l'année k . La valeur d'usage V_k est calculée comme suit :

$$V_k(\theta, S) = \frac{(1+i)^{A_k} - (1+i)^{T-k+1}}{(1+i)^{A_k} - 1} I_k(\theta, S), \quad (2.19)$$

où A_k est la durée de vie de l'investissement I_k .

L'utilisation des indicateurs CBA et CNA dépend du but de l'étude :

- **CBA est de préférence utilisé lorsqu'une seule stratégie de planification paramétrée est étudiée**, car, contrairement à CNA , CBA donne la répartition effective des coûts actualisés par catégorie et par acteur et permet d'estimer le coût actualisé par mégawatt de production raccordée.
- **CNA doit nécessairement être utilisé pour comparer différentes stratégies de planification paramétrées, ayant des valeurs de variables et/ou modèles de stratégie différents**. Pour comparer financièrement des stratégies, il est important que leur coût de déploiement couvre la même période de temps. Or, les investissements intervenant dans le bilan économique des stratégies peuvent être engendrés par des solutions techniques dont la durée de vie dépasse la période étudiée. Par exemple, un nouveau ouvrage a une durée d'exploitation prévisionnelle d'au moins 40 ans ($\gg T = 10$ ans). Pour tenir compte de la durée de vie des solutions dans le bilan économique, le coût de déploiement d'une solution doit inclure uniquement la part d'investissement imputable à la période d'étude, qui correspond à la différence entre l'investissement total actualisé et sa valeur d'usage actualisée à la fin de l'étude. Autrement, si les investissements étaient considérés en totalité, la comparaison des stratégies risquerait de pénaliser celles qui mettent en place des solutions qui sont certes plus coûteuses à l'achat mais plus rentables sur la durée de vie de la solution. C'est pourquoi les stratégies doivent être comparées sur la base de CNA et non pas de CBA .

2.7.2.2 Application à la planification actuelle des GRD français

A titre d'exemple, la Figure 2-21 montre les coûts annuels non actualisés de la stratégie de planification actuelle pour le scénario n°1 (scénario détaillé à la partie 2.4.1.4). Pour ce cas particulier, la stratégie actuelle engendre un CBA de 2575,1 k€ et un CNA de 714,4 k€ sur 10 ans en prenant un taux d'actualisation de $i = 5\%$. Notons que le montant des valeurs d'usage des investissements représente environ 72 % du CBA dans cet exemple.

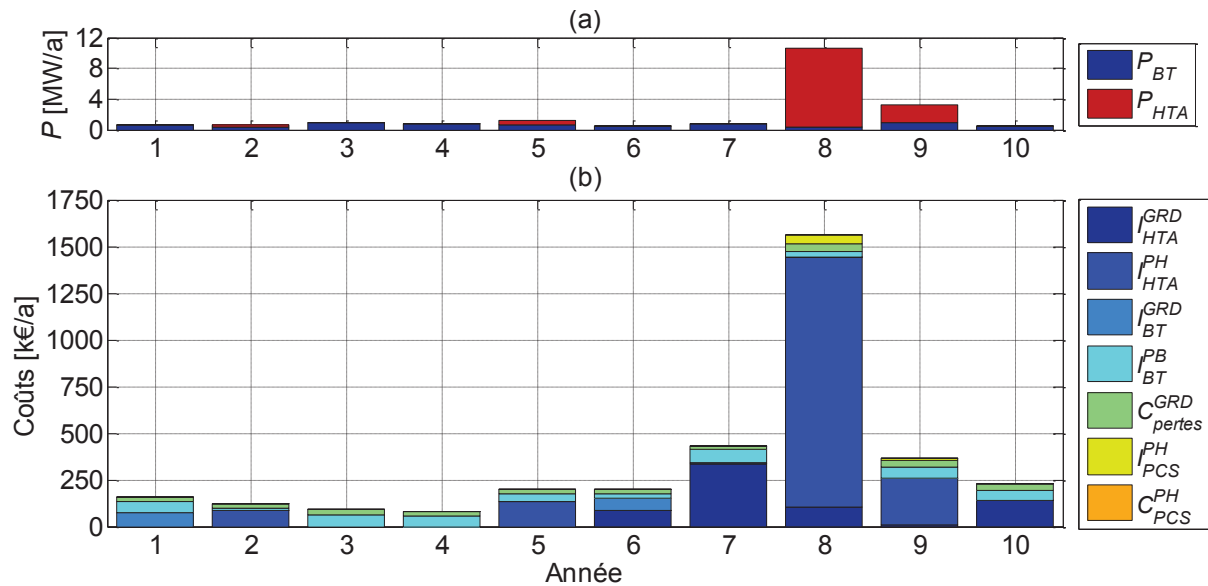


Figure 2-21 Coûts annuels de la stratégie de planification (b) au regard de la puissance annuelle des ENR raccordée au réseau (a) sur le scénario 1.

Il est important de noter que les montants de coût présentés dans ces travaux de recherche dépendent des hypothèses de coût unitaire considérées : coût unitaire d'achat et d'installation des ouvrages de réseau, coût unitaire d'achat des pertes, surcoût unitaire d'achat et de maintenance des PCS des producteurs HTA, etc. Une partie de ces hypothèses sont décrites dans le Tableau 2-10.

2.7.2.3 Autres approches possibles

Une autre approche consiste à soustraire, au coût global de la stratégie sur le scénario S , le coût global obtenu sur le scénario de 0 MW de production, noté S_0 :

$$CBA_p(\theta, S) = CBA(\theta, S) - CBA_c(\theta) \quad \text{avec} \quad CBA_c(\theta) = CBA(\theta, S_0), \quad (2.20)$$

$$CNA_p(\theta, S) = CNA(\theta, S) - CNA_c(\theta) \quad \text{avec} \quad CNA_c(\theta) = CNA(\theta, S_0). \quad (2.21)$$

L'utilisation de CBA_p au lieu de CBA permet d'étudier uniquement les coûts de la stratégie qui sont propres à l'intégration des ENR (coûts de raccordement, pertes techniques, etc.), indépendamment de ceux liés à l'évolution de la consommation et au renouvellement des ouvrages. En revanche, que CNA ou CNA_p soit considéré, le classement des différentes stratégies en fonction de leur bilan économique demeure inchangé.

D'autres catégories de coût pourraient être incluses dans le calcul de CNA :

- La valeur d'usage de tous les ouvrages HTA, y compris ceux qui n'ont pas été remplacés pendant l'étude, pourrait être considérée afin de tenir compte des investissements nécessaires sur le réseau à court terme. Un réseau avec des ouvrages récents est préférable à l'année finale car il est plus probable de devoir faire un investissement à court terme sur un réseau avec des ouvrages anciens que sur un réseau avec des ouvrages récents.
- Les coûts des marges d'exploitation et de conduite sur le réseau HTA pourraient être considérés afin de tenir compte des investissements nécessaires sur le réseau à court terme. Un réseau avec des marges élevées est préférable à l'année finale car il est plus probable de devoir faire un investissement à court terme sur un réseau avec de faibles marges que sur un réseau avec des marges élevées. Il est cependant difficile de valoriser financièrement de telles marges. Dans ce qui suit, les marges de tension et de courant du réseau HTA final pourront néanmoins être présentées à titre illustratif en dehors du bilan économique.

2.8 Les indicateurs statistiques d'une stratégie sur plusieurs scénarios

Des indicateurs statistiques peuvent être élaborés à partir des sorties Y du simulateur d'état du réseau et des coûts CS du bilan économique pour tenir compte des aléas de production et de consommation et des incertitudes sur l'arrivée des ENR dans les scénarios S .

2.8.1 Les indicateurs statistiques classiques

2.8.1.1 Définitions

2.8.1.1.1 Espérance, moyenne et variance

Soient X une variable aléatoire réelle et x_1, \dots, x_N , N observations indépendantes et identiquement distribuées de X . Supposons aussi que la moyenne de X existe. La dispersion de l'ensemble des x_1, \dots, x_N peut alors être caractérisée empiriquement par deux mesures :

- **la moyenne des observations de X** pour caractériser la tendance principale de X :

$$\hat{X}_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i, \quad (2.22)$$

- **la variance des observations de X** pour caractériser la dispersion de X :

$$\hat{\sigma}_X^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \hat{X}_m)^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N \left(x_i - \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \right) \right)^2. \quad (2.23)$$

Lorsque la taille N de l'échantillon des observations tend vers l'infini, ces deux mesures convergent respectivement vers **l'espérance de X** , notée $X_m = E(X)$, et **la variance de X** , notée $\sigma_X^2 = \sigma(X)^2$.

2.8.1.1.2 Précision de la moyenne empirique

D'après le théorème central limite, quand N est suffisamment grand, la variable aléatoire \hat{X}_m suit approximativement une loi normale d'espérance X_m et de variance $\sigma(\hat{X}_m)^2 \approx \hat{\sigma}_X^2 / N$. Par conséquent, pour N assez grand, l'intervalle de confiance à 95 % de l'estimateur de l'espérance \hat{X}_m est de la forme $[X_m(1 - 1,96\delta_N), X_m(1 + 1,96\delta_N)]$ avec :

$$\delta_N = \frac{\sigma(\hat{X}_m)}{\hat{X}_m} = \frac{\hat{\sigma}_X}{\hat{X}_m \sqrt{N}}, \quad (2.24)$$

Le paramètre δ_N correspond à la **précision de la moyenne empirique \hat{X}_m** .

2.8.1.1.3 Détermination de la taille de l'échantillon en fonction de la précision souhaitée

Comme montré par l'Equation 2.24, la précision δ_N est inversement proportionnelle à la racine carré de la taille de l'échantillon des observations N . Le nombre d'observations N nécessaire à l'estimation de \hat{X}_m peut être choisi de façon empirique selon la procédure présentée par le Tableau 2-11. Par simplification, tout estimateur \hat{X}_m sera noté X_m dans la suite du mémoire.

- 1) Calculer N_0 observations de X ($N_0 = 100$, par défaut) : x_1, \dots, x_{N_0} .
- 2) Calculer la moyenne \hat{X}_m et la variance $\hat{\sigma}_X^2$ des N_0 observations selon les Equations 2.22-2.23.
- 3) Pour une précision donnée $\delta_N = \delta^*$, en déduire le nombre d'observations correspondants N en inversant l'Equation 2.24 :

$$N = \hat{\sigma}_C^2 / (\hat{X}_m \delta^*)^2 \quad (2.25)$$

- 4) Revoir éventuellement à la baisse la précision souhaitée si le temps alloué au calcul des N observations est trop élevé.

Tableau 2-11 Procédure d'estimation du nombre d'observations N pour obtenir la moyenne empirique d'une variable aléatoire X avec une précision δ^* .

2.8.1.1.4 Médiane et quantiles

Deux autres indicateurs statistiques de la variable aléatoire X peuvent également être estimés à partir de ses observations x_1, \dots, x_N :

- **la médiane de X** , notée X_{med} , qui est la valeur de X séparant l'ensemble des valeurs de X en deux parties égales :

$$P(x \leq X_{med}) \leq 0,5 \quad \text{et} \quad P(x \geq X_{med}) \geq 0,5, \quad (2.26)$$

- **le quantile k % de X** , noté X_{qk} , qui est la valeur de X séparant l'ensemble des valeurs de X en deux parties, l'une comportant k % des valeurs de X et l'autre comportant les $(1 - k \%)$ autres valeurs :

$$P(x \leq X_{qk}) = k. \quad (2.27)$$

La médiane donne une indication de la tendance centrale de X . En particulier, l'écart observé entre la médiane et la moyenne permet de mesurer l'asymétrie de la distribution de probabilité de X . Le quantile k % de X donne une information supplémentaire sur la dispersion de X . En particulier, un couple de quantiles complémentaires $[X_{qk_1} X_{qk_2}]$ avec $k_1 < k_2$ et $k_1 + k_2 = 100 \%$ fournit un intervalle de dispersion de X .

2.8.1.2 Application à la planification actuelle des GRD français

La variable aléatoire à laquelle nous nous intéressons ici est le coût global brut ou net actualisé de la stratégie de planification C . Plus précisément, nous souhaitons connaître le coût moyen C_m de la stratégie de planification pour $\theta = \theta^*$ constant, compte tenu des aléas de production et de consommation et des incertitudes sur l'arrivée des ENR. Le coût moyen C_m est une variable inconnue qui peut être estimée à partir des coûts obtenus sur un ensemble de N scénarios S_1, \dots, S_N :

$$C_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N c_i, \quad (2.28)$$

où $c_i = c(\theta^*, S_i)$ est le coût brut ou net actualisé de la stratégie sur le scénario S_i pour $\theta = \theta^*$.

$N = 200$ scénarios de 20 MW d'ENR ont été considérés pour estimer le coût moyen de la stratégie actuelle de planification, ce qui nous permet de disposer d'un **estimateur du coût moyen précis à $\delta_N \approx 2 \%$** (Tableau 2-11) **en un temps total d'environ 4 heures**⁷.

La Figure 2-22 représente la densité de probabilité empirique sur 200 scénarios des coûts globaux actualisés de la stratégie en prenant un taux d'actualisation i de 5 %. Les coûts des scénarios sont assez

⁷ Temps de calcul sur un ordinateur portable Dell équipé d'un processeur One Intel Core i7-3740QM (2,70GHz, 6MB cache, Quad Core) ; unité centrale utilisée à 12 % lors des simulations sous MATLAB.

dispersés autour de CBA_m et CNA_m ce qui souligne l'intérêt de considérer des scénarios stochastiques d'arrivée d'ENR pour évaluer la performance globale d'une stratégie de planification.

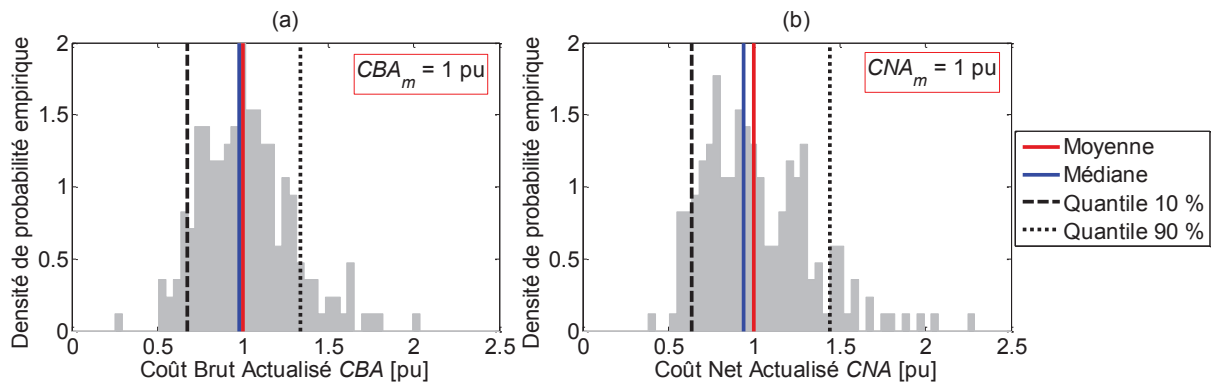


Figure 2-22 Densité de probabilité empirique sur 200 scénarios des coûts bruts (a) et nets (b) actualisés de la stratégie actuelle de planification avec un taux d'actualisation de 5 %.

La Figure 2-23 montre la répartition moyenne des CBA sur les 200 scénarios entre catégories de coût (Figure 2-23.a) et entre acteurs (Figure 2-23.b). A titre indicatif, la Figure 2-23 montre la répartition des coûts lorsque tous les coûts de la stratégie sont considérés (CBA_{total}) et lorsque seuls les coûts propres à la consommation (CBA_C) ou à la production (CBA_P) sont pris en compte.

D'après la Figure 2-23.a, les investissements sur les réseaux de distribution I_{HTA} et I_{BT} représentent plus de 80 % du CBA total de la stratégie pour le réseau d'étude. Rappelons que les coûts de renforcement sur le réseau BT ne sont pas pris en compte et que, de ce fait, le volume des investissements sur le réseau BT est en réalité plus élevé. La comparaison des indicateurs CBA_C et CBA_P montre que :

- Les investissements du réseau HTA I_{HTA} sont uniquement dus à l'intégration de la production dans cet exemple. Le réseau d'étude était donc initialement dimensionné en HTA pour tenir compte de l'accroissement naturel de la consommation sur 10 ans, ce qui est cohérent avec les principes de planification des GRD.
- Une partie des investissements du réseau BT I_{BT} et des pertes techniques sur le réseau HTA C_{pertes} est liée aux consommateurs raccordés au réseau d'étude.

D'après la Figure 2-23.b, plus de la moitié du CBA total est supportée par les producteurs HTA. Ce résultat montre que le réseau d'étude, initialement peu chargé, n'était pas adapté pour accueillir une forte production. Il est à noter que les dépenses du GRD sont ici sous-estimées : absence des coûts d'exploitation et de défaillance des ouvrages, des compensations de puissance réactive au poste source, etc.

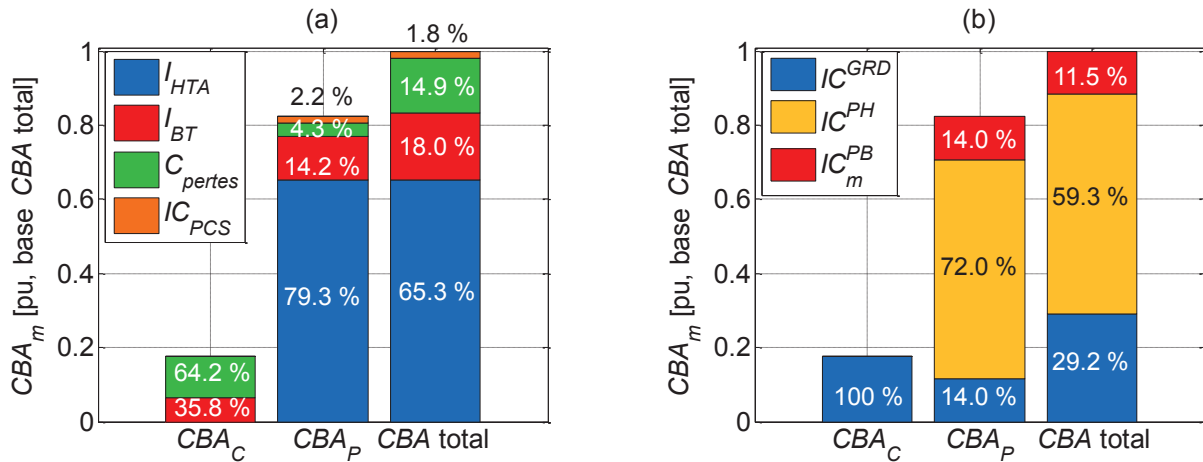


Figure 2-23 Répartition moyenne des CBA (consommation CBA_C , production CBA_P , et total) par catégorie de coût (a) et par acteur (b).

La Figure 2-24 présente la répartition moyenne des CNA sur les 200 scénarios. Comme attendu, la répartition des coûts dépend du choix de l'indicateur de coût entre CBA (Figure 2-23) et CNA (Figure 2-24). Par exemple, lorsque nous comparons les Figure 2-23.a et Figure 2-24.a, nous constatons que la part des investissements (I_{HTA} et I_{BT}) dans CNA est diminuée au profit des coûts opérationnels (C_{pertes} et IC_{PCS}). Ce résultat s'explique par l'absence des valeurs d'usage des investissements dans CNA .

Dans la suite du mémoire, il est important de garder à l'esprit que **CNA ne représente pas la répartition effective des coûts entre acteurs/catégories mais sert à comparer différentes stratégies de planification sur une même période de temps, ce qui n'est pas le cas de CBA .**

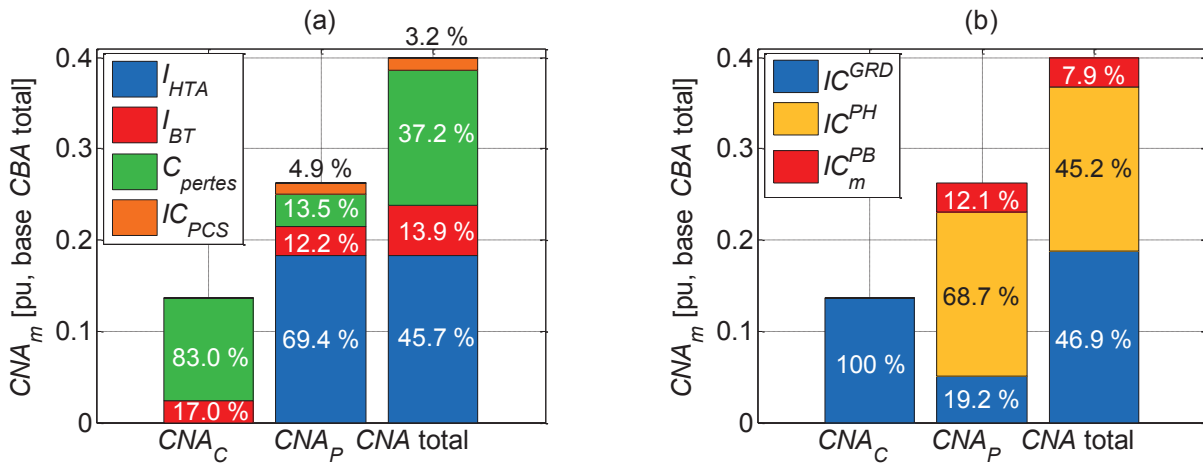


Figure 2-24 Répartition moyenne des CNA (consommation CNA_C , production CNA_P , et total) par catégorie de coût (a) et par acteur (b).

2.8.2 Autres indicateurs statistiques

Trois autres indicateurs statistiques seront définis et utilisés dans la suite du mémoire : le **regret R** (chapitre 4), la **probabilité de valeurs quasi-minimales** (chapitre 4) et la **loi de probabilité du minimiseur** (chapitre 6). Ces indicateurs, moins communs que les précédents, ont l'avantage de tenir compte de la variabilité entre différents scénarios S_1, \dots, S_N lors de la recherche des variables optimales θ d'une stratégie de planification. Par souci de clarté, ces indicateurs seront définis lorsque leur utilité sera avérée.

2.9 Conclusion

Le chapitre 2 présente les méthodes développées pour l'analyse et la planification pluriannuelle des réseaux de distribution en présence d'ENR intermittentes. Comparée aux approches existantes, l'approche adoptée présente l'avantage d'estimer les coûts d'intégration des ENR à moyen/long terme en considérant :

- Le comportement du GRD. Celui-ci est modélisé sous la forme d'un arbre décisionnel paramétrable, appelé « stratégie de planification », qui détermine notamment les leviers à mettre en œuvre pour accueillir les futurs producteurs. L'efficacité des stratégies de planification est donc estimée dans une situation réaliste où le GRD a une connaissance des futurs producteurs limitée à une année et mène, en parallèle des études de raccordement, des études décisionnelles pour anticiper l'accroissement de la demande et améliorer la qualité de fourniture des consommateurs.
- Les incertitudes sur l'arrivée des ENR. Les performances globales d'une stratégie de planification, en matière de coût et de qualité de fourniture, sont estimées sur plusieurs centaines de scénarios stochastiques pluriannuels d'insertion d'ENR. Ces scénarios décrivent différentes incertitudes : la puissance nominale des nouveaux producteurs, leur type de production, leur localisation géographique sur le réseau et leur année d'arrivée. Des aléas de production, de consommation et de tension au jeu de barres HTA sont également considérés lors de l'estimation de l'état électrique du réseau.
- Les interactions entre les réseaux moyenne tension et basse tension. Un modèle simplifié de plan de tension BT a été choisi à l'issue d'une étude comparative de neuf modèles sur une soixantaine de postes de distribution. L'ajout d'un modèle de réseau BT en aval de chaque poste de distribution rend possible l'analyse des impacts des choix de planification HTA sur le plan de tension BT et l'étude des leviers novateurs mis en œuvre en basse tension.

La recherche de stratégies de planification efficaces nous a conduits à développer un outil de simulation capable de simuler les évolutions annuelles du réseau HTA lorsqu'une stratégie de planification est appliquée sur des scénarios pluriannuels d'arrivée de producteurs HTA et BT. Le Tableau 2-12 récapitule les solutions apportées aux limites des approches de planification existantes lors du développement de cet outil. Une des difficultés majeures a été le temps de calcul élevé nécessaire à l'estimation de l'état électrique du réseau HTA sur une année au pas 10 minutes (ligne 5 du Tableau 2-12). Nous verrons en détail dans le chapitre 3 comment ce verrou a été levé tout en gardant une estimation précise de l'état électrique du réseau HTA.

Chapitre 2 Méthodes pour l'analyse de stratégies de planification pluriannuelles :
mise en place d'un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des énergies renouvelables

Problème	Solution	Bloc de l'outil de simulation
Explosion combinatoire des variables décisionnelles lorsque plusieurs leviers d'intégration d'ENR sont considérés	Limitation du nombre de variables décisionnelles par la mise en place d'un arbre décisionnel du GRD basé sur l'expertise métier.	Stratégie de planification paramétrable
		Simulateur d'évolution du réseau (analyses décisionnelles du GRD)
Prévisions déterministes (non réalistes) des arrivées d'ENR.	Modélisation des analyses et des actions de raccordement du GRD sur la base de prévisions d'arrivées d'ENR limitées à 1 an.	Simulateur d'évolution du réseau (analyses décisionnelles du GRD)
Architecture statique du réseau HTA.	Evolution annuelle du réseau HTA par la simulation des actions d'investissement du GRD.	Simulateur d'évolution du réseau (analyses décisionnelles du GRD)
Absence d'interactions entre les réseaux HTA et BT.	Modélisation des réseaux HTA et BT. Simulation de l'impact des raccordements des producteurs BT sur l'architecture du réseau HTA en planification. Calcul de l'impact des choix de planification HTA sur le plan de tension BT en exploitation.	Simulateur d'évolution du réseau (analyses décisionnelles du GRD + état du réseau)
Calculs intensifs de load-flow potentiellement coûteux en temps de calcul.	Utilisation d'un modèle approché de load-flow construit par des techniques d'approximation non-intrusives.	Simulateur d'évolution du réseau (état du réseau)
Etude limitée à 1 an.	Etude sur 10 ans.	Simulateur d'évolution du réseau
		Générateur de scénarios
Etude limitée à quelques scénarios particuliers d'arrivée d'ENR.	Utilisation de scénarios stochastiques d'arrivée d'ENR tirés suivant des lois de probabilité de type de production, de puissance, de localisation et d'année.	Générateur de scénarios
Etude limitée à un jeu de profils de production et de consommation.	Utilisation de profils aléatoires de production et de consommation.	Générateur de scénarios
Calculs imprécis liés à un pas de temps supérieur à 30 minutes.	Considération d'un pas de temps égal à 10 minutes (voir partie 3.2.1).	Générateur de scénarios
Bilan économique incomplet voire manquant	Calcul des investissements annuels en planification et des coûts opérationnels annuels en exploitation. Calcul du Coût Net Actualisé de la stratégie de planification sur 10 ans.	Bilan économique

Tableau 2-12 Problèmes/limites de l'existant et solutions apportées lors du développement de l'outil de simulation.

Chapitre 3

Estimation pluriannuelle de l'état électrique du réseau moyenne tension : réduction du temps de calcul

3.1 Introduction

Dans le chapitre 2, un cadre d'analyse traduit dans un outil de simulation a été présenté pour étudier l'impact d'une stratégie de planification sur le coût, le dimensionnement et l'exploitation du réseau de distribution en réponse à des scénarios pluriannuels d'insertion d'ENR. Une fonctionnalité structurante de cet outil est la simulation d'une année par alternance de deux étapes :

- 1) la simulation de toutes les analyses et actions du GRD au début de l'année pour raccorder les nouveaux producteurs et résoudre d'éventuelles contraintes ;
- 2) l'estimation de l'état électrique du réseau sur l'année au pas 10 minutes pour identifier les contraintes résiduelles et simuler l'action des leviers alternatifs au renforcement en exploitation.

Ce chapitre 3 porte sur la mise en œuvre de la seconde étape au niveau HTA. Pour calculer les différents coûts opérationnels engendrés par une stratégie de planification, il est nécessaire d'estimer avec précision l'état électrique du réseau HTA sur plusieurs années, en particulier :

- les tensions aux nœuds HTA, les courants dans les branches HTA et la puissance apparente dans le transformateur HTB/HTA pour dimensionner les leviers alternatifs au renforcement et évaluer leurs impacts sur l'état du réseau et leurs coûts opérationnels ;
- les pertes actives totales sur le réseau HTA pour estimer le coût annuel d'achat des pertes par le GRD.

L'objectif de ce chapitre est de trouver une méthode adaptée à la simulation de l'état du réseau sur plusieurs années. Cette méthode doit à la fois :

- être précise pour évaluer au mieux les coûts opérationnels des stratégies de planification ;
- être rapide pour simuler des centaines de scénarios pluriannuels d'insertion d'ENR en un temps maîtrisé.

Le chapitre 3 introduit d'abord la problématique du temps de calcul dans la planification pluriannuelle des réseaux. Un état de l'art est ensuite présenté sur l'option de réduction de temps de calcul que nous avons choisi d'explorer, à savoir les techniques d'approximation non-intrusives. Une étude comparative est ensuite menée pour comparer les performances de différentes techniques d'approximation non-intrusives lorsqu'elles sont appliquées à l'estimation de l'état électrique d'un réseau HTA sur une année au pas 10 minutes. Une procédure d'estimation de l'état électrique du réseau HTA – associée à une procédure de validation – est proposée à partir des techniques d'approximation les plus efficaces. Les performances de cette procédure sont comparées à ceux des séries temporelles au pas 1 heure, approche répandue dans la littérature, sur plusieurs scénarios pluriannuels d'insertion d'ENR. Le chapitre 3 se conclut par une discussion sur les limites potentielles de la procédure d'estimation implantée dans l'outil de simulation.

3.2 Problématique du temps de calcul dans la planification des réseaux de distribution

3.2.1 Les avantages et les inconvénients des séries temporelles au pas 10 minutes

L'état électrique d'un réseau HTA est caractérisé par un ensemble de grandeurs électriques, en particulier : les tensions aux nœuds HTA, les courants dans les branches HTA, la puissance apparente bilan dans le transformateur HTB/HTA et les pertes actives totales sur le réseau HTA. L'état

électrique d'un réseau HTA peut être estimé à partir d'un calcul de répartition des flux de puissance, appelé « load-flow ». Un tel calcul nécessite de connaître les puissances consommées et produites aux différents nœuds du réseau et la tension au jeu de barres HTA.

Comme mentionné dans le chapitre 1, les séries temporelles de consommation, de production et de tension au jeu de barres HTA sont communément utilisées pour analyser l'impact technico-économique des leviers novateurs d'intégration d'ENR sur une ou plusieurs années. Les séries temporelles sont en général préférées aux distributions de probabilité car elles conservent la persistance temporelle de la variable, la dépendance à l'aléa climatique et la corrélation temporelle entre plusieurs variables.

A l'aide des séries temporelles, l'évolution temporelle de l'état électrique du réseau peut être obtenue en résolvant successivement les équations du load-flow pour chaque pas de temps :

$$\forall i \in [1 ; n] \quad y^{(i)} = f(x^{(i)}), \quad (3.1)$$

avec :

- n : le nombre de pas de temps considéré ;
- $x^{(i)}$: le vecteur des variables décrivant la production et la consommation sur le réseau et la tension au jeu de barres HTA au pas de temps i ;
- $y^{(i)}$: le vecteur des variables décrivant l'état électrique du réseau au pas de temps i ;
- f : la fonction associée à la méthode de résolution des équations du load-flow sur le réseau considéré. Nous utilisons ici une méthode de type « backward-forward » qui a l'avantage d'être rapide et précise pour les réseaux exploités non-bouclés comme les réseaux de distribution [SHI88].

Le nombre de calculs de load-flow, n , dépend du pas de temps des séries temporelles utilisées. Dans le cadre de nos travaux, **un pas de temps de 10 minutes semble approprié** pour deux raisons :

- La puissance des producteurs éoliens et photovoltaïques peut varier très vite dans le temps, pouvant passer d'une puissance maximale à une puissance nulle en moins d'une minute. La production ENR peut donc causer des contraintes ponctuelles sur le réseau, observables uniquement avec un pas de temps suffisamment fin.
- Les contraintes de tension et de courant sont définies sur une plage de 10 minutes en exploitation. Un pas de temps supérieur à 10 minutes peut conduire à sous-/surestimer la durée des contraintes.

Or l'estimation de l'état électrique du réseau par des calculs de load-flow est chronophage lorsque la taille n des séries temporelles est grande. Par exemple, pour un réseau radial de 390 nœuds, il faut compter environ 3 minutes¹ pour exécuter $n = 52560$ calculs de load-flow et donc simuler une année au pas 10 minutes. Ce temps de calcul est très contraignant dans notre cas où il est nécessaire de calculer l'état électrique du réseau sur plusieurs scénarios pluriannuels d'insertion d'ENR pour :

- Estimer le coût moyen d'une stratégie de planification pour un jeu donné de variables θ . Par exemple, avec 200 scénarios de 10 ans, il faut environ $200 \cdot 10 \cdot (3/60) = 100$ heures sans parallélisation des calculs pour estimer le coût moyen d'une stratégie en un point fixe θ .
- Trouver les variables θ d'une stratégie de planification qui minimisent le coût moyen, ou tout autre indicateur statistique, sur les scénarios. Cette opération devra être effectuée pour toutes les stratégies de planification à comparer.

L'étude statistique des stratégies de planification implique de mettre au point une méthode adaptée à l'estimation de l'état du réseau sur plusieurs années, c'est-à-dire, plus rapide que des calculs exacts de load-flow au pas 10 minutes avec une perte de précision relativement faible.

¹ Temps de calcul sur un ordinateur portable Dell équipé d'un processeur One Intel Core i7-3740QM (2,70GHz, 6MB cache, Quad Core) ; unité centrale utilisée à 12 % lors des simulations sous MATLAB.

3.2.2 Les options envisagées pour réduire le temps de calcul

Trois options sont possibles pour réduire le temps alloué au calcul de l'état électrique du réseau sur plusieurs pas de temps (Figure 3-1) :

- **Option 1** : augmenter le pas de temps des séries temporelles, ce qui revient dans notre cas à considérer, en entrée des calculs de load-flow, des séries temporelles calculées en moyennant les données disponibles au pas 10 minutes sur une période plus longue (partie 3.2.2.1).
- **Option 2** : simplifier les équations du load-flow à l'aide d'hypothèses simplificatrices ou d'une technique d'approximation intrusive (partie 3.2.2.2).
- **Option 3** : construire un modèle approché du processus de résolution des équations de load-flow à l'aide d'une technique d'approximation non-intrusive, i.e., une technique qui estime le processus de load-flow sans intervenir dans les équations de load-flow (partie 3.2.2.3).

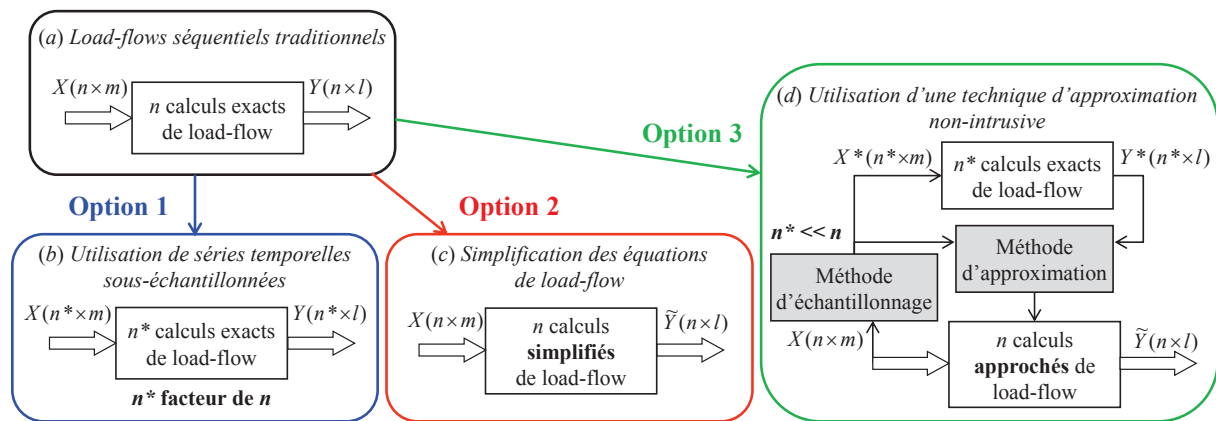


Figure 3-1 Les options envisageables pour réduire le temps des calculs séquentiels de load-flow.

3.2.2.1 Le sous-échantillonnage des séries temporelles

L'option 1 est habituellement envisagée dans les études de planification en présence de leviers novateurs d'intégration d'ENR, lorsque la période d'étude est supérieure à une année. La majorité des études utilisent **des séries temporelles moyennées sur un pas de temps de 30 minutes** (cf. [HU12], [HAE09], [CUR06]) **voire une heure** (cf. [CRO13], [JOR98], [LIE02], [SIL08]). Bien qu'elle soit très souvent appliquée, l'option 1 peut conduire à une forte dégradation de la précision des résultats par rapport au gain en temps de calcul (partie 3.4.4.1).

3.2.2.2 La simplification des équations de load-flow

L'option 2 est particulièrement prisée dans les études de stabilité du réseau [MOR02] et dans les études statistiques où les variables d'entrée du load-flow suivent des lois de probabilité supposées connues [ALL81], [SIL90]. Différentes hypothèses plus ou moins simplificatrices sont en général envisagées :

- les équations du load-flow peuvent être linéarisées autour d'un point de fonctionnement du réseau ;
- les pertes dans les branches sont supposées constantes ;
- les flux de puissance réactive sont supposés négligeables devant les flux de puissance active ;
- la capacité parallèle et/ou la réactance série des liaisons électriques sont supposées négligeables devant la résistance des liaisons électriques ; etc.

Trois approches découlant d'une ou plusieurs hypothèses sont couramment utilisées pour simplifier les équations de load-flow :

- Approche 1 : les équations du load-flow sont linéarisées en plusieurs points de fonctionnement du réseau, appelés points de référence. Les tensions et les courants du réseau pour un point de

fonctionnement donné sont estimés à partir des équations linéarisées associées au point de référence le plus proche [ALL81], [SIL90].

- Approche 2 : les tensions sur le réseau sont estimées en approchant la chute de tension entre deux nœuds i et j par l'expression suivante :

$$\Delta U_{ij} = U_j - U_i = (R_{ij}P_j + X_{ij}Q_j)/U_{moy}, \quad (3.2)$$

avec :

- R_{ij} : la résistance série de la liaison électrique reliant les nœuds i et j [Ω],
 - X_{ij} : la réactance série de la liaison électrique reliant les nœuds i et j [Ω],
 - P_j : la puissance active consommée en aval du nœud j [W],
 - Q_j : la puissance réactive consommée en aval du nœud j [var],
 - U_{moy} : la tension moyenne sur le réseau, généralement choisie égale à la tension nominale [V].
- Approche 3 : la répartition des flux de puissance active dans le réseau est estimée en utilisant une matrice de répartition du transfert des puissances, *PTDF* (pour « Power Transfer Distribution Factor »), préalablement calculée en un point de fonctionnement de référence :

$$\Delta P_l = \sum_{i=1}^b PTDF_{li} \Delta P_i \quad \text{avec} \quad PTDF_{li} = P_{l,0} / P_{i,0}, \quad (3.3)$$

et avec :

- $P_{l,0}$: la puissance active transitant dans la liaison électrique l pour le point de référence [W],
- $P_{i,0}$: la puissance active consommée au nœud i pour le point de référence [W],
- ΔP_l : la variation de puissance active dans la liaison électrique l par rapport à $P_{l,0}$ [W],
- ΔP_i : la variation de puissance active consommée au nœud i par rapport à $P_{i,0}$ [W],
- b : le nombre de nœuds dans le réseau.

L'efficacité de l'option 2 dépend fortement des hypothèses simplificatrices. Par exemple, concernant la linéarisation des équations du load-flow, le nombre de points de fonctionnement de référence est issu d'un compromis entre le temps alloué aux calculs exacts de load-flow et la précision des résultats.

3.2.2.3 La construction d'un modèle approché du processus de résolution des équations de load-flow

L'option 3 est couramment envisagée dans des domaines applicatifs comme la géostatistique et la conception de produit, où le phénomène liant les variables d'entrée aux variables de sortie n'est pas toujours explicite et peut être vu comme une boîte noire au contenu inaccessible [CHE11], [JIA13], [ARM14]. Le cas échéant, seules des techniques d'approximation non-intrusives, i.e., qui ne touchent pas au contenu de la boîte noire, peuvent être utilisées pour construire un modèle approché du phénomène. Comme illustré sur la Figure 3-1.d, les techniques d'approximation non-intrusives utilisent à la fois :

- des méthodes d'échantillonnage, pour sélectionner des points sur lesquels le modèle exact doit être évalué ;
- des méthodes d'approximation, pour construire un modèle approché à partir des évaluations du modèle exact.

A notre connaissance, l'option 3 a été très peu investiguée pour les calculs intensifs de load-flow. Seules des techniques simples ont été appliquées comme l'interpolation constante par morceaux sur une grille régulière de points [PAG15]. Des méthodes d'approximation plus performantes, telles que la régression et le krigeage, ne semblent pas avoir été investiguées jusqu'à présent dans la planification pluriannuelle des réseaux.

3.2.3 La démarche suivie pour réduire le temps de calcul

Pour estimer l'état électrique du réseau HTA, nous avons choisi d'explorer l'option 3, i.e., la construction d'un modèle approché du processus de résolution des équations de load-flow. Les résultats obtenus dans d'autres domaines applicatifs (voir par exemple [CHE11], [JIA13], [ARM14]) montrent que l'option 3 offre de bons résultats en matière de rapidité et de précision, et mérite donc d'être davantage investiguée dans notre cas. A titre de comparaison, nous montrerons également les résultats obtenus avec l'option 1, i.e., le sous-échantillonnage moyenné des séries temporelles, habituellement envisagée dans l'étude des leviers novateurs d'intégration d'ENR. L'option 2 n'a pas été envisagée ici : son efficacité dépend fortement des hypothèses retenues et nous a paru moins prometteuse que l'option 3 pour approcher un nombre élevé de calculs de load-flow.

Pour mettre en œuvre efficacement l'option 3 et évaluer ses performances, nous avons adopté la démarche suivante :

- 1) Faire un état de l'existant des techniques d'approximation non-intrusives, incluant les méthodes d'échantillonnage et d'approximation habituellement envisagées.
- 2) Comparer les performances de plusieurs techniques d'approximation non-intrusives pour simuler l'état électrique d'un réseau HTA sur une année au pas 10 minutes.
- 3) Construire une procédure d'estimation de l'état électrique du réseau HTA à partir des techniques d'approximation les plus efficaces.
- 4) Comparer les résultats de la procédure d'estimation avec des séries temporelles au pas 1 heure sur plusieurs scénarios pluriannuels d'insertion d'ENR.
- 5) Analyser le domaine de validité de la procédure d'estimation.

3.3 Etat de l'art sur les techniques d'approximation non-intrusives

3.3.1 Notations mathématiques

Pour une meilleure compréhension, nous proposons d'adopter la nomenclature ci-dessous.

Nous appelons x le vecteur des m variables d'entrée du processus de load-flow. Ici, nous supposons que $m = 4$ et $x = [x_1 \ x_2 \ x_3 \ x_4]$ où :

- $x_1 = P_{cons}$ est la puissance active consommée en aval du transformateur HTB/HTA [pu, base puissance souscrite totale] ;
- $x_2 = P_{eol}$ est la puissance active produite par les sites éoliens [pu, base puissance nominale] ;
- $x_3 = P_{pv}$ est la puissance active produite par les sites photovoltaïques [pu, base puissance nominale] ;
- $x_4 = \Delta U_{jdb}$ est la variation de la tension autour de la consigne de tension du transformateur HTB/HTA au poste source [pu, base tension nominale].

Nous appelons y le vecteur des s variables de sortie du processus de load-flow. Ici, nous supposons que $y = [y_1 \ \dots \ y_s]$ avec $s = b + l + 2$, où :

- b est le nombre de nœuds du réseau ;
- l est le nombre de branches du réseau ;
- $[y_1 \ \dots \ y_b] = U = [U_1 \ \dots \ U_b]$ est le vecteur des tensions aux b nœuds du réseau [V] ;
- $[y_{b+1} \ \dots \ y_{b+l}] = I = [I_1 \ \dots \ I_l]$ est le vecteur des courants dans les l branches du réseau [A] ;
- $y_{s-1} = S_0$ est la puissance apparente bilan transitant dans le transformateur HTB/HTA [VA] ;
- $y_s = P_{pertes}$ est le total des pertes actives sur le réseau [W].

Nous notons $f : x \mapsto y$ la fonction associée au processus exact de load-flow. Cette fonction f génère un jeu de résultats y de la résolution des équations du load-flow par une méthode numérique de type « backward-forward » pour un jeu donné de variables d'entrée x [SHI88]. La sortie $y = f(x)$ dépend non

seulement de x , mais aussi de la définition du réseau étudié et des hypothèses de répartition de la puissance sur le réseau.

La matrice des valeurs d'entrée est notée :

$$X = \begin{bmatrix} x^{(1)} \\ \vdots \\ x^{(n)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1^{(1)} & \cdots & x_m^{(1)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_1^{(n)} & \cdots & x_m^{(n)} \end{bmatrix} \in M_{n,m}(\mathbf{R}).$$

Chaque ligne de X est un vecteur de valeurs des m entrées du processus de load-flow dont nous souhaitons connaître les valeurs des s sorties correspondantes. La matrice des valeurs de sortie est notée :

$$Y = \begin{bmatrix} y^{(1)} \\ \vdots \\ y^{(n)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_1^{(1)} & \cdots & y_s^{(1)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ y_1^{(n)} & \cdots & y_s^{(n)} \end{bmatrix} \in M_{n,s}(\mathbf{R}).$$

Dans le cas de séries temporelles échantillonnées sur 1 an au pas de 10 minutes, le nombre de points vaut : $n = 52560$. Nous notons D_x l'espace des variables d'entrée borné par les valeurs extrêmes de X sur chacune des m dimensions :

$$D_x = \left[\min_{1 \leq i \leq n} (x_1^{(i)}); \max_{1 \leq i \leq n} (x_1^{(i)}) \right] \times \cdots \times \left[\min_{1 \leq i \leq n} (x_m^{(i)}); \max_{1 \leq i \leq n} (x_m^{(i)}) \right] \subset \mathbf{R}^m.$$

3.3.2 La procédure générale d'approximation

Une technique d'approximation non-intrusive a pour but de construire une estimation du modèle f , appelée **méta-modèle** f^* , à partir d'un jeu de valeurs des entrées, noté X^* :

$$X^* = \begin{bmatrix} x^{(1^*)} \\ \vdots \\ x^{(n^*)} \end{bmatrix} \in M_{n^*,m}(\mathbf{R}) \text{ avec } x^{(i)} \in D_x \text{ et } n^* \ll n,$$

de sorte que :

- les erreurs $|f^*(x) - f(x)|$ sont suffisamment faibles pour tout $x \in D_x$;
- il est plus rapide de construire le méta-modèle f^* et de l'évaluer aux points $x^{(1)}, \dots, x^{(n)}$ qu'utiliser directement le modèle exact f .

L'ensemble des points X^* est appelé **plan d'expériences**. L'ensemble des résultats de f appliquée à X^* est noté Y^* et appelé **observations** de f en X^* .

La procédure d'approximation dépend de la dimension de la variable y à estimer en sortie de f . Dans la suite de cette partie, la procédure d'approximation est d'abord présentée pour le cas simple où la variable à estimer y est scalaire, puis est étendue au cas où la variable à estimer y est vectorielle.

3.3.2.1 Cas 1 : la variable à estimer y est scalaire

Le Tableau 3-1 présente la procédure permettant de construire une approximation d'une variable scalaire $y \in \mathbf{R}$. Dans notre cas, cette procédure pourrait être appliquée aux variables S_0 et P_{pertes} .

- 1) Sélectionner une méthode d'échantillonnage et une méthode d'approximation.
- 2) Construire un plan d'expériences X^* à l'aide de la méthode d'échantillonnage.
- 3) Calculer la matrice des valeurs de la sortie Y^* associée à X^* à l'aide du modèle exact f :

$$\forall i \in [1^* ; n^*] \quad y^{(i)} = f(x^{(i)}). \quad (3.4)$$

- 4) Construire et paramétrer le méta-modèle f^* à partir du couple (X^*, Y^*) et de la méthode d'approximation.

- 5) Estimer la matrice des valeurs de la sortie \tilde{Y} associée à X à l'aide du méta-modèle f^* :

$$\forall i \in [1 ; n] \quad \tilde{y}^{(i)} = f^*(x^{(i)}). \quad (3.5)$$

Tableau 3-1 Procédure d'approximation d'une variable scalaire réelle y .

3.3.2.2 Cas 2 : la variable à estimer y est vectorielle

Les méthodes d'approximation permettent de prédire des variables scalaires telles que S_0 et P_{pertes} . Une transposition naïve au cas vectoriel consisterait à construire un méta-modèle pour chaque variable scalaire, soit $s = b + l + 2$ méta-modèles dans notre cas. A titre illustratif, pour le réseau radial de la partie 3.4.1, il faudrait construire $s = 392 + 391 + 2 = 785$ méta-modèles.

Pour diminuer le nombre de méta-modèles à construire, les variables vectorielles telles que U et I doivent être préalablement traitées via une méthode de réduction de dimensionnalité, par exemple l'Analyse en Composantes Principales (ACP) [SAP06]. Le but de l'ACP est d'obtenir une représentation approchée de Y^* dans un sous-espace de faible dimension q , avec $q \ll s$. Basée sur des transformations orthogonales, l'ACP permet de transformer des variables potentiellement corrélées en de nouvelles variables non corrélées, appelées composantes principales. Chaque composante principale est une combinaison linéaire des variables de sortie initiales centrées (sans la moyenne) ou centrées-réduites (sans la moyenne et normalisées).

Dans notre cas, l'ACP élimine les grandeurs électriques interdépendantes par les équations de load-flow et ne retient que q composantes indépendantes et sans réalité physique. Seules les q premières composantes principales des sorties vectorielles, représentant plus de 99,9 % de la variance expliquée par la sortie vectorielle, seront approximées par des méta-modèles. Les résultats obtenus sont ensuite convertis dans la base des variables physiques initiales pour reconstruire les sorties vectorielles. Le Tableau 3-2 présente la procédure d'approximation d'une variable vectorielle y de dimension $s > 1$. Par souci de clarté, cette procédure est également illustrée sur la Figure 3-2.

Finalement, l'ACP réduit fortement le nombre de variables de sortie à estimer et donc le nombre de méta-modèles à construire. Pour le réseau radial de la partie 3.4.1, le vecteur des tensions U peut être reconstruit à partir de moins de 10 méta-modèles avec l'ACP, au lieu de $b = 392$ méta-modèles avec une approche naïve.

Il est à noter que les coefficients de pondération W déduits de l'ACP dépendent en partie de la normalisation appliquée à la variable vectorielle à estimer. Dans notre cas, les deux normalisations suivantes paraissent particulièrement adaptées :

- Lorsque l'ACP est appliquée à un vecteur de variables de même nature, par exemple le vecteur U , chaque groupe de variables partageant une caractéristique similaire, par exemple l'appartenance au même départ HTA, peut être divisé par le nombre de variables du groupe, de sorte que chaque caractéristique ait le même poids dans l'ACP.
- Lorsque l'ACP est appliquée à un vecteur de variables de différentes natures, par exemple la concaténation des vecteurs U et I , chaque groupe de variables de même unité (volt, ampère, watt,

var) peut être divisée par sa variance totale empirique, de sorte que chacun des groupes ait la même variance totale dans l'ACP.

Les performances de ces deux applications de l'ACP seront étudiées ultérieurement (partie 3.4).

- 1) Sélectionner une méthode d'échantillonnage et une méthode d'approximation.
- 2) Construire un plan d'expériences X^* à l'aide de la méthode d'échantillonnage.
- 3) Calculer la matrice des valeurs de sortie Y^* associée à X^* à l'aide du modèle exact f :

$$\forall i \in [1^* ; n^*] \quad y^{(i)} = f(x^{(i)}). \quad (3.6)$$

- 4) Faire l'ACP sur Y^* : transformer Y^* en Z^* , la matrice des valeurs des q premières composantes principales représentant plus de 99,9 % de la variance expliquée par Y^* :

$$Z^* = [Z_1^* \dots Z_q^*] = \begin{bmatrix} z_1^{(1^*)} & \dots & z_q^{(1^*)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{(n^*)} & \dots & z_q^{(n^*)} \end{bmatrix} \in M_{n^* \times q}(\mathbf{R}),$$

selon la formule suivante :

$$Z^* = (Y^* - \mathbf{1}\bar{Y})W, \quad (3.7)$$

avec :

- $\bar{Y} = [\bar{y}_1 \dots \bar{y}_s] \in M_{1,s}(\mathbf{R})$: le vecteur des moyennes empiriques de Y^* ,
- $\mathbf{1} \in M_{n^*,1}(\mathbf{R})$: le vecteur de dimension n^* dont tous les coefficients sont égaux à 1,
- $W \in M_{s,q}(\mathbf{R})$: la matrice des coefficients de pondération déduits de l'ACP. Les colonnes de W sont les vecteurs propres orthonormés de la matrice de covariance empirique correspondants aux q plus grandes valeurs propres.

- 5) Pour chaque composante principale k , construire et paramétrer le méta-modèle f_k^* à partir du couple (X^*, Z_k^*) et de la méthode d'approximation.
- 6) Estimer la matrice des valeurs de composantes principales $\tilde{Z} = [\tilde{Z}_1 \dots \tilde{Z}_q]$ associée à X à l'aide des méta-modèles f_1^*, \dots, f_q^* :

$$\forall k \in [1 ; q] \quad \forall i \in [1 ; n] \quad \tilde{z}_k^{(i)} = f_k^*(x^{(i)}). \quad (3.8)$$

- 7) Transformer \tilde{Z} en \tilde{Y} à l'aide de la formule suivante :

$$\tilde{Y} = \mathbf{1}\bar{Y} + \tilde{Z}W^T, \quad (3.9)$$

où $\mathbf{1} \in M_{n,1}(\mathbf{R})$ est le vecteur de dimension n dont tous les coefficients sont égaux à 1.

Tableau 3-2 Procédure d'approximation d'une variable vectorielle réelle y de dimension $s > 1$.

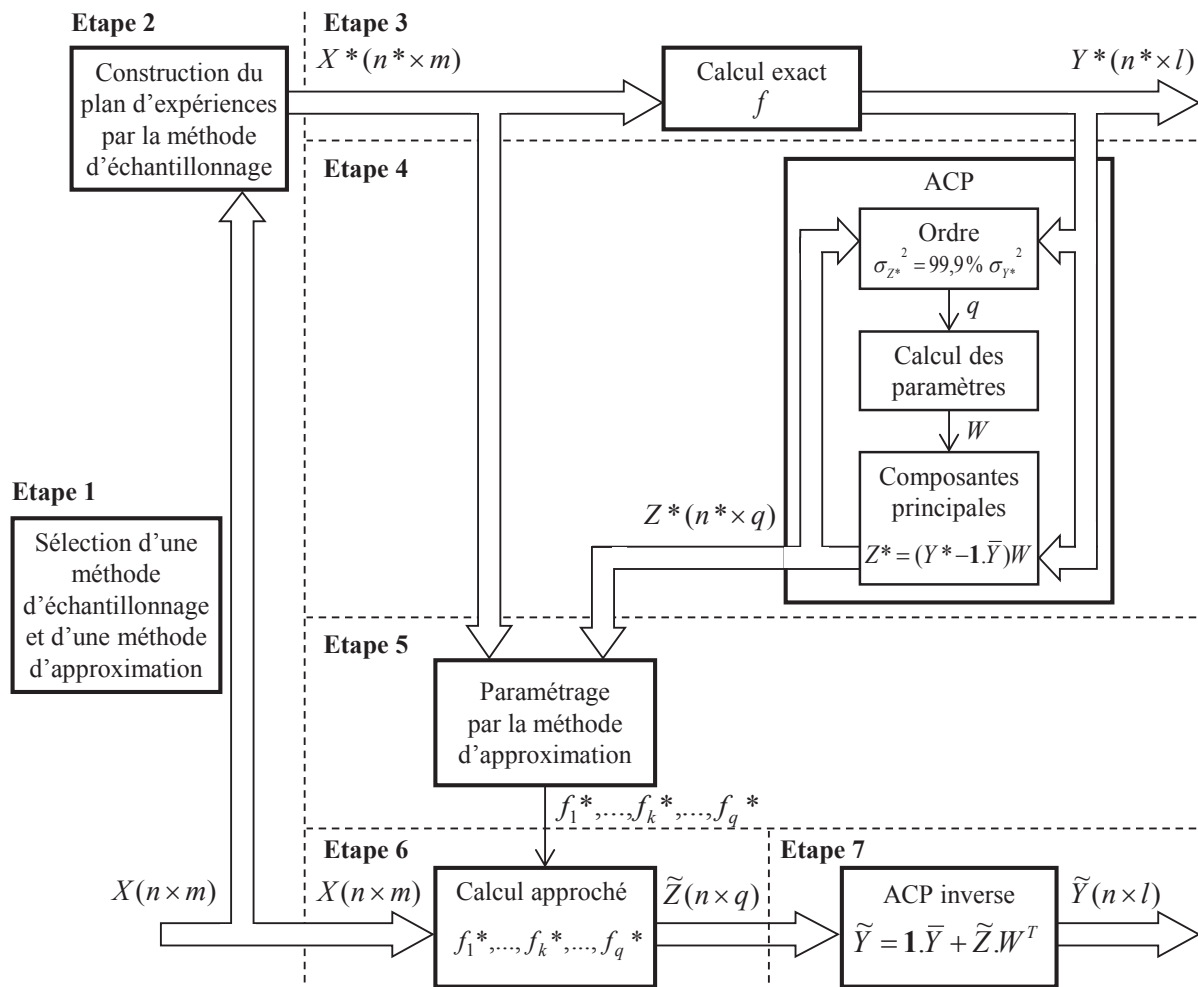


Figure 3-2 Illustration de la procédure d'approximation d'une variable vectorielle réelle y de dimension $s > 1$.

3.3.3 Les méthodes d'échantillonnage

Dans une procédure d'approximation, les méthodes d'échantillonnage ont pour but de sélectionner ou générer un plan d'expériences, X^* , sur lequel le modèle exact de f sera évalué (Figure 3-1.d). Le plan d'expériences sélectionné dans la procédure d'approximation doit remplir au moins les conditions suivantes :

- **avoir un faible nombre de points** pour limiter le temps d'exécution dédié au calcul des valeurs de sortie correspondantes Y^* ;
- **avoir de bonnes propriétés de remplissage** sur l'espace borné des variables d'entrée D_x – et, en grande dimension, de bonnes propriétés de remplissage en projection sur de sous-espaces de dimension plus faible – pour obtenir une bonne qualité de l'approximation ;
- **être représentatif de X** , c'est-à-dire que les résultats obtenus sur X^* sont « extrapolables » sur X .

De nombreuses méthodes d'échantillonnage ont été investiguées aussi bien pour les essais expérimentaux que pour les simulations numériques [FRA08]. Par souci de clarté, nous ne détaillerons ici que les méthodes relativement simples à mettre en œuvre et/ou spécifiques à certains types d'approximation (Figure 3-3) :

- des sous-échantillonnages de la base de données X ;
- des échantillonnages à plusieurs degrés (« clustering » en anglais) ;
- des échantillonnages remplissant bien l'espace D_x (« space-filling » en anglais).

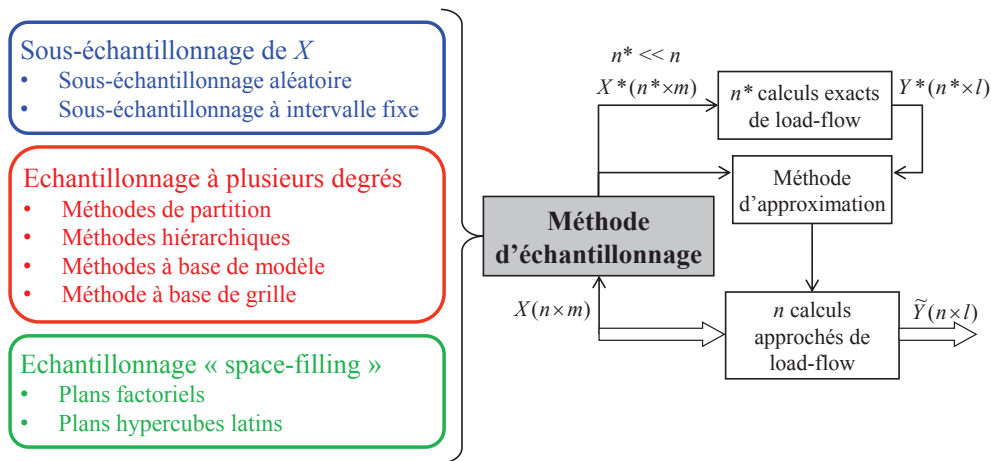


Figure 3-3 Les méthodes d'échantillonnage présentées dans la partie 3.3.3.

3.3.3.1 Le sous-échantillonnage de la base de données

3.3.3.1.1 Sous-échantillonnage aléatoire des points de calcul

Le sous-échantillonnage aléatoire consiste à sélectionner aléatoirement n^* points parmi X . Chaque point de X a donc une chance égale d'être inclus dans X^* . Cette méthode est très simple à mettre en œuvre mais ne garantit pas que X^* soit représentatif de X . Le sous-échantillonnage aléatoire ne sera donc pas étudié par la suite.

3.3.3.1.2 Sous-échantillonnage à intervalle fixe

Le sous-échantillonnage à intervalle fixe consiste à sélectionner les points de X séparés d'un intervalle fixe $k \in \mathbf{N}^*$:

$$X^* = \begin{bmatrix} x^{(1)} \\ x^{(1+k)} \\ \vdots \\ x^{(n^*)} \end{bmatrix}, \text{ où } n^* \text{ est le plus grand entier inférieur égal à } n \text{ vérifiant : } n^* = 1 + a.k \text{ avec } a \in \mathbf{N}^*.$$

Dans notre cas, cela revient à faire un sous-échantillonnage temporel avec un pas de $10k$ minutes. Cette méthode est très simple à mettre en œuvre mais ne garantit pas la représentativité de X^* , et à plus forte raison si X est k -périodique.

3.3.3.2 L'échantillonnage à plusieurs degrés dit « clustering »

L'échantillonnage à plusieurs degrés dit « clustering » consiste à séparer les n points de X en k groupes, appelés grappes (« clusters » en anglais), tels que les points appartenant à une même grappe sont plus semblables entre eux qu'avec les points appartenant à des grappes différentes. Le plan d'expériences X^* contient un point de chaque grappe : $n^* = k$.

Le regroupement des données dépend principalement de deux critères :

- La mesure de proximité, qui permet d'évaluer la similarité entre deux points ;
- La fonction objectif, dont le minimum correspond au regroupement optimal des données.

Les méthodes de regroupement de données numériques peuvent être principalement réparties en quatre grandes familles [HAL01], [NAG13].

Les méthodes de partition, comme l'algorithme des k -moyennes, divisent X en k grappes disjointes à l'aide d'un processus itératif en deux étapes :

- Affection des points à une des k grappes : chaque point est affecté à la grappe dont le centre, initialement sélectionné de façon aléatoire parmi les points, est le plus proche selon la mesure de proximité.
- Actualisation des centres des grappes : le nouveau centre de la grappe est le point le plus proche des autres points de la grappe.

Les méthodes hiérarchiques construisent par itération un regroupement hiérarchique de grappes, appelé dendogramme, où chaque grappe est constituée des deux sous-grappes les plus similaires. Selon les méthodes, le processus itératif est :

- soit ascendant, avec une fusion successive des paires de grappes ;
- soit descendant, avec une division successive des grappes en deux.

Les méthodes à base de modèle / densité, comme le modèle de mélanges gaussiens, supposent que X est généré par un modèle mathématique. Les grappes sont déterminées de sorte que la distribution de probabilité de X est la somme des distributions de probabilité des grappes. Constituer k grappes revient en général à déterminer les paramètres de k distributions de probabilité (moyenne, variance, amplitude).

Les méthodes à base de grille divisent le domaine des variables d'entrée en hypercubes réguliers, puis regroupent successivement les hypercubes partageant des caractéristiques similaires (moyenne, variance, etc.) à l'aide d'un processus itératif.

Le Tableau 3-3 récapitule les avantages et les inconvénients des quatre familles de méthode. Il en ressort que la plupart des méthodes ne sont pas adaptées à notre cas :

- Les méthodes hiérarchiques et de partition sont relativement lentes à traiter de grandes bases de données. Ce constat a pu être vérifié en utilisant les fonctions MATLAB *kmeans* (méthode de partition) et *clusterdata* (méthode hiérarchique) sur notre base de données X dont la taille est égale à $m.n = 4.52560 = 210240$ pour une année au pas 10 minutes.
- Les méthodes à base de modèle / densité ont de mauvaises performances lorsqu'aucun regroupement de données n'est visible. C'est le cas de notre base de données X comme le montre la Figure 3-4².

Finalement, seules les méthodes à base de grille, efficaces pour traiter les larges bases de données, sont a priori envisageables dans notre cas.

² Les méthodes à base de densité et de modèle ne peuvent pas non plus être appliquées sur le domaine temporel. Nous pouvons certes observer une distribution de probabilité caractéristique de la consommation et de la production photovoltaïque à l'échelle temporelle, par exemple en fonction de l'heure de la journée, mais ce n'est pas le cas de la production éolienne et de la tension au jeu de barres HTA.

	Avantages	Inconvénients
Méthodes de partition	Détermination d'un point représentatif par grappe : pas de post-traitement nécessaire. Méthode simple à mettre en œuvre.	Grappes de forme convexe uniquement. Lent sur les grandes bases de données.
Méthodes hiérarchiques	Changement du nombre de grappes possible sans relancer la méthode.	Lent sur les grandes bases de données. Intérêt du dendogramme limité dans notre cas. Structure imposée : chaque point appartient à une seule branche du dendogramme.
Méthodes à base de modèle / densité	Grappes de forme arbitraire. Généralisation des méthodes de partition.	Peu efficace sur les données dispersées dans le domaine des variables, quand les régions de densité hétérogènes sont très petites.
Méthodes à base de grille	Grappes de forme arbitraire. Rapide sur les grandes bases de données.	Optimisation locale, dépendante de la grille initiale.

Tableau 3-3 Avantages et inconvénients des méthodes de partitionnement de données.

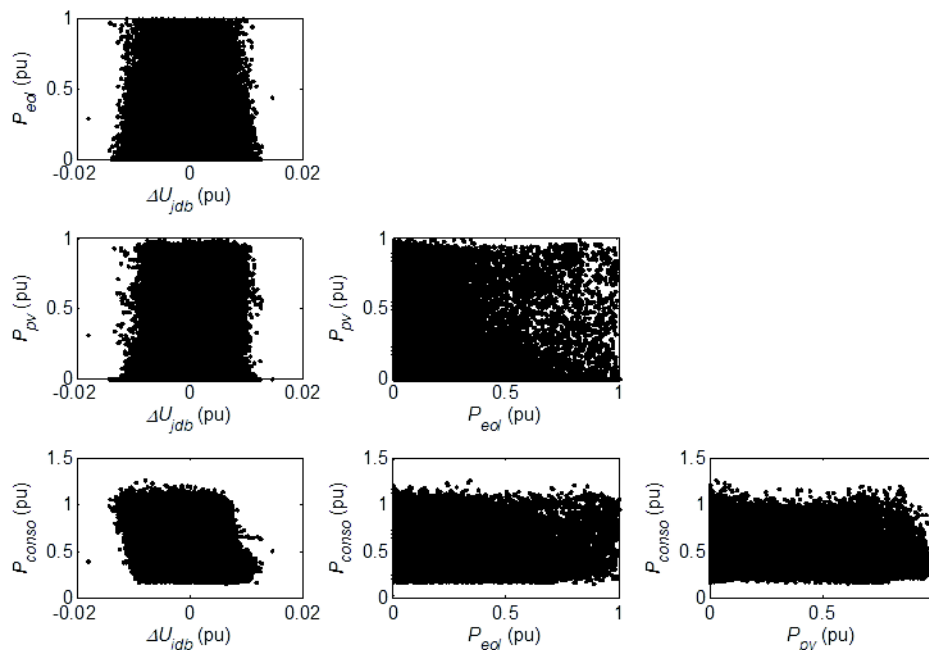


Figure 3-4 Données d'entrée sur 1 an au pas 10 minutes, soit 52560 données par variable.

3.3.3.3 Les plans d'échantillonnage « space-filling »

Par construction, les plans d'échantillonnage dits « space-filling » ont de bonnes propriétés de remplissage de l'espace D_x . Les plans factoriels et hypercubes latins font partie des plans « space-filling » couramment utilisés dans les procédures d'approximation non intrusives [FOR08].

3.3.3.3.1 Les plans factoriels ou grilles régulières

La méthode la plus simple pour remplir l'espace D_x consiste à choisir des points sur une grille régulière. Pour obtenir une grille régulière complète à k niveaux, il suffit de diviser chacune des m dimensions de D_x en $(k-1)$ intervalles réguliers, puis d'inclure les k^m points d'intersection dans X^* (Figure 3-5.a). Cette méthode est très simple à mettre en œuvre et est assez représentative puisqu'elle couvre uniformément D_x .

En revanche, comme le nombre d'observations n^* dépend fortement de k et de m ($n^* = k^m$), l'évaluation d'un tel plan d'expériences devient vite chronophage lorsqu'on souhaite obtenir une bonne représentativité. A titre illustratif, utiliser une grille régulière à 10 niveaux sur 4 dimensions implique de lancer $10^4 = 10000$ simulations pour construire le méta-modèle. Dans notre cas, ce

problème peut être minimisé en « élaguant » le plan d'expériences, par exemple, en gardant uniquement les points du plan qui font partie des p plus proches voisins des points de X (Figure 3-5.b).

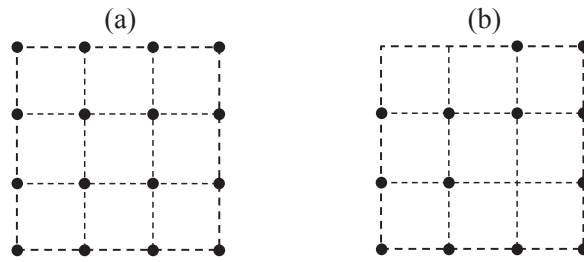


Figure 3-5 Plans factoriels à $k = 4$ niveaux et $m = 2$ dimensions : (a) plan complet, (b) plan élagué.

3.3.3.3.2 Les plans hypercubes latins

Construire un plan carré latin (pour $m = 2$ variables) consiste à d'abord diviser l'espace D_x en n^* intervalles, puis placer n^* points tels que chaque ligne et chaque colonne ne contiennent qu'un seul point (Figure 3-6). Un plan hypercube latin m -dimensionnel utilise le même concept étendu à m variables³.

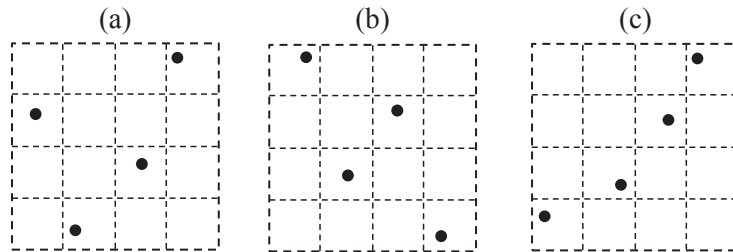


Figure 3-6 Exemples de plan carré latin ($m = 2$ et $n^* = 4$).

Les plans hypercubes latins unitaires peuvent être générés aléatoirement par la procédure du Tableau 3-4. En dépit de bonnes propriétés de projection des points sur les m dimensions, un plan hypercube latin aléatoire ne remplit pas nécessairement bien l'espace et peut donc être peu représentatif du domaine des variables d'entrée (voir exemple en Figure 3-6.c). La littérature ne manque pas d'algorithmes dédiés à la construction de plans hypercubes latins optimisés pour divers critères de remplissage [LIE06]. Le critère « maximin » est l'un des plus populaires [JOH90]. Par définition, un plan maximin est un plan qui maximise la distance euclidienne minimale entre les paires de points de X^* :

$$d = \min_{1 \leq i < j \leq n^*} \sqrt{\sum_{k=1}^m (x_k^{(i)} - x_k^{(j)})^2} . \quad (3.10)$$

Une façon simple de construire un plan remplissant bien l'espace est de générer aléatoirement N plans hypercubes latins (parmi les $(n^*)^{m-1}$ plans hypercubes latins existants) puis de choisir le plan qui optimise le critère maximin parmi les N plans. Bien que la génération d'un plan maximin puisse être chronophage, un tel plan peut ensuite être utilisé à chaque fois que nous souhaitons créer un méta-modèle ayant le même nombre de variables d'entrée. Cette propriété est intéressante dans notre cas puisque :

- le nombre de variables d'entrée m ne change pas pendant la simulation ;
- de nouveaux méta-modèles doivent être construits à chaque fois qu'un nouvel utilisateur apparaît sur le réseau ou que les caractéristiques électriques du réseau sont modifiées.

³ Une fois normalisé, le domaine D_x des m variables correspond à un hypercube m -dimensionnel de côté unitaire.

- 1) Diviser les m dimensions d'un hypercube unitaire en n^* intervalles de même longueur.
- 2) Construire une matrice A de taille $n^* \times m$ où chaque colonne contient une permutation aléatoire de la liste de nombres $\{1, 2, \dots, n^*\}$. Chaque ligne de A correspond aux numéros des intervalles d'appartenance d'un point de X^* sur les m dimensions de l'hypercube.
- 3) Générer X^* en utilisant la formule : $X^* = (A - R)/m$, où R est une matrice de taille $n^* \times m$ remplie de valeurs aléatoires comprises entre 0 et 1.

Tableau 3-4 Procédure de construction d'un plan hypercube latin unitaire de n^* points et de dimension m .

3.3.4 Les méthodes d'approximation

L'objectif des méthodes d'approximation est d'estimer une variable scalaire $y = f(x)$ à partir des observations (X^*, Y^*) (Figure 3-1.d). La transposition au cas vectoriel a été expliquée dans la partie 3.3.2.2.

Vu la pluralité des méthodes d'approximation, nous ne présenterons ici que les méthodes les plus utilisées : l'interpolation par morceaux, l'interpolation barycentrique, la régression polynomiale, l'approximation par splines et le krigage (Figure 3-7).

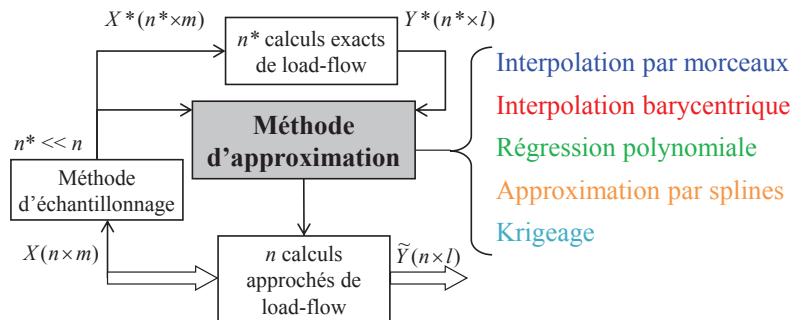


Figure 3-7 Les méthodes d'approximation présentées dans la partie 3.3.4.

3.3.4.1 L'interpolation par morceaux

Les méthodes d'interpolation par morceaux se basent sur un partitionnement de l'espace, soit en polygones, soit en simplexes. Les partitionnements de l'espace les plus utilisés en interpolation sont :

- la décomposition de Voronoï, qui consiste à définir un polygone d'influence, appelé diagramme de Voronoï ou polygone de Thiessen, pour chaque point $x^{(i)}$ de X^* , tel que tout point $x \in X^*$ appartenant au polygone de $x^{(i)}$ soit plus proche de $x^{(i)}$ que des autres points de X^* ;
- la triangulation de Delaunay, qui consiste à diviser l'espace D_x en des simplexes disjoints dont les sommets sont les points de X^* .

Parmi les méthodes les plus populaires, nous notons [BOS11] :

- **L'interpolation constante par morceaux « plus proche voisin »**, qui se base sur une décomposition de Voronoï. Elle consiste à attribuer la valeur exacte de l'observation $y^{(i)} = f(x^{(i)})$ à tous les points appartenant au polygone de $x^{(i)}$. Par construction, l'interpolation constante par morceaux génère des discontinuités sur les frontières des polygones, et donc de plus fortes erreurs d'approximation si f est lisse.
- **L'interpolation linéaire par morceaux**, qui repose sur une triangulation de Delaunay. Elle consiste à ajuster un polynôme linéaire dans chaque simplexe. Dans un simplexe donné, la valeur d'un point est une moyenne pondérée des valeurs des sommets du simplexe. L'interpolation est donc continue mais non dérivable sur les frontières des simplexes. Il est à noter que, comme l'interpolation linéaire est applicable uniquement aux points appartenant à un simplexe, il est

indispensable que tous les points de X soient situés dans les simplexes créés à partir du plan d'expériences X^* . Les plans factoriels complets vérifient bien cette condition, mais les plans hypercubes latins rarement.

- **L'interpolation par splines.** La fonction f^* est supposée être une combinaison de fonctions régulières définies sur des partitions de l'espace, appelées splines. Les splines cubiques, les splines bicubiques et les B-splines font partie des fonctions régulières les plus utilisées. Le paramétrage de f^* est lié aux splines utilisées. La régularité de f^* dépend de l'ordre polynomial des splines et des conditions d'ajustement satisfaites aux frontières des partitions de l'espace.

3.3.4.2 L'interpolation barycentrique

Les méthodes d'interpolation barycentrique supposent que la valeur d'un point quelconque dépend davantage des observations les plus proches que des observations les plus éloignées. De ce fait, le résultat de f en un point quelconque $x \notin X^*$ est approché par une moyenne pondérée des observations de f , en affectant un coefficient λ_i élevé aux observations des points $x^{(i)} \in X^*$ les plus proches de x , et un coefficient λ_i faible voire nul aux observations des points $x^{(i)} \in X^*$ les plus éloignés de x :

$$f^*(x) = \sum_{i \in V(x)} \lambda_i \cdot f(x^{(i)}) \text{ avec } \sum_{i \in V(x)} \lambda_i = 1 \text{ et } V(x) \text{ un certain voisinage de } x. \quad (3.11)$$

La méthode la plus populaire est la **pondération de l'inverse de la distance à une puissance p** , où le coefficient de pondération λ_i est proportionnel à l'inverse de la mesure de distance d entre le point à estimer x et le point du plan d'expériences $x^{(i)}$ [SHE68] :

$$\lambda_i = \frac{1/d(x, x^{(i)})^p}{\sum_{i \in V(x)} 1/d(x, x^{(i)})^p}. \quad (3.12)$$

Il est à noter que plus le paramètre p est élevé, plus la valeur du point à estimer dépend des observations les plus proches.

Bien que la construction de f^* soit explicite et aisément compréhensible, l'interpolation barycentrique a plusieurs limites [BOS11] :

- L'interpolation tient compte uniquement de la distance entre le point à estimer et les points du plan d'expériences. Elle est indifférente à la configuration géométrique des points du plan d'expériences et tend donc à surpondérer les points groupés.
- Par construction, les valeurs interpolées sont comprises entre les valeurs minimale et maximale des observations. Un mauvais paramétrage de la fonction f^* peut créer un effet « œil de bœuf », i.e., une accentuation anormale des pics de valeur au niveau des observations.
- Bien que ces méthodes soient intuitives, il est souvent difficile d'estimer correctement les paramètres p et $V(\cdot)$ pour des dimensions élevées ($m > 3$). Certains auteurs considèrent d'ailleurs que la pondération de l'inverse de la distance est inadaptée à l'interpolation de dimension $m > 3$ et ont proposé des variantes pour pallier ses limites dans un espace multidimensionnel [BAR96].

3.3.4.3 La régression polynomiale

L'objectif de la régression polynomiale est d'approcher la fonction f par un polynôme P_p d'ordre p préalablement choisi [FOR08]. Les coefficients du polynôme P_p sont ajustés par une méthode d'estimation, par exemple la méthode des moindres carrés qui consiste à minimiser la somme des erreurs quadratiques :

$$S = \sum_{i=1}^{n^*} (y^{(i)} - P_p(x^{(i)}))^2. \quad (3.13)$$

La régression polynomiale est rapide et simple à mettre en œuvre. Elle comporte néanmoins quelques limites :

- La forme générale des polynômes de faible ordre étant assez « rigide », la régression polynomiale ne fournit pas toujours une bonne approximation, notamment lorsque la fonction f comporte des parties relativement plates⁴.
- De fortes oscillations du polynôme peuvent apparaître lorsqu'une régression polynomiale d'ordre élevé est appliquée sur un ensemble de points $x^{(i)}$ régulièrement espacés. Ce problème est connu sous le nom de phénomène de Runge [EPP87].
- Le nombre de termes possibles du polynôme augmente fortement avec l'ordre p du polynôme et la dimension m de D_x . C'est pourquoi, en pratique, l'ordre de la régression polynomiale est souvent inférieur à 3.

3.3.4.4 L'approximation par splines

L'objectif des méthodes d'approximation par splines est d'obtenir une fonction f^* qui soit la plus lisse possible et qui passe par ou à proximité des observations [WAH90], [WEN05]. Pour ce faire, la fonction f^* est une combinaison de fonctions régulières, appelées splines⁵, qui sont le plus souvent des fonctions radiales de base⁶. Les coefficients des splines sont ajustés de façon à minimiser une fonctionnelle d'énergie utilisée pour caractériser la régularité de f : continuité, dérivabilité, etc.

Le choix des splines utilisées est étroitement lié au choix de la fonctionnelle d'énergie. Par exemple, en dimension 2, des splines « plaque mince » sont utilisées si la fonctionnelle d'énergie est l'intégrale de la dérivée seconde de f .

L'utilisation des splines permet de créer une structure de méta-modèle très flexible et de fournir en général une bonne approximation de f même en cas d'observations très dispersées [WEN05].

3.3.4.5 Le krigeage

Les techniques de krigeage supposent que la fonction f est de la forme :

$$f(x) = \mu(x) + \Gamma(x) + \varepsilon(x), \quad (3.14)$$

avec :

- μ : la structure déterministe de l'espérance de f ;
- Γ : un processus aléatoire, souvent supposé stationnaire, d'espérance nulle et de fonction de covariance connue dont les paramètres (variance, portée) sont à estimer ;
- ε : une fonction aléatoire normale d'espérance nulle et de variance homogène, représentant les erreurs de mesure. Dans notre cas, nous supposons que les observations ne sont pas entachées d'erreur : $\varepsilon = 0$. Sous cette condition, le krigeage est une méthode d'approximation exacte.

Il existe trois formes de krigeage selon la forme de l'espérance μ :

- le **krigeage simple**, quand μ est une constante connue ;
- le **krigeage ordinaire**, quand μ est une constante inconnue ;
- le **krigeage universel**, quand μ est une combinaison linéaire de fonctions quelconques.

⁴ En théorie, les polynômes peuvent modéliser toute fonction continue lorsque p tend vers l'infini. Toutefois, la régression polynomiale est rarement appliquée avec un ordre p élevé, comme expliqué dans la suite du paragraphe.

⁵ Contrairement à l'interpolation par splines de la partie 3.3.4.1, les splines utilisées ici ne sont pas forcément des polynômes définis par morceaux. D'autres types de spline peuvent être utilisés : les splines « plaque mince » $s(x) = x^2 \ln(x)$, les splines multi-quadratiques $s(x) = (x^2 + \sigma^2)^{-1/2}$, les splines polyharmoniques $s(x) = x^k \ln(x)$ et d'autres formes de fonction radiale de base [WAH90].

⁶ Une fonction radiale de base est une fonction ϕ dont les valeurs réelles dépendent uniquement de la distance à un point origine c : $\phi(x) = \|x - c\|$.

L'objectif du krigeage est d'approcher f par une combinaison des observations de f aux points $x^{(i)} \in X^*$ qui minimise la variance de l'erreur. Le krigeage peut être décomposé en deux étapes [FOR08] :

- 1) Estimer les paramètres de la fonction de covariance de Γ . Les paramètres de la fonction de covariance sont choisis de façon à maximiser la vraisemblance des observations de Y^* dans le modèle de covariance.
- 2) Construire le méta-modèle f^* en un point quelconque $x \notin X^*$. Concrètement, dans le cas du krigeage ordinaire, cela consiste à chercher une estimation de f en x sous la forme d'une combinaison linéaire des observations :

$$f^*(x) = \sum_{i=1}^{n^*} \lambda_i(x) \cdot f(x^{(i)}) \quad \text{avec} \quad \sum_{i=1}^{n^*} \lambda_i(x) = 1. \quad (3.15)$$

Les paramètres $\lambda_1(x), \dots, \lambda_{n^*}(x)$ sont choisis de façon à minimiser la variance de l'erreur de l'estimation en x : $\Delta f(x) = (f(x) - f^*(x))$.

Différentes fonctions de covariance peuvent a priori être considérées suivant la régularité de la fonction f . La famille des covariances de Matérn est une famille assez flexible qui convient pour la plupart des applications, dans la mesure où son paramètre de régularité ν est librement ajustable entre $+0$ et $+\infty$ [STE99]. Elle inclut, comme cas particuliers, la covariance exponentielle ($\nu = 1/2$) et la covariance gaussienne ($\nu = +\infty$). D'autre part, les covariances de Matérn isotropes peuvent facilement être appliquées en dimension quelconque, ce qui n'est pas le cas d'autres formes de covariance comme la covariance sphérique.

Le méta-modèle issu du krigeage est très flexible et peut fournir une très bonne approximation de f dans la plupart des cas [RAS06]. Le krigeage peut être vu comme une régression régularisée, équivalente à une approximation par splines en matière d'estimation [VAZ05]. La plus-value du krigeage par rapport à l'approximation par splines tient de son aspect probabiliste. Le méta-modèle probabiliste issu du krigeage permet d'obtenir les estimations locales ainsi que les variances d'estimation associées. Avec le krigeage, il est donc possible de calculer des erreurs d'approximation et d'analyser la fiabilité globale du méta-modèle (chapitre 6).

3.4 Comparaison des techniques d'approximation non-intrusives pour l'estimation annuelle de l'état électrique du réseau moyenne tension

L'objectif de cette partie est de comparer les performances de plusieurs techniques d'approximation non-intrusives pour reconstruire les profils temporels des tensions, courants, puissance apparente bilan et pertes actives dans un réseau HTA sur une année au pas 10 minutes.

3.4.1 L'étude de cas

Le réseau étudié est un réseau HTA radial de 392 nœuds ($b = 392, l = 391$) composé d'un poste source et de 5 départs de 20 kV (Figure 3-8). Ce réseau accueille environ 11 MVA de consommation et 15 MW de production ENR.

Trois répartitions différentes de la production sont considérées :

- **Cas 1 : la production installée est 100 % éolienne, concentrée en deux nœuds HTA** : un producteur éolien de 10 MW raccordé en départ direct et un producteur éolien de 5 MW raccordé en bout d'un départ mixte (voir (a) sur la Figure 3-8).
- **Cas 2 : la production installée est composée à 80 % de production éolienne concentrée en deux nœuds HTA, et à 20 % de production photovoltaïque répartie sur 100 postes de distribution** : un producteur éolien de 10 MW raccordé en départ direct, un producteur éolien de

2 MW raccordé en bout d'un départ mixte (voir (a) sur la Figure 3-8) et 100 producteurs photovoltaïques de 30 kW raccordés à des postes de distribution.

- **Cas 3 : la production installée est 100 % photovoltaïque, concentrée en deux nœuds HTA :** un producteur photovoltaïque de 10 MW raccordé en départ direct et un producteur photovoltaïque de 5 MW raccordé en bout d'un départ mixte (voir (a) sur la Figure 3-8).

La consommation en tête de départ est supposée répartie aux nœuds de consommation au prorata de leur puissance maximale le jour le plus chargé de l'année (P_{max}^*). La production est supposée synchrone sur l'ensemble du réseau : tous les producteurs éoliens ont le même profil de puissance au prorata de leur puissance installée, les producteurs photovoltaïques aussi.

L'étude de cas est menée sur une **période de 1 an**, ce qui correspond à la durée minimale entre deux constructions de modèle approché du processus de load-flow dans l'outil de simulation. Les données d'entrée, P_{conso} , P_{eol} , P_{pv} et ΔU_{jdb} , sont des profils annuels au pas 10 minutes. Un total de 52560 calculs de load-flow est donc nécessaire pour générer les profils exacts des tensions U , courants I , pertes actives P_{pertes} et puissance apparente bilan S_0 sur une année au 10 pas minutes.

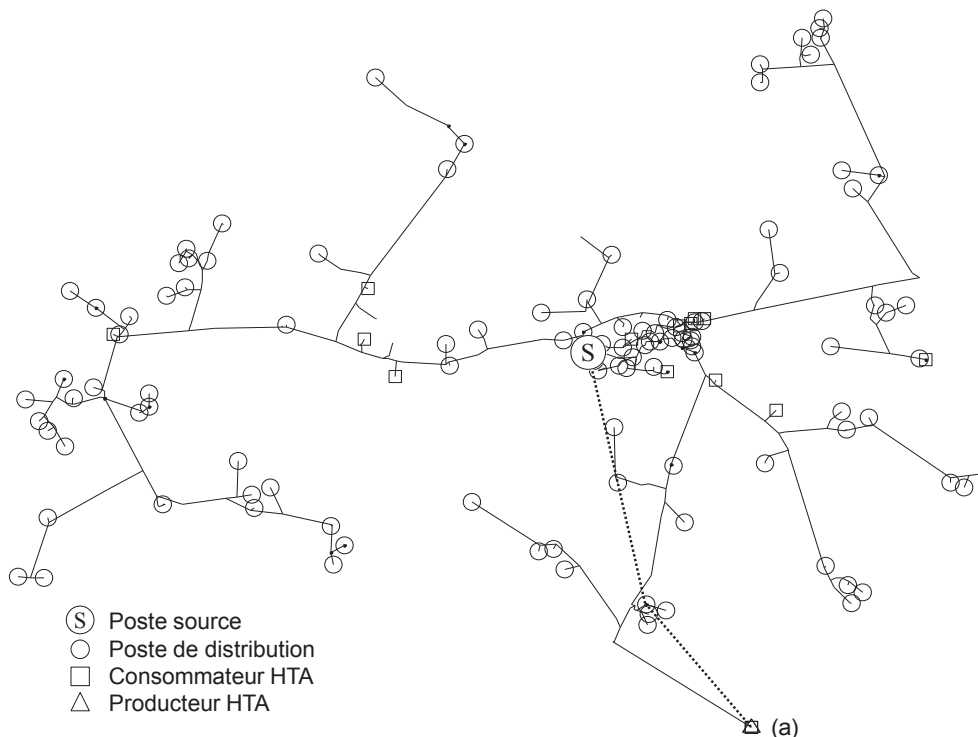


Figure 3-8 Réseau étudié dans la partie 3.4.

3.4.2 Les méthodes d'échantillonnage et d'approximation étudiées

Pour réaliser cette étude, nous avons sélectionné trois méthodes d'échantillonnage et trois méthodes d'approximation (Figure 3-9). Ces méthodes ont été retenues pour leur simplicité de mise en œuvre et/ou pour leurs propriétés identifiées comme intéressantes lors de l'étude bibliographique (partie 3.3).

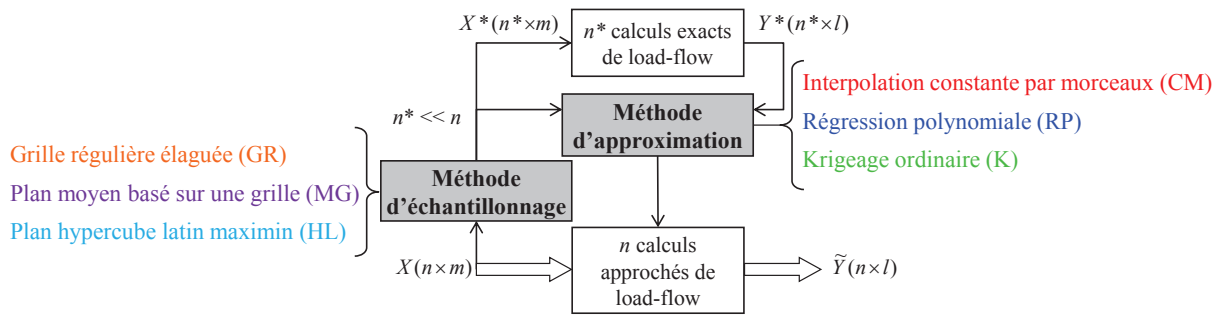


Figure 3-9 Les méthodes d'échantillonnage et d'approximation étudiées dans la partie 3.4.

3.4.2.1 Les méthodes d'approximation

Les trois méthodes d'approximation suivantes sont considérées (Figure 3-9) :

- l'interpolation constante par morceaux « plus proche voisin », notée **CM**, décrite dans la partie 3.3.4.1 ;
- la régression polynomiale, notée **RP**, décrite dans la partie 3.3.4.3 ;
- le krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn, noté **K**, décrit dans la partie 3.3.4.5.

Les méthodes RP et K seront testées avec différents paramètres (parties 3.4.4.4 et 3.4.4.5).

3.4.2.2 Les plans d'expériences

Les trois types de plan d'expériences suivants sont étudiés (Figure 3-9) :

- Une grille régulière élaguée, notée **GR**, décrite dans la partie 3.3.3.3.1. Le terme « élaguée » signifie que le plan d'expériences contient uniquement les points de la grille régulière faisant partie des p voisins d'au moins un point de X . Dans notre cas, nous avons choisi $p = 1$ pour la méthode CM et $p = 2^m = 16$ pour les autres méthodes.
- Un plan hypercube latin maximin, noté **HL**, décrit dans la partie 3.3.3.3.2. Il s'agit du meilleur plan maximin parmi un million de plans hypercubes latins générés aléatoirement.
- Un plan moyen basé sur une grille régulière, noté **MG**, proposé dans [PAG15]. Le plan est construit en deux étapes : l'application d'une grille régulière au domaine des variables d'entrée D_x , puis le calcul de la moyenne des points appartenant à un même sous-hypercube. Le plan d'expériences est constitué de l'ensemble des points moyens. Il est à noter que le plan d'expériences contient autant de points que de sous-hypercubes non vides.

Les $2^m = 16$ points frontières de D_x sont systématiquement ajoutés aux plans d'expériences, afin d'obtenir de meilleures approximations de f sur tout le domaine D_x .

Les méthodes CM et RP sont appliquées aux trois types de plan d'expériences. Les méthodes K sont appliquées uniquement aux plans HL en raison du temps de calcul : l'estimation des paramètres du modèle de krigeage est d'autant plus coûteuse que le nombre d'observations est grand (voir partie 3.4.4.6.3).

Des plans d'expériences de différente taille n^* seront testés pour chaque méthode d'approximation afin d'obtenir différents compromis entre gain en temps de calcul et précision des résultats.

3.4.3 Les indicateurs de performance

Les techniques d'approximation, issues de la combinaison d'une méthode d'échantillonnage et d'une méthode d'approximation, sont comparées sur la base de la rapidité de calcul et de la précision des résultats. **La technique de référence est le calcul exact de load-flow sur des séries temporelles au pas de 10 minutes.**

La rapidité d'une technique d'approximation est évaluée en utilisant son temps de calcul T , c'est-à-dire le temps total mis par la technique⁷ pour construire les méta-modèles et calculer les profils temporels des variables de sortie U , I , P_{pertes} et S_0 sur une année au pas 10 minutes. Deux critères de rapidité sont considérés pour évaluer la rapidité des techniques d'approximation :

- le temps de calcul relatif de la technique d'approximation considérée par rapport à la technique de référence :

$$T_r = T / T_0, \quad (3.16)$$

où T_0 est le temps de calcul de la technique de référence ;

- le facteur de rapidité de la technique d'approximation considérée par rapport à la technique de référence :

$$G_T = T_0 / T = 1 / T_r. \quad (3.17)$$

La précision d'une technique d'approximation est évaluée à travers les erreurs d'approximation des variables de sortie, i.e. les écarts absolus entre les profils au pas 10 minutes des tensions U , courants I , puissance apparente bilan S_0 et total des pertes actives P_{pertes} entre la technique d'approximation et la technique de référence :

$$err(y_k^{(i)}) = |y_k^{(i)} - \tilde{y}_k^{(i)}|, \quad (3.18)$$

où $y_k^{(i)}$ et $\tilde{y}_k^{(i)}$ sont les $k^{\text{èmes}}$ valeurs de la variable de sortie y au pas de temps i obtenues respectivement avec la technique de référence et la technique d'approximation considérée.

Comme les techniques d'approximation peuvent générer des erreurs d'approximation plus ou moins élevées, trois critères d'erreur ont été retenus pour évaluer au mieux la précision des techniques d'approximation :

- la moyenne des erreurs tout pas de temps confondu et, pour les tensions et les courants, tout nœud / branche confondu :

$$err_{moy}(U) = \frac{1}{n.b} \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^b |U_k^{(i)} - \tilde{U}_k^{(i)}|, \quad (3.19)$$

$$err_{moy}(I) = \frac{1}{n.l} \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^l |I_k^{(i)} - \tilde{I}_k^{(i)}|, \quad (3.20)$$

$$err_{moy}(S_0) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |S_0^{(i)} - \tilde{S}_0^{(i)}|, \quad (3.21)$$

$$err_{moy}(P_{pertes}) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |P_{pertes}^{(i)} - \tilde{P}_{pertes}^{(i)}|; \quad (3.22)$$

- le quantile 95 % des erreurs tout pas de temps confondu et, pour les tensions et les courants, tout nœud / branche confondu :

$$err_{Q95}(U) = q_U \Leftrightarrow P(err(U_k^{(i)}) < q_U) = 0,95 \text{ pour } i \in [1 ; n] \text{ et } k \in [1 ; b], \quad (3.23)$$

$$err_{Q95}(I) = q_I \Leftrightarrow P(err(I_k^{(i)}) < q_I) = 0,95 \text{ pour } i \in [1 ; n] \text{ et } k \in [1 ; l], \quad (3.24)$$

⁷ Sur un ordinateur portable Dell équipé d'un processeur One Intel Core i7-3740QM (2,70GHz, 6MB cache, Quad Core), l'unité centrale étant utilisée à 12 % lors des simulations sous MATLAB.

$$err_{0,95}(S_0) = q_S \Leftrightarrow P(err(S_0^{(i)}) < q_S) = 0,95 \text{ pour } i \in [1 ; n], \quad (3.25)$$

$$err_{0,95}(P_{pertes}) = q_P \Leftrightarrow P(err(P_{pertes}^{(i)}) < q_P) = 0,95 \text{ pour } i \in [1 ; n]; \quad (3.26)$$

- le maximum des erreurs tout pas de temps confondu et, pour les tensions et les courants, tout nœud / branche confondu :

$$err_{\max}(U) = \max_{1 \leq i \leq n, 1 \leq k \leq b} |U_k^{(i)} - \tilde{U}_k^{(i)}|, \quad (3.27)$$

$$err_{\max}(I) = \max_{1 \leq i \leq n, 1 \leq k \leq l} |I_k^{(i)} - \tilde{I}_k^{(i)}|, \quad (3.28)$$

$$err_{\max}(S_0) = \max_{1 \leq i \leq n} |S_0^{(i)} - \tilde{S}_0^{(i)}|, \quad (3.29)$$

$$err_{\max}(P_{pertes}) = \max_{1 \leq i \leq n} |P_{pertes}^{(i)} - \tilde{P}_{pertes}^{(i)}|. \quad (3.30)$$

Des valeurs maximales tolérées peuvent être renseignées pour chaque indicateur de performance, en fonction des besoins de l'utilisateur. **Une technique d'approximation sera considérée ici comme efficace si elle remplit au moins toutes les conditions suivantes :**

- $T_r < 1/10$, soit un facteur de rapidité supérieur à 10 ;
- $err_{0,95}(U) < 20 \text{ V}$, soit une erreur de tension inférieure à 1 % de la plage de tension admissible en HTA dans 95 % des cas ;
- $err_{0,95}(I) < 5 \text{ A}$, soit une erreur de courant inférieure à 1-5 % des courants nominaux dans les branches HTA dans 95 % des cas ;
- $err_{0,95}(S_0) < 200 \text{ kVA}$, soit une erreur de puissance apparente inférieure à 1 % de la puissance apparente nominale du transformateur HTB/HTA dans 95 % des cas ;
- $err_{0,95}(P_{pertes}) < 5 \text{ kW}$, soit une erreur de perte active inférieure à 10 % des pertes actives à un instant donné dans 95 % des cas.

3.4.4 Les résultats de l'étude

Outre le nombre de combinaisons possibles de plans d'expériences et de méthodes d'approximation, l'étude des techniques d'approximation porte également sur le choix des variables de sortie auxquelles la procédure d'approximation doit être appliquée ainsi que sur la meilleure façon d'appliquer l'Analyse par Composantes Principales (ACP) dans la procédure d'approximation (voir partie 3.3.2).

Etant donné le nombre de techniques d'approximation à comparer, les résultats sont analysés en répondant successivement aux questions suivantes :

- 1) Est-il plus efficace, en matière de rapidité et de précision, de faire des calculs exacts de load-flow sur des séries temporelles sous-échantillonnées moyennées, ou bien de construire un modèle approché du processus de load-flow avec une technique d'approximation non-intrusive ?
- 2) Est-il plus efficace d'appliquer la procédure d'approximation directement aux courants I et à la puissance apparente S_0 , ou bien de calculer I et S_0 à partir des valeurs approchées des tensions et des flux de puissance active et réactive ?
- 3) Est-il plus efficace d'appliquer une ACP à chaque vecteur de sortie ou à la concaténation des vecteurs de sortie ?
- 4) Quel ordre faut-il choisir pour la régression polynomiale afin d'atteindre le meilleur compromis entre rapidité et précision ?
- 5) Quel paramètre de régularité faut-il choisir pour le krigeage ordinaire afin d'atteindre le meilleur compromis entre rapidité et précision ?
- 6) Quel plan d'expériences est le plus adapté à chaque méthode d'approximation ?

7) Quelles sont les techniques d'approximation les plus efficaces en matière de rapidité et de précision parmi les techniques identifiées aux questions 1-6 ?

Les pires techniques d'approximation sont progressivement retirées de l'étude en répondant successivement à chaque question. Seules les meilleures techniques sont ainsi retenues pour la comparaison finale.

3.4.4.1 Sous-échantillonnage temporel versus approximation du processus de load-flow

Avant d'aller plus loin dans la comparaison des techniques d'approximation non-intrusives, il nous paraît important d'évaluer l'intérêt dans notre cas d'utiliser de telles techniques pour construire un modèle approché du processus de load-flow, plutôt que de faire des calculs exacts de load-flow sur des séries temporelles sous-échantillonnées moyennées.

Dans ce but, la Figure 3-10 montre les quantiles 95 % des erreurs des tensions (Figure 3-10.a), courants (Figure 3-10.b), puissance apparente bilan (Figure 3-10.c) et pertes actives (Figure 3-10.d) en fonction du temps de calcul relatif, lorsque les profils temporels des variables de sortie sont déterminés sur une année au pas 10 minutes par :

- des calculs exacts de load-flow sur des séries temporelles moyennées (ST) sur un pas de 10, 20, 30, 40, 50 et 60 minutes (voir points jaunes sur la Figure 3-10) ;
- des méta-modèles construits en utilisant une interpolation constante par morceaux (CM) combinée à des grilles régulières élaguées (GR) de $k = 10, 15, 20, 25$ et 30 niveaux (voir points rouges sur la Figure 3-10).

D'après la Figure 3-10, utiliser une technique d'approximation comme {CM + GR} est plus efficace que d'utiliser des séries temporelles sous-échantillonnées. A temps de calcul relatif équivalent, la technique {CM + GR} obtient des quantiles 95 % d'erreurs plus faibles pour les tensions (Figure 3-10.a), la puissance apparente bilan (Figure 3-10.c) et les pertes actives (Figure 3-10.d) que les méthodes de sous-échantillonnage temporel ST. Des observations similaires peuvent être faites sur les erreurs moyennes et maximales des variables de sortie.

Par conséquent, lorsque des calculs de load-flow sont nécessaires sur une année au pas de 10 minutes pour un réseau HTA donné, **il vaut mieux créer un modèle approché du processus de load-flow en utilisant des techniques d'approximation non-intrusives, plutôt que de faire des calculs exacts de load-flow sur des séries temporelles sous-échantillonnées moyennées.**

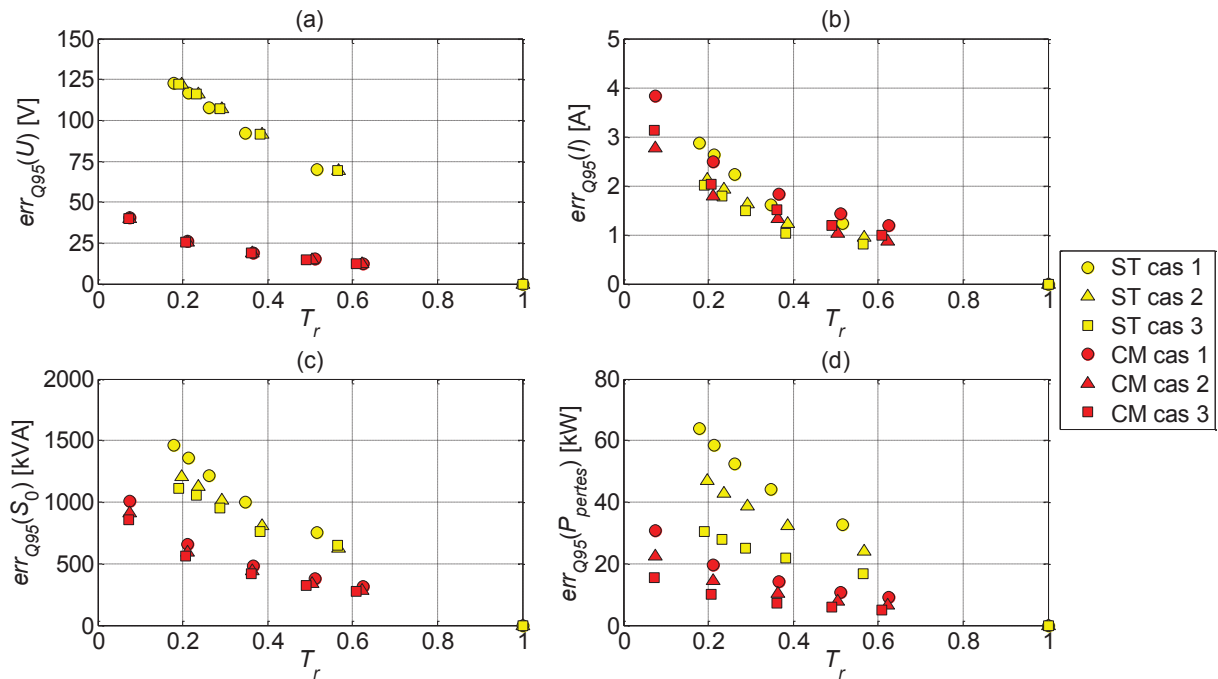


Figure 3-10 Comparaison des méthodes de sous-échantillonnage temporel (ST) et d'interpolation constante par morceaux (CM) sur les trois cas : temps relatif T_r et quantile 95 % des erreurs de tension (a), courant (b), puissance apparente bilan (c) et pertes actives (d).

3.4.4.2 Estimation des courants et de la puissance apparente bilan

Plusieurs approches d'approximation peuvent être envisagées pour estimer le vecteur des courants I et la puissance apparente bilan S_0 . L'approche la plus naturelle, appelée **approche directe**, consiste à appliquer la procédure d'approximation décrite dans la partie 3.3.2 directement aux variables I et S_0 .

Or, comme I et S_0 sont des variables non signées obtenues à partir de flux de puissance signés, l'estimation de ces variables peut conduire à de fortes erreurs d'approximation pour les valeurs proches de zéro. En effet, la Figure 3-11 met en évidence l'existence d'un point de rebroussement de S_0 que les méthodes d'approximation arrivent difficilement à estimer avec précision. Ce point de rebroussement apparaît en présence de producteurs sur le réseau, lorsque les flux de puissance active P_0 et réactive Q_0 changent de sens dans le transformateur HTB/HTA. Des observations similaires peuvent être faites pour les courants I dans les branches du réseau.

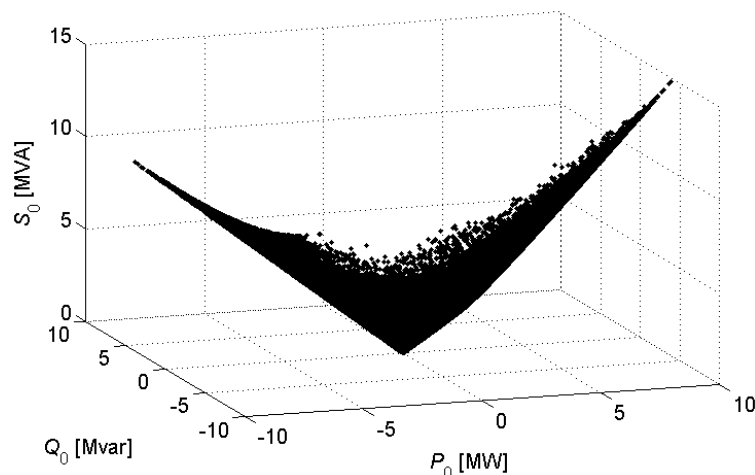


Figure 3-11 Puissances apparente S_0 , active P_0 et réactive Q_0 dans le transformateur HTB/HTA pour le cas 1.

Pour réduire les erreurs d'approximation des méthodes RP et K, une autre approche d'approximation, appelée **approche indirecte**, peut être envisagée pour estimer les courants I et la puissance apparente S_0 . Cette approche peut être décomposée en deux étapes :

- 1) Appliquer la procédure d'approximation décrite dans la partie 3.3.2 à des variables intermédiaires :
 - les vecteurs des puissances actives P_0 et réactives Q_0 dans le transformateur HTB/HTA pour estimer S_0 ;
 - le vecteur des tensions U et les vecteurs des puissances actives P_b et réactives Q_b dans les branches pour estimer I .
- 2) Calculer le vecteur des courants I et la puissance apparente bilan S_0 à partir des estimations des variables intermédiaires, selon les formules suivantes :

$$S_0 = \sqrt{P_0^2 + Q_0^2} , \quad (3.31)$$

$$I = \sqrt{P_b^2 + Q_b^2} / (U\sqrt{3}) . \quad (3.32)$$

Il est à noter que l'approche d'approximation indirecte implique de construire davantage de méta-modèles à l'étape 1, et est donc a priori plus lente que l'approche directe. C'est pourquoi les approches directe et indirecte méritent d'être comparées sur les méthodes RP et K. Par construction, les deux approches donnent des résultats identiques pour la méthode CM.

La Figure 3-12 montre les erreurs de courant (Figure 3-12.a) et de puissance apparente bilan (Figure 3-12.b) des méthodes RP et K avec une approche indirecte en fonction des erreurs des mêmes méthodes avec une approche directe, pour le cas 1. Pour une meilleure interprétation des résultats, la ligne rouge sur la Figure 3-12 symbolise l'égalité des résultats entre les deux approches. Un point noir situé au-dessus (respectivement en-dessous) de la ligne rouge signifie que l'approche indirecte cause une erreur plus élevée (respectivement plus faible) que l'approche directe.

D'après la Figure 3-12, l'approche directe commet en général de plus fortes erreurs sur le cas 1 que l'approche indirecte. Les erreurs de courant et de puissance apparente peuvent atteindre respectivement 27 A et 2,9 MVA pour l'approche directe, contre 4 A et 4 kVA pour l'approche indirecte. Des observations similaires peuvent être faites pour les cas 2 et 3.

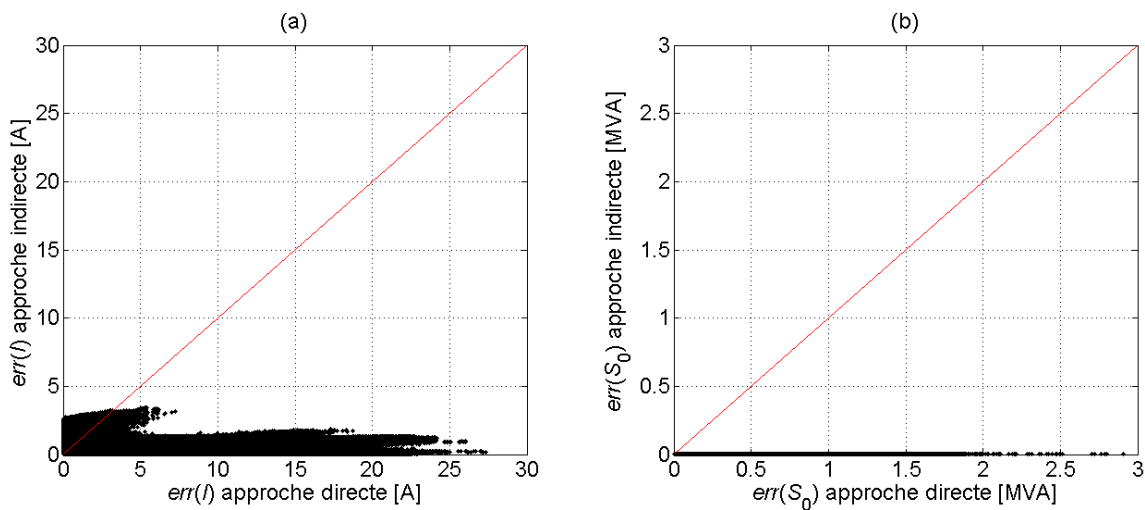


Figure 3-12 Comparaison des erreurs de courant (a) et de puissance apparente bilan (b) des méthodes RP et K avec des approches d'approximation directe et indirecte pour le cas 1.

D'après la Figure 3-13, les temps de calcul restent relativement proches entre les approches d'approximation directe et indirecte pour le cas 1. Le même constat est fait pour les cas 2 et 3.

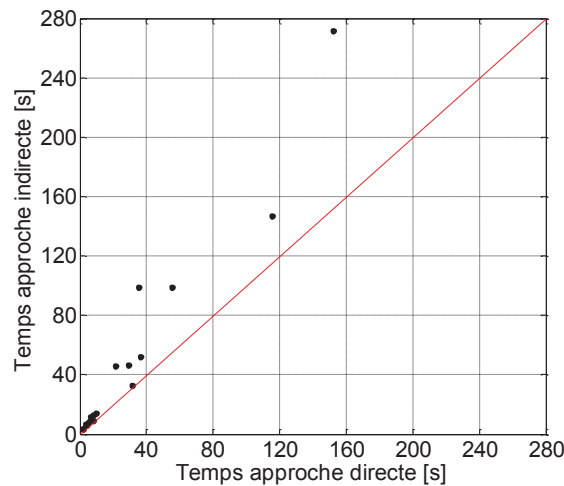


Figure 3-13 Comparaison des temps de calcul des méthodes RP et K avec des approches d'approximation directe et indirecte pour le cas 1.

Par conséquent, il vaut mieux **adopter une approche d'approximation indirecte des courants et de la puissance apparente pour les méthodes RP et K**, i.e., déterminer les courants et la puissance apparente bilan à partir des méta-modèles des tensions et des flux de puissance active et réactive. **L'approche d'approximation directe, plus rapide que l'approche indirecte, est réservée à la méthode CM**, pour laquelle les erreurs d'approximation sont identiques par construction avec les deux approches.

3.4.4.3 Application de l'Analyse par Composantes Principales

L'ACP est utilisée pour réduire le nombre de variables à estimer dans la procédure d'approximation (partie 3.3.2.2). Le temps de calcul et la qualité des approximations dépendent en partie de la façon d'appliquer l'ACP. Nous avons testé deux applications différentes de l'ACP :

- **Une ACP dite « séparée »**, i.e., une ACP appliquée sur un vecteur normalisé de variables de même nature. Dans notre cas, trois ACP séparées sont nécessaires pour estimer individuellement U , P_b et Q_b . Avant d'appliquer l'ACP au vecteur de variables, les variables sont centrées autour de zéro en retirant la moyenne empirique du vecteur, regroupées par départ HTA, puis divisées par le nombre de variables du même groupe de sorte que chaque départ HTA ait le même poids dans l'ACP.
- **Une ACP dite « jointe »**, une ACP appliquée sur un vecteur normalisé de variables de différentes natures. Dans notre cas, une ACP jointe est nécessaire pour estimer conjointement la concaténation des vecteurs U , P_b et Q_b . Avant d'appliquer l'ACP à la concaténation des vecteurs, chaque groupe de variables de même unité (volt, watt, var) est centrée autour de zéro en retirant sa moyenne empirique, puis divisée par sa variance totale empirique de sorte que chaque groupe ait la même variance totale dans l'ACP.

Il est à noter que l'ACP séparée implique de construire davantage de méta-modèles, et est donc a priori plus lente que l'ACP jointe. D'un autre côté, l'ACP séparée est en théorie plus précise que l'ACP jointe puisqu'elle ne retient que les composantes principales propres au vecteur de variables de sortie à estimer. Les ACP séparée et jointe méritent donc d'être comparées sur les méthodes RP et K. Aucune ACP n'est nécessaire pour la méthode CM en raison de sa rapidité de calcul.

La Figure 3-14 montre les erreurs de tension (Figure 3-14.a) et de courant (Figure 3-14.b) des méthodes RP et K avec une ACP séparée en fonction des erreurs des mêmes méthodes avec une ACP jointe, pour le cas 1. D'après la Figure 3-14, l'ACP séparée est en général plus précise sur les tensions et les courants que l'ACP jointe sur le cas 1. Des résultats similaires peuvent être observés sur le cas 3.

En revanche, la tendance s'inverse pour le cas 2 comme montré sur la Figure 3-15 : l'ACP séparée commet en général de plus fortes erreurs sur les tensions et les courants que l'ACP jointe.

Les résultats du cas 2 semblent remettre en cause la pertinence des dernières composantes principales issues de l'ACP séparée. Il est possible que les dernières composantes principales n'expliquent pas toujours la part de variabilité de la sortie due aux entrées P_{conso} , P_{eol} , P_{pv} et ΔU_{jdb} , mais parfois celle due au processus de résolution du load-flow. Pour pallier ce problème, l'ACP pourrait être remplacée par une régression des moindres carrés partiels. Cela permettrait de ne retenir que les composantes principales qui expliquent la part de variabilité de la sortie due aux entrées, et ainsi améliorer l'estimation des sorties. Comme les ACP séparée et jointe atteignent déjà des précisions satisfaisantes, la régression des moindres carrés partiels n'a pas été testée ici.

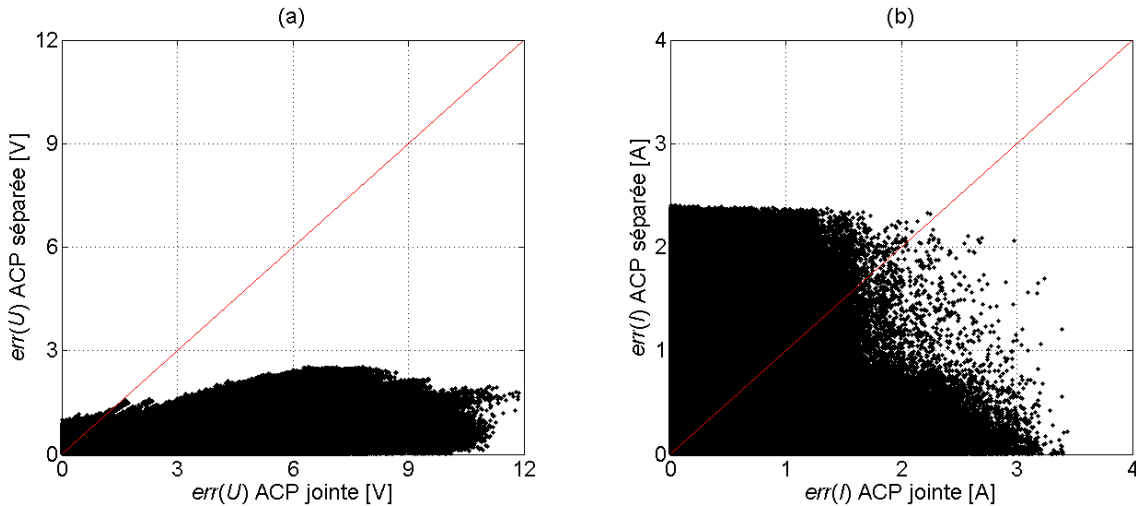


Figure 3-14 Comparaison des erreurs de tension (a) et de courant (b) des méthodes RP et K avec des ACP séparée et jointe pour le cas 1.

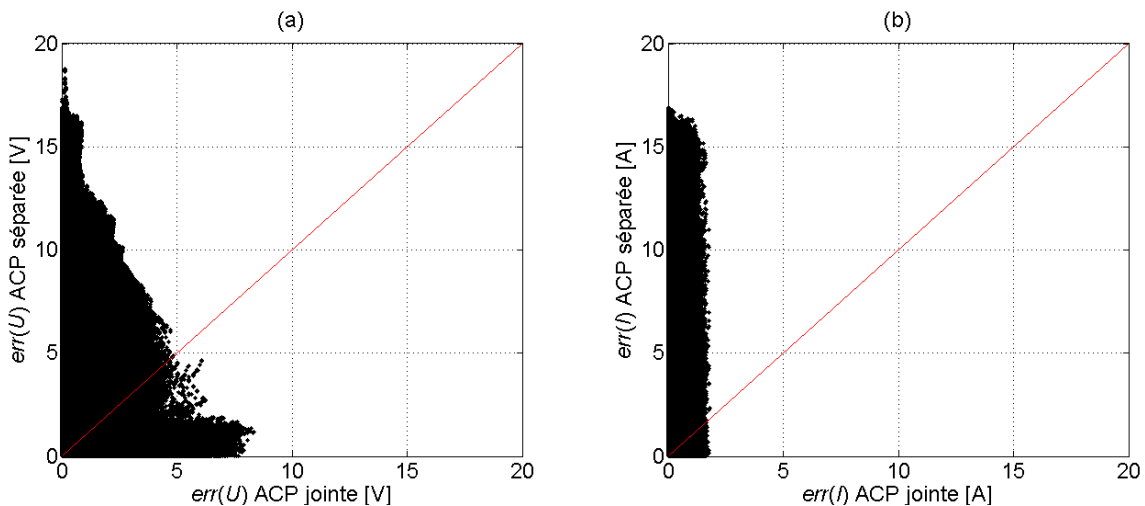


Figure 3-15 Comparaison des erreurs de tension (a) et de courant (b) des méthodes RP et K avec des ACP séparée et jointe pour le cas 2.

D'après la Figure 3-16, l'ACP séparée est parfois plus lente que l'ACP jointe pour le cas 1. Le temps de calcul additionnel reste néanmoins acceptable⁸. Les mêmes remarques peuvent être faites pour les cas 2 et 3.

⁸ Le temps de calcul de la méthode la plus lente (environ 270 secondes avec une ACP séparée) ne discrimine pas l'utilisation de l'ACP séparée, car cette méthode sera écartée de l'étude à terme.

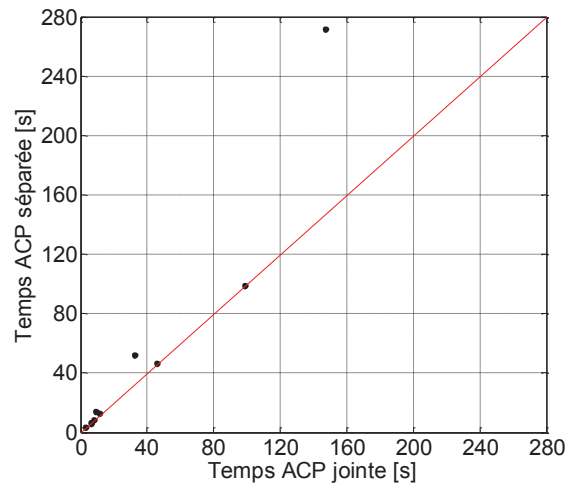


Figure 3-16 Comparaison des temps de calcul des méthodes RP et K avec des ACP séparée et jointe pour le cas 1.

Finalement, aucune des deux façons d'appliquer l'ACP ne semble prévaloir sur l'autre. Leurs performances dépendent fortement de la répartition des puissances sur le réseau. Dans la suite de l'étude, **une ACP séparée des tensions U , des puissances actives P_b et des puissances réactives Q_b a été arbitrairement retenue dans la procédure d'approximation.**

3.4.4.4 L'ordre de la régression polynomiale

La méthode RP est déclinée en trois variantes selon l'ordre du modèle polynomial : la régression linéaire notée **RP1**, la régression quadratique notée **RP2** et la régression cubique notée **RP3**. La régression polynomiale avec un ordre supérieur à 3 n'a pas été testée afin de limiter le nombre de termes possibles du modèle polynomial et d'éviter l'apparition du phénomène de Runge (partie 3.3.4.3).

Le Tableau 3-5 récapitule les performances des régressions polynomiales RP1, RP2 et RP3 sur une grille régulière élaguée (GR) de $k = 10$ niveaux pour les trois cas de production ($n^* = 6342$). Le code de couleur suivant est utilisé afin de faciliter la comparaison des méthodes RP pour un indicateur de performance donné (ligne du tableau) et un cas de production donné (cas 1, 2 ou 3) :

- la couleur verte désigne le meilleur résultat ;
- la couleur orange désigne soit un résultat intermédiaire, soit le pire résultat lorsqu'il reste proche du meilleur résultat ;
- la couleur rouge désigne le pire résultat lorsqu'il est éloigné du meilleur résultat.

Les trois cas de production montrent que :

- RP1, RP2 et RP3 ont des temps de calcul similaires.
- RP1 commet les erreurs les plus élevées sur les variables de sortie. Les erreurs restent acceptables pour les tensions et les courants tandis que les erreurs de puissance apparente bilan et de pertes actives sont très élevées en comparaison des erreurs commises par RP2 et RP3.
- RP2 et RP3 ont des erreurs similaires en tension et en courant. Un modèle polynomial de 2^{ème} ordre paraît suffire pour modéliser convenablement les tensions et les courants.
- RP3 est de loin la meilleure méthode de régression polynomiale en matière d'erreurs de puissance apparente bilan et de pertes actives. L'ordre du modèle polynomial doit donc être supérieur à 2 pour modéliser précisément la puissance apparente bilan et les pertes actives.

Des résultats similaires sont obtenus avec des plans GR, MG et HL de différentes tailles. En résumé, **la méthode RP3 est la plus adaptée parmi les trois méthodes de régression polynomiale testées** : les erreurs d'approximation des variables de sortie sont plus faibles pour un temps de calcul équivalent.

		Cas 1			Cas 2			Cas 3		
		RP1	RP2	RP3	RP1	RP2	RP3	RP1	RP2	RP3
Facteur de rapidité G_T		1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	2,0	1,9	1,9	1,9
Erreurs de tension [V]	$err_{moy}(U)$	0,9	0,2	0,2	3,9	3,6	3,6	0,8	0,2	0,2
	$err_{Q95}(U)$	2,7	0,7	0,7	10,4	9,1	9,1	2,6	0,6	0,6
	$err_{max}(U)$	11,1	2,3	2,3	15,9	15,3	15,3	11,0	2,2	2,2
Erreurs de courant [A]	$err_{moy}(I)$	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
	$err_{Q95}(I)$	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1
	$err_{max}(I)$	1,7	0,6	0,6	1,8	0,8	0,8	1,7	0,5	0,5
Erreurs de puissance apparente bilan [kVA]	$err_{moy}(S_0)$	36,3	0,6	< 0,1	26,8	0,4	< 0,1	27,8	0,4	< 0,1
	$err_{Q95}(S_0)$	71,8	1,4	< 0,1	54,2	1,1	< 0,1	52,0	0,9	< 0,1
	$err_{max}(S_0)$	115,8	2,5	0,1	96,5	2,0	0,1	86,5	2,3	0,1
Erreurs de pertes actives [kW]	$err_{moy}(P_{pertes})$	39,1	0,6	< 0,1	28,0	0,5	< 0,1	26,7	0,4	< 0,1
	$err_{Q95}(P_{pertes})$	63,0	1,3	< 0,1	46,7	1,0	< 0,1	43,7	0,9	< 0,1
	$err_{max}(P_{pertes})$	98,1	2,2	0,1	82,6	1,8	< 0,1	90,2	2,4	0,1

Tableau 3-5 Performances des méthodes RP1, RP2 et RP3 sur une grille régulière élaguée GR de 10 niveaux.

3.4.4.5 La régularité du modèle de krigeage

Les méthodes K utilisent un krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn de paramètre de régularité ν . Le paramètre de régularité ν contrôle la dérivabilité de la covariance de Matérn. Si ν est supérieur à $d \in \mathbb{N}^*$, alors la fonction de covariance est $2d$ fois dérivable, ce qui signifie que la part aléatoire Γ du modèle de krigeage est d fois dérivable en moyenne quadratique. Par conséquent, plus ν est grand, plus le modèle de krigeage est régulier.

Quatre méthodes K ont été testées avec différents paramétrages de ν :

- **K32** : le paramètre de régularité ν est égal $3/2$, ce qui signifie que le processus aléatoire Γ est 1 fois dérivable en moyenne quadratique.
- **K52** : ν est égal à $5/2$, ce qui signifie que le processus aléatoire Γ est 2 fois dérivable en moyenne quadratique.
- **Kga** : ν est égal à $+\infty$, ce qui signifie que le processus aléatoire Γ est gaussien et infiniment dérivable.
- **Kge** : le paramètre de régularité ν de la covariance de Matérn n'est pas prédéfini et doit donc être estimé lors de la construction du modèle de krigeage.

Il est à noter que le choix préalable de ν permet de simplifier la forme de la covariance de Matérn et donc d'estimer plus vite les paramètres des méta-modèles.

Le Tableau 3-6 récapitule les performances des méthodes K32, K52, Kga et Kge sur un plan hypercube latin (HL) de 500 points pour les trois cas de production ($n^* = 500 + 16 = 516$). Le code de couleur défini à la partie 3.4.4.4 est utilisé pour faciliter la comparaison des méthodes pour un indicateur de performance et un cas de production donnés.

Les trois cas de production montrent que :

- K32 est la méthode de krigeage la plus rapide, suivie d'assez près par K52 et Kga. Kge est de loin la méthode la plus lente. Cet écart de temps s'explique en partie par l'expression complexe de la covariance de Matérn générale, alors qu'elle est simplifiée pour $\nu = 3/2, 5/2$ et $+\infty$.
- Les quatre méthodes de krigeage ont des performances similaires en matière de tensions et de courants. La faible influence du paramètre ν suggère que les tensions et les courants sont simples à

estimer dans cette étude, comme le montre d'ailleurs la régression polynomiale d'ordre 2 dans la partie 3.4.4.4.

- K32 commet les plus fortes erreurs de puissance apparente bilan et de pertes actives. Ces deux variables sont donc plus difficiles à modéliser que les tensions et les courants, comme le montrent d'ailleurs les écarts d'erreur entre les régressions polynomiales d'ordre 2 et 3 dans la partie 3.4.4.4.

Des résultats similaires sont obtenus avec des plans GR, MG et HL de différentes tailles. En résumé, **les méthodes K52 ($\nu = 5/2$) et Kga ($\nu = +\infty$) sont les méthodes de krigeage les plus efficaces** : elles obtiennent de bonnes estimations des variables de sortie du processus de load-flow en un temps de calcul acceptable. Les deux fonctions de covariance correspondent à des modèles de processus aléatoire relativement lisses. Pour des raisons numériques, **seule la méthode K52 a été retenue dans la suite de l'étude.**

		Cas 1				Cas 2				Cas 3			
		K32	K52	Kga	Kge	K32	K52	Kga	Kge	K32	K52	Kga	Kge
Facteur de rapidité G_T		4,2	3,5	3,2	0,4	3,8	3,0	2,1	0,4	4,3	3,5	3,6	0,5
Erreurs de tension [V]	$err_{moy}(U)$	0,2	0,2	0,2	0,2	4,3	4,3	4,3	4,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	$err_{Q95}(U)$	0,8	0,8	0,8	0,8	10,6	10,6	10,6	10,6	0,8	0,8	0,8	0,8
	$err_{max}(U)$	2,4	2,4	2,4	2,4	16,1	16,1	16,1	16,1	1,9	1,9	1,9	1,9
Erreurs de courant [A]	$err_{moy}(I)$	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
	$err_{Q95}(I)$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	$err_{max}(I)$	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5
Erreurs de puissance apparente [kVA]	$err_{moy}(S_0)$	65	3	6	11	107	3	7	6	94	4	6	4
	$err_{Q95}(S_0)$	195	11	16	23	477	11	19	17	272	12	15	10
	$err_{max}(S_0)$	475	26	33	49	640	41	39	30	669	37	38	20
Erreurs de pertes actives [kW]	$err_{moy}(P_{pertes})$	23	1	1	< 1	45	2	1	< 1	24	1	< 1	< 1
	$err_{Q95}(P_{pertes})$	73	3	1	1	129	8	1	1	66	3	1	1
	$err_{max}(P_{pertes})$	198	15	3	3	441	38	4	5	191	8	3	4

Tableau 3-6 Performances des méthodes K32, K52, Kga et Kge sur un plan hypercube latin HL de 500 points.

3.4.4.6 Le choix des plans d'expériences

Les performances des méthodes d'approximation peuvent dépendre plus au moins fortement du type de plan d'expériences sur lequel elles sont appliquées lors de la procédure d'approximation. Une étude est donc nécessaire pour déterminer le plan d'expériences le plus adapté à chaque méthode d'approximation parmi la grille régulière élaguée (GR), le plan moyen sur une grille (MG) et le plan hypercube latin maximin (HL).

3.4.4.6.1 L'interpolation constante par morceaux

La méthode CM a été appliquée aux trois types de plan d'expériences avec différentes tailles :

- des grilles régulières GR de 3, 5 et 10 niveaux, notés GR3, GR5 et GR10 ;
- des plans moyens MG basés sur des grilles de 3, 5 et 10 niveaux, notés MG3, MG5 et MG10 ;
- des plans hypercubes latins maximin HL de 200, 500, 1000 et 2000 points, notés HL200, HL500, HL1000 et HL2000.

Pour éviter des calculs exacts de load-flow inutiles lors de l'étape 1 de la procédure d'approximation, les plans d'expériences GR et HL ont été élagués de sorte à ne garder que les points de X^* plus proches voisins d'au moins un point de X ($p = 1$, Tableau 3-7).

	Nombre d'observations avant élagage	Nombre d'observations après élagage	Gain en temps sur les calculs exacts de load-flow
GR3	81	73	1,1
GR5	625	344	1,8
GR10	10000	3205	3,1
HL200	216	182	1,2
HL500	516	377	1,4
HL1000	1016	654	1,6
HL2000	2016	1154	1,7

Tableau 3-7 Comparaison des plans d'expériences avant et après élagage de type « plus proche voisin ».

La Figure 3-17 illustre les quantiles 95 % des erreurs de la méthode CM sur les trois types de plan d'expériences.

Pour une meilleure lisibilité des résultats, les axes des abscisses et des ordonnées de la Figure 3-17 sont en échelle logarithmique. La graduation 1 ($= 10^0$) sur l'axe des abscisses désigne le temps de calcul lorsque des calculs exacts de load-flow sont faits sur des séries temporelles au pas 10 minutes (technique de référence). Plus une technique d'approximation est précise et rapide, plus elle est proche du coin inférieur gauche des figures. Cette convention graphique sera réutilisée par la suite.

D'après la Figure 3-17, la méthode CM obtient des performances assez similaires sur les trois types de plan d'expériences. Les plans MG donnent des résultats légèrement plus précis que les plans HL et GR. Les mêmes remarques peuvent être faites sur les erreurs moyennes et les erreurs maximales des variables de sortie. Dans la suite de l'étude, nous retiendrons donc **des plans MG pour la méthode CM**.

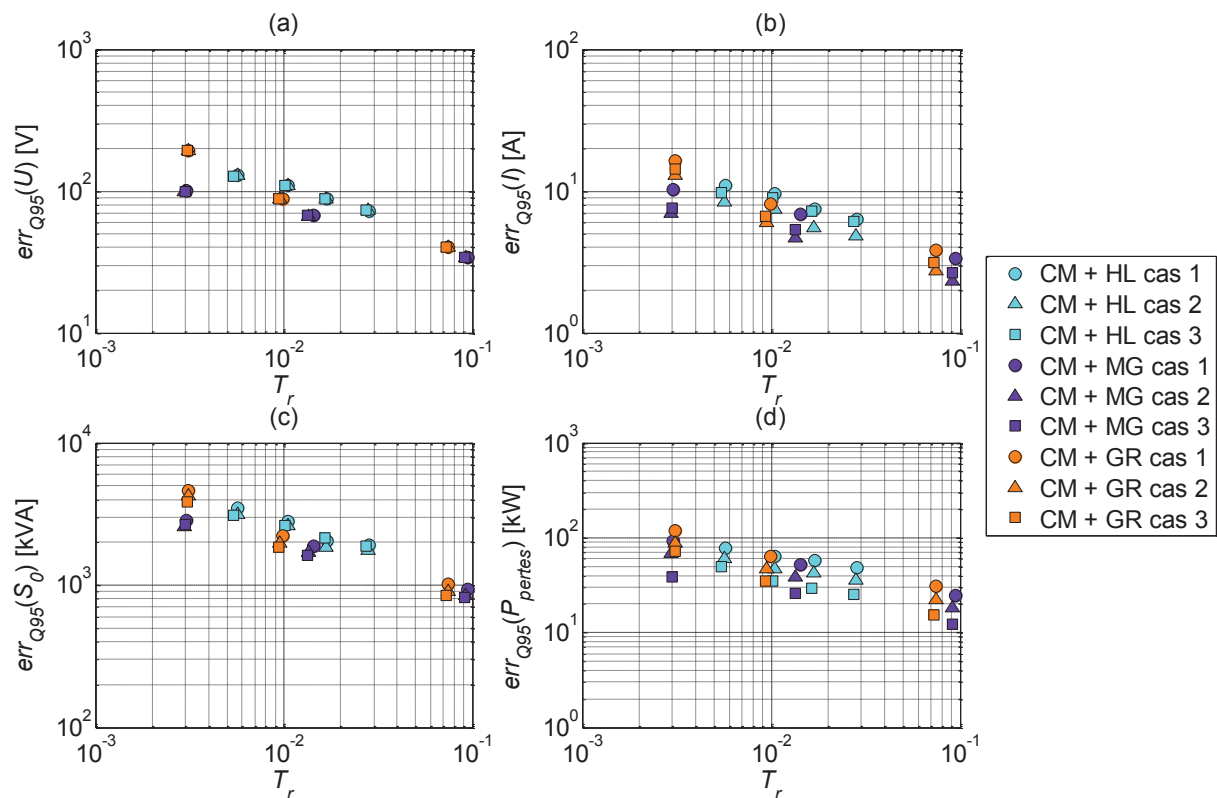


Figure 3-17 Temps relatif (T_r) et quantiles 95 % des erreurs de tension (a), courant (b), puissance apparente bilan (c) et pertes actives (d) de la méthode interpolation constante par morceaux (CM) sur trois types de plan d'expériences : plans hypercubes latins (HL), plans moyens sur une grille régulière (MG) et grilles régulières élaguées (GR).

3.4.4.6.2 La régression polynomiale

La méthode RP a été appliquée aux trois types de plan d'expériences avec différentes tailles :

- des grilles régulières GR5 et GR10 ;
- des plans moyens MG5 et MG10 ;
- des plans hypercubes latins maximin HL200, HL500, HL1000 et HL2000.

Les plans GR ont été élagués de sorte à ne garder que les points de X^* faisant partie des 16 ($= 2^4$) plus proches voisins de chaque élément de X ($p = 16$, Tableau 3-8).

	Nombre d'observations avant élagage	Nombre d'observations après élagage	Gain en temps sur les calculs exacts de load-flow
GR5	625	586	1,1
GR10	10000	6342	1,6

Tableau 3-8 Comparaison des plans d'expériences avant et après élagage de type « 16 plus proches voisins ».

La Figure 3-18 illustre les quantiles 95 % des erreurs de la méthode RP sur les trois types de plan d'expériences. Les performances de RP sont assez similaires sur les trois types de plan d'expériences. Les mêmes remarques peuvent être faites sur les erreurs moyennes et les erreurs maximales des variables de sortie. Comme la méthode RP est plus rapide sur des plans de petite taille avec une perte minimale de précision, **nous retiendrons les plans HL pour la méthode RP** dans la suite de l'étude.

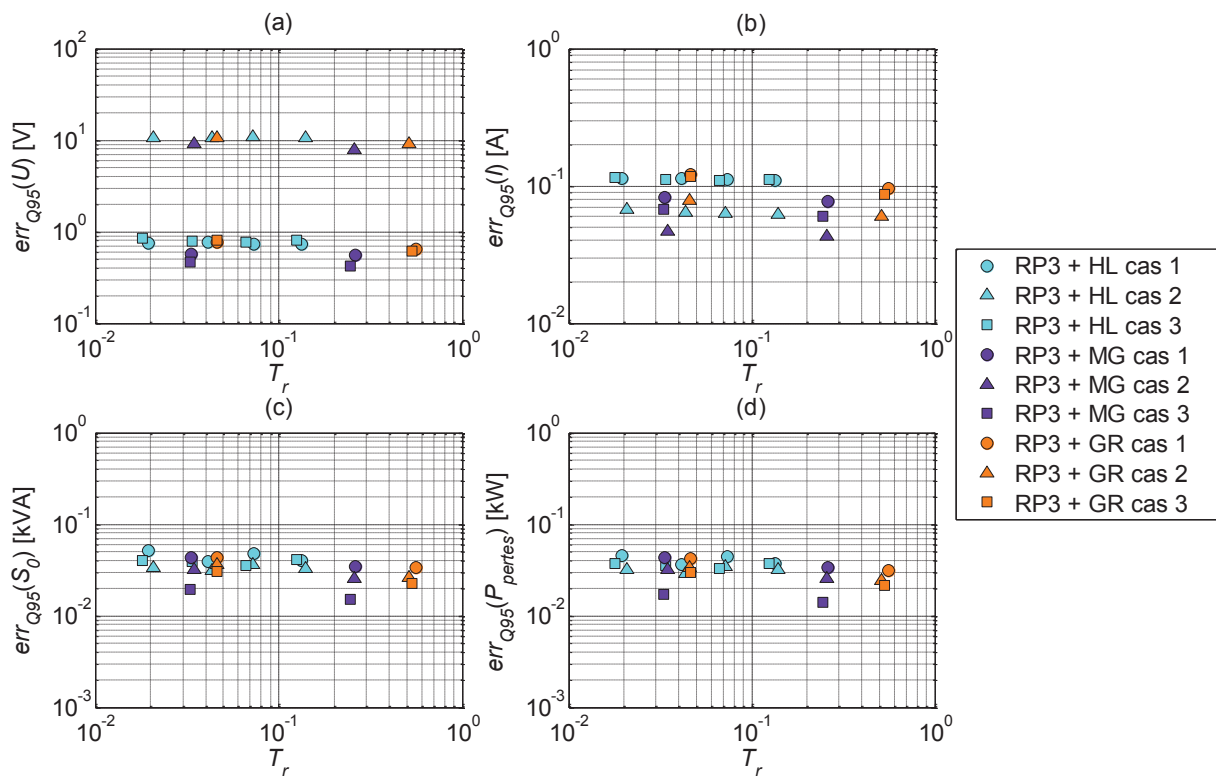


Figure 3-18 Temps relatif (T_r) et quantiles 95 % des erreurs de tension (a), courant (b), puissance apparente bilan (c) et pertes actives (d) de la méthode régression polynomiale d'ordre 3 (RP3) sur trois types de plan d'expériences : plans hypercubes latins (HL), plans moyens sur une grille régulière (MG) et grilles régulières élaguées (GR).

3.4.4.6.3 Le krigeage ordinaire

La méthode K montre en général de très bonnes performances en précision et rapidité sur des plans d'expériences de petite taille. Le krigeage est en revanche très lent pour des plans d'expériences de grande taille. D'après la Figure 3-19, la relation entre le temps de calcul et la taille n^* d'un plan HL

peut être approché par un modèle polynomial d'ordre 3. C'est pourquoi **seuls les plans d'expériences HL de petite taille sont envisagés avec le krigeage**.

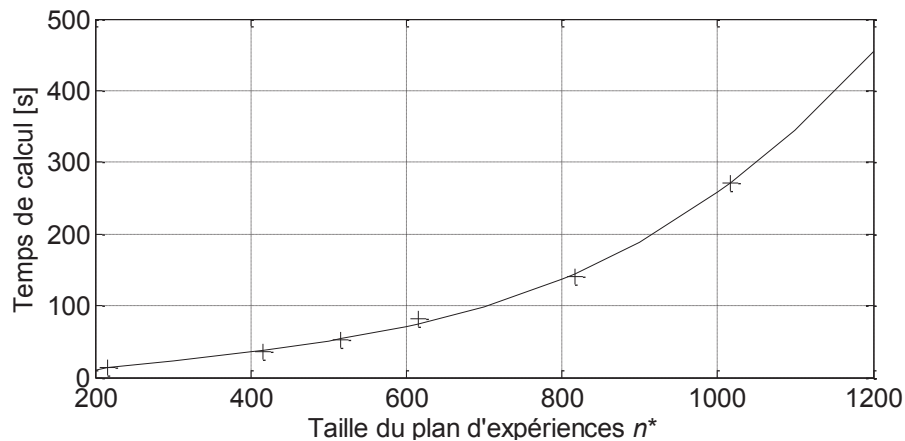


Figure 3-19 Temps de calcul du krigeage K52 en fonction de la taille du plan d'expériences HL.

3.4.4.7 Comparaison des meilleures techniques d'approximation

Les meilleures techniques d'approximation identifiées lors du traitement des questions 1-6 (parties 3.4.4.1-3.4.4.6) sont finalement comparées :

- **CM + MG** : l'interpolation constante par morceaux « plus proche voisin » sur des plans moyens basés sur des grilles régulières.
- **RP3 + HL** : la régression polynomiale d'ordre 3 sur des plans hypercubes latins maximin, en appliquant une approche d'approximation indirecte des courants I et de la puissance apparente S_0 et une ACP séparée des tensions U , des puissances actives P_b et des puissances réactives Q_b .
- **K52 + HL** : le krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn de régularité $\nu = 5/2$ sur des plans hypercubes latins maximin, en appliquant une approche d'approximation indirecte des courants I et de la puissance apparente S_0 et une ACP séparée des tensions U , des puissances actives P_b et des puissances réactives Q_b .

La Figure 3-20 montre les quantiles 95% des erreurs des trois techniques d'approximation appliquées sur des plans d'expériences de différentes tailles : des plans MG de $k = 3, 5, 10$ et 15 niveaux pour la méthode CM et des plans HL de $n^* = 200, 500, 1000$ et 2000 points pour les méthodes RP3 et K52.

Pour une meilleure lisibilité des résultats, les axes des abscisses et des ordonnées de la Figure 3-20 sont en échelle logarithmique. La graduation $T_r = 1$ ($= 10^0$) sur l'axe des abscisses désigne le temps de calcul de la technique de référence. Seules les techniques d'approximation plus rapides que la technique de référence ($T_r < 1$) sont représentées. Les lignes noires indiquent les valeurs maximales tolérées pour les indicateurs de performance : $T_r < 1/10$, $err_{Q95}(U) < 20$ V, $err_{Q95}(I) < 5$ A, $err_{Q95}(S_0) < 200$ kVA et $err_{Q95}(P_{pertes}) < 5$ kW. Les techniques les plus efficaces sont donc situées dans le rectangle délimité par les lignes noires. **Plus une technique d'approximation est précise et rapide, plus elle est proche du coin inférieur gauche des figures.**

La Figure 3-20 met en évidence plusieurs points :

- L'ordre de mérite des techniques d'approximation ne dépend pas du cas de production.
- A temps de calcul équivalent, la technique {CM + MG} génère les erreurs d'approximation les plus élevées. En particulier, elle commet de fortes erreurs de puissance apparente bilan : le quantile 95 % d'erreur est supérieur à 490 kVA, contre moins de 20 VA pour les techniques {RP3 + HL} et {K52 + HL} (Figure 3-20.c). D'autre part, aucune combinaison {CM + MG} ne respecte toutes les valeurs maximales tolérées des indicateurs de performance. **La technique {CM + MG} peut donc être écartée.**

- Les techniques {RP3 + HL} et {K52 + HL} sont de loin les meilleures techniques d'approximation dans notre étude. Elles sont efficaces en matière de temps de calcul et de précision des résultats lorsqu'elles sont appliquées à des plans d'expériences de petite taille (voir points A, B, C et D sur la Figure 3-20).

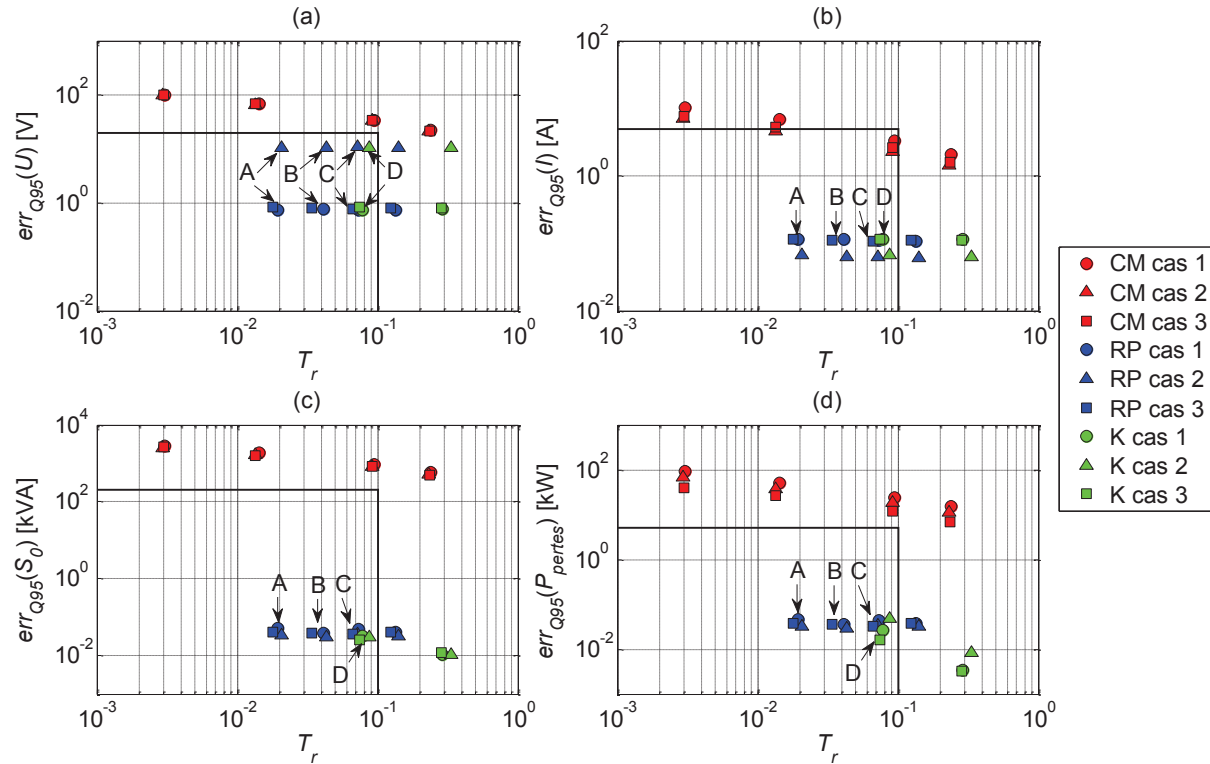


Figure 3-20 Comparaison des méthodes d'interpolation constante par morceaux (CM), de régression polynomiale d'ordre 3 (RP) et de krigeage ordinaire avec covariance de Matérn de régularité 5/2 (K) sur les trois cas : temps relatif T_r et quantile 95 % des erreurs de tension (a), courant (b), puissance apparente bilan (c) et pertes actives (d).

Le Tableau 3-9 montre les résultats des techniques {RP3 + HL} et {K52 + HL} sur des plans HL de 200 points (points A et D sur la Figure 3-20) pour les trois cas de production. Les résultats de comparaison sont similaires pour les trois cas :

- La régression polynomiale est plus rapide que le krigeage.
- Les deux techniques donnent des résultats similaires en tension et en courant.
- Le krigeage est légèrement plus précis que la régression polynomiale pour l'estimation des pertes actives et de la puissance apparente bilan.

		Cas 1		Cas 2		Cas 3	
		RP3 + HL200	K52 + HL200	RP3 + HL200	K52 + HL200	RP3 + HL200	K52 + HL200
Facteur de rapidité G_T		51,3	12,9	48,1	11,5	55,6	13,5
Erreurs de tension [V]	$err_{moy}(U)$	0,2	0,2	4,3	4,3	0,3	0,3
	$err_{Q95}(U)$	0,7	0,7	10,6	10,6	0,8	0,8
	$err_{max}(U)$	2,3	2,3	16,6	16,6	1,9	1,9
Erreurs de courant [A]	$err_{moy}(I)$	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
	$err_{Q95}(I)$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	$err_{max}(I)$	0,6	0,6	0,8	0,8	0,5	0,5
Erreurs de puissance apparente [VA]	$err_{moy}(S_0)$	19	8	14	9	16	7
	$err_{Q95}(S_0)$	52	32	34	31	40	25
	$err_{max}(S_0)$	113	44	110	44	90	74
Erreurs de pertes actives [W]	$err_{moy}(P_{pertes})$	19	6	14	13	15	4
	$err_{Q95}(P_{pertes})$	46	27	32	48	37	16
	$err_{max}(P_{pertes})$	91	35	93	84	72	37

Figure 3-21 Comparaison des performances de deux techniques d'approximation sur les trois cas : la régression polynomiale d'ordre 3 (RP3) et le krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn de régularité 5/2 (K52) sur un plan hypercube latin de 200 points (HL200).

3.4.4.8 Bilan des résultats

L'étude de cas a permis d'identifier deux techniques d'approximation non-intrusives particulièrement efficaces pour estimer les profils temporels des variables de sortie du processus de load-flow sur une année au pas de 10 minutes :

- **{RP3 + HL}** : la régression polynomiale d'ordre 3 sur un plan hypercube latin maximin de taille modérée, de 200 à 500 points, en appliquant une approche d'approximation indirecte des courants et de la puissance apparente et une ACP séparée des tensions, des puissances actives et des puissances réactives.
- **{K52 + HL}** : le krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn de régularité $\nu = 5/2$ sur un plan hypercube latin maximin de petite taille, d'au plus 200 points, en appliquant une approche d'approximation indirecte des courants et de la puissance apparente et une ACP séparée des tensions, des puissances actives et des puissances réactives.

Le Tableau 3-9 récapitule les performances globales de ces deux techniques d'approximation sur les trois cas lorsque des plans hypercubes latins maximin de 200 points sont utilisés :

- Le temps de calcul est réduit de $G_T = 11$ à 48 fois par rapport aux calculs exacts de load-flow sur des séries temporelles de 10 minutes. Autrement dit, les profils annuels au pas 10 minutes des variables de sortie U , I , S_0 et P_{pertes} sont estimés en une dizaine de secondes au lieu de trois minutes⁹ pour un réseau radial de 390 nœuds.
- Les erreurs d'approximation des variables de sortie sont toutes très faibles comparées aux ordres de grandeur des valeurs sur un réseau HTA réel.

⁹ Temps de calcul sur un ordinateur portable Dell équipé d'un processeur One Intel Core i7-3740QM (2,70GHz, 6MB cache, Quad Core) ; unité centrale utilisée à 12 % lors des simulations sous MATLAB.

	G_T	$err(U)$	$err(I)$	$err(S_0)$	$err(P_{pertes})$
RP3 + HL200	> 48	< 17 V	< 1 A	< 120 VA	< 100 W
K52 + HL200	> 11	< 17 V	< 1 A	< 80 VA	< 40 W

Tableau 3-9 Performances globales des meilleures techniques d'approximation sur les trois cas.

Le choix entre les deux techniques d'approximation dépend d'un arbitrage fin entre le temps de calcul et la précision des résultats. Dans notre étude de cas, il ressort que **la technique {RP3 + HL200} est la plus adaptée en l'absence de leviers novateurs d'intégration d'ENR** car elle est quatre fois plus rapide que le krigeage et légèrement moins précise en matière de pertes actives et de puissance apparente bilan. **Malgré son temps de calcul plus long, la technique {K52 + HL200} pourrait s'avérer plus efficace en présence de leviers novateurs** en raison de la structure très flexible de ses méta-modèles. La mise en œuvre de stratégies de planification incluant des leviers novateurs risquent de rendre les tensions et les courants plus difficiles à estimer autour de leurs limites admissibles (voir chapitre 5). C'est pourquoi **les techniques d'approximation {RP3 + HL200} et {K52 + HL200} seront toutes les deux considérées lors de l'estimation des profils temporels des variables de sortie du processus de load-flow.**

3.5 Procédure automatique d'approximation de l'état électrique du réseau moyenne tension pour des scénarios pluriannuels

La partie 3.4 a mis en évidence les techniques d'approximation les plus efficaces pour estimer l'état électrique du réseau HTA sur une année donnée au pas 10 minutes. Une procédure d'approximation automatique doit à présent être définie pour estimer l'évolution pluriannuelle de l'état électrique du réseau HTA avec précision, quel que soit le scénario pluriannuel d'insertion d'ENR considéré.

3.5.1 Description de la procédure d'approximation proposée

3.5.1.1 Définition des règles d'utilisation des techniques d'approximation

La procédure d'approximation doit si possible combiner les avantages complémentaires des meilleures techniques d'approximation identifiées dans la partie 3.4 : la rapidité de la régression polynomiale et la structure flexible des modèles de krigeage.

Pour obtenir un bon compromis entre rapidité et précision, nous avons choisi de respecter les règles suivantes :

- construire et utiliser un unique plan d'expériences pour toutes les études de stratégie de planification ;
- considérer d'abord la régression polynomiale pour estimer l'état électrique du réseau HTA ;
- envisager le krigeage seulement si les estimations obtenues avec la régression polynomiale ne sont pas suffisamment précises ;
- préférer les calculs exacts de load-flow à une longue série potentiellement infructueuse d'essais d'approximation constitués de différentes tailles de plan d'expériences et/ou différents paramétrages des méthodes d'approximation.

3.5.1.2 Validation préalable des méta-modèles

3.5.1.2.1 Construction d'un échantillon test

Quelle que soit la technique d'approximation appliquée, il est essentiel de valider la précision des méta-modèles avant de les utiliser pour estimer l'état électrique du réseau sur une année. Pour ce faire, des calculs exacts de load-flow doivent être lancés, non seulement sur un plan d'expériences dédié à l'estimation des paramètres des méta-modèles, mais aussi sur un échantillon test dédié au calcul des

erreurs d'approximation des méta-modèles. Une méthode efficace pour construire un échantillon test de k points est de sélectionner séquentiellement plusieurs points parmi X de sorte à compléter le plan d'expériences par critère « minimax » (Tableau 3-10). Cette méthode sera utilisée pour construire un échantillon test de même taille que le plan d'expériences.

- 1) Initialiser les ensembles de points suivants :
 - X_0 , l'ensemble des points candidats de l'échantillon test : $X_0 = X$;
 - X_t , l'échantillon test : $X_t = \emptyset$;
 - X_u , l'union du plan d'expériences et de l'échantillon test : $X_u = X \cup X_t = X$.
- 2) Identifier le point de X_0 , x_{opt} , qui est le plus éloigné de X_u selon la mesure de distance d :

$$x_{opt} = \operatorname{argmax}_{x_0 \in X_0} (d_{\min}(x_0)) \quad \text{avec} \quad d_{\min}(x_0) = \min_{x_u \in X_u} (d(x_0, x_u)). \quad (3.33)$$
- 3) Ajouter x_{opt} à X_t et X_u : $X_t = X_t \cup \{x_{opt}\}$ et $X_u = X_u \cup \{x_{opt}\}$.
Supprimer x_{opt} de X_0 : $X_0 = X_0 \setminus \{x_{opt}\}$.
- 4) Répéter k fois les étapes 2 et 3 pour obtenir un échantillon test X_t de k points.

Tableau 3-10 Procédure de construction d'un échantillon test de k points par critère « minimax ».

3.5.1.2.2 Définition des indicateurs de validation

Quatre indicateurs de validation ont été retenus pour apprécier la précision des méta-modèles sur l'échantillon test :

- err_U , l'erreur absolue maximale sur les tensions [V] ;
- err_I , l'erreur absolue maximale sur les courants supérieurs à 5 A [A] ;
- err_{S0} , l'erreur absolue maximale sur les puissances apparentes bilans supérieures à 1 MVA [VA] ;
- $err_{Ppertes}$, l'erreur relative sur la somme des pertes actives de tous les points de l'échantillon test [%].

Les courants et les puissances apparentes bilans de faible valeur ne sont pas considérés dans err_I et err_{S0} car ces grandeurs électriques doivent avant tout être précises pour des valeurs proches des capacités maximales des ouvrages du réseau. L'erreur des pertes actives $err_{Ppertes}$ est calculée sur la somme des points de l'échantillon test car la précision doit être satisfaisante sur les montants annuels d'énergie perdue.

Les valeurs par défaut des indicateurs de validation ont été choisies de sorte que les erreurs d'approximation restent relativement faibles par rapport aux limites et plages admissibles des grandeurs électriques :

- $err_U < 150$ V, soit une erreur de tension inférieure à 1 % de la tension nominale et à 7,5 % de la plage de tension admissible en HTA ;
- $err_I < 5$ A, soit une erreur de courant inférieure à 1-5 % des courants nominaux des branches HTA ;
- $err_{S0} < 200$ kVA, soit une erreur de puissance apparente inférieure à 0,3-1 % des puissances apparentes nominales des transformateurs HTB/HTA ;
- $err_{Ppertes} < 1$ %, soit une erreur du montant annuel d'énergie perdue limitée à quelques pourcents.

3.5.1.3 Procédure finale d'approximation de l'état électrique annuel du réseau HTA

L'état électrique du réseau sur une année est finalement estimé à l'aide d'une procédure d'estimation autorisant deux essais d'approximation du processus de load-flow pour atteindre la précision souhaitée :

- La première technique d'approximation testée est la régression polynomiale d'ordre 3 appliquée à un plan hypercube latin maximin de 200 points ($n^* = 200 + 16 = 216$).
- En cas de fortes erreurs d'approximation sur un échantillon test minimax de 200 points, la deuxième technique d'approximation testée est le krigeage avec covariance de Matérn de régularité 5/2 appliqué au même plan d'expériences.
- Si de fortes erreurs d'approximation sont de nouveau détectées sur l'échantillon test, des calculs exacts de load-flow sont lancés sur les séries temporelles de 10 minutes.

La procédure d'approximation complète est détaillée dans le Tableau 3-11. En cas de succès des essais d'approximation, au plus 632 (= 2.216 + 200) calculs exacts de load-flow sont nécessaires pour estimer de l'état électrique annuel du réseau HTA, au lieu de $n = 52560$ calculs exacts de load-flow.

Procédure à inclure dans le simulateur d'état du réseau HTA (bloc B1 de la Figure 2-15).

- 1) Faire des calculs exacts de load-flow sur un nombre limité de points de fonctionnement.**
Calculer U , I , S_0 et P_{pertes} sur un plan hypercube latin maximin de 200 points et sur un échantillon test minimax de 200 points à partir du processus exact de load-flow.
- 2) Estimer l'état électrique du réseau HTA par régression polynomiale.**
 - a) Construire les méta-modèles permettant d'estimer U , I , S_0 et P_{pertes} en appliquant la régression polynomiale d'ordre 3 sur les résultats de load-flow du plan hypercube latin.
 - b) Estimer U , I , S_0 et P_{pertes} sur l'échantillon test à l'aide des méta-modèles.
 - c) Calculer les indicateurs de validation à partir des estimations de U , I , S_0 et P_{pertes} sur l'échantillon test : err_U , err_I , err_{S_0} , et $err_{P_{pertes}}$.
 - d) Vérifier si les conditions de validation sont satisfaites : $err_U < 150$ V, $err_I < 5$ A, $err_{S_0} < 200$ kVA et $err_{P_{pertes}} < 1$ % (valeurs par défaut).
 - e) Si les conditions de validation sont satisfaites, calculer les profils annuels au pas 10 minutes des variables U , I , P_{pertes} et S_0 à l'aide des méta-modèles.
- 3) Si les méta-modèles construits par régression polynomiale ne sont pas assez précis, estimer l'état électrique du réseau HTA par krigeage.**
Répéter l'étape 2 en remplaçant la régression polynomiale d'ordre 3 par du krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn de régularité 5/2.
- 4) Si les méta-modèles construits par krigeage ne sont pas assez précis, calculer l'état électrique du réseau HTA à l'aide du processus exact de load-flow.**
Calculer les profils annuels au pas 10 minutes des variables U , I , P_{pertes} et S_0 en exécutant des calculs exacts de load-flow sur les profils au pas 10 minutes des variables d'entrée.

Tableau 3-11 Procédure d'approximation de l'état électrique du réseau HTA sur une année au pas 10 minutes.

3.5.2 Illustration des performances de la procédure d'approximation proposée sur des scénarios pluriannuels

3.5.2.1 L'étude de cas

La procédure d'approximation du Tableau 3-11, notée PA, est testée sur un réseau HTA de 390 nœuds (partie 2.2). La stratégie de planification actuelle (partie 2.5) est appliquée sur 10 scénarios aléatoires d'insertion d'ENR de 20 MW sur 10 ans.

A titre indicatif, la procédure d'approximation PA est comparée à l'application du processus exact de load-flow sur des séries temporelles moyennées sur un pas de 60 minutes, notée ST60.

3.5.2.2 Les indicateurs de performance

La rapidité et la précision des procédures PA et ST60 sont évaluées à travers cinq grandeurs :

- T : le temps de calcul pour simuler la stratégie de planification actuelle sur un scénario de 10 ans ;
- τ_U : le pourcentage de pas de temps ayant des tensions supérieures à 1,03 pu sur une année ;
- τ_I : le pourcentage de pas de temps ayant des courants supérieurs à 70 % des courants nominaux des branches sur une année ;
- τ_{S0} : le pourcentage de pas de temps ayant une puissance apparente bilan supérieure à 70 % de la puissance apparente nominale du transformateur HTB/HTA sur une année ;
- E_{pertes} : le montant annuel des pertes actives sur le réseau HTA.

Cinq indicateurs de performance ont été élaborés à partir de ces grandeurs :

- G_T : le facteur de rapidité obtenu par la procédure considérée, par rapport au temps de référence T_0 :

$$G_T = T_0/T, \quad (3.34)$$

- $err(y)$ pour $y \in \{\tau_U, \tau_I, \tau_{S0}\}$: l'erreur absolue entre la valeur y de la procédure considérée et la valeur de référence y_0 :

$$err(y) = |y - y_0|, \quad (3.35)$$

- $err(E_{pertes})$: l'erreur relative entre le montant annuel des pertes E_{pertes} de la procédure considérée et le montant annuel des pertes de référence $E_{pertes,0}$:

$$err(E_{pertes}) = |E_{pertes} - E_{pertes,0}| / E_{pertes,0}, \quad (3.36)$$

où les résultats de référence, T_0 , y_0 et $E_{pertes,0}$, sont les résultats issus des calculs exacts de load-flow sur les séries temporelles au pas 10 minutes.

3.5.2.3 Analyse des résultats

La Figure 3-22 montre les erreurs relatives de PA en fonction de celles de ST60 pour les grandeurs annuelles τ_U (Figure 3-22.a), τ_I (Figure 3-22.b), τ_{S0} (Figure 3-22.c) et E_{pertes} (Figure 3-22.d). Cette figure met clairement en évidence que PA est toujours plus précise que ST60 à l'exception d'un cas (voir point noir au-dessus de la ligne rouge sur la Figure 3-22.a). D'autre part, PA obtient très souvent des erreurs d'approximation proches de zéro. Les résultats de PA sont donc très proches de ceux obtenus avec des calculs exacts de load-flow sur les séries temporelles de 10 minutes.

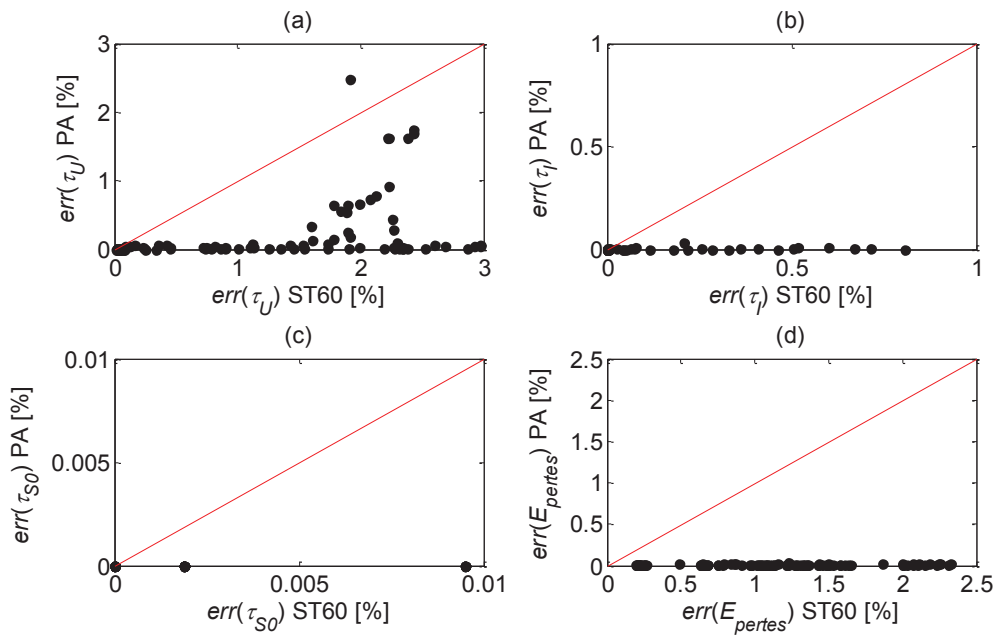


Figure 3-22 Comparaison des erreurs du sous-échantillonnage temporel moyenné sur 60 minutes (ST60) et de la procédure d'approximation proposée (PA) : erreur absolue de pourcentage de pas de temps τ_U (a), τ_l (b), τ_{SO} (c) et erreur relative du montant des pertes E_{pertes} (d) par rapport aux séries temporelles de 10 minutes.

D'après la Figure 3-23, PA offre un plus grand facteur de rapidité que ST60 par rapport aux calculs exacts de load-flow sur les séries temporelles de 10 minutes. ST60 est par construction au plus 6 fois plus rapide que la technique de référence ($6 = \max(G_T)$) alors que PA est au moins 31 fois plus rapide que la technique de référence ($31 = \min(G_T)$).

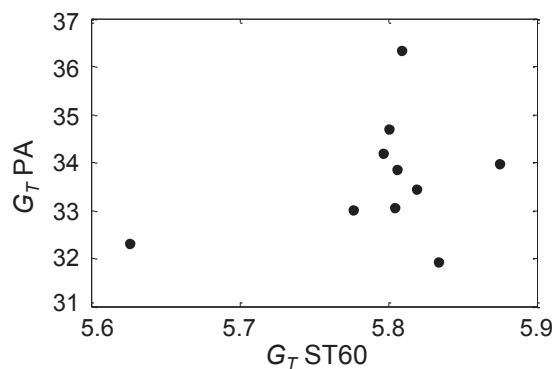


Figure 3-23 Comparaison des facteurs de rapidité entre le sous-échantillonnage temporel moyenné sur 60 minutes (ST60) et la procédure d'approximation proposée (PA) par rapport aux séries temporelles de 10 minutes.

En conclusion, l'analyse des résultats confirme que **la procédure d'approximation proposée (Tableau 3-11) est une méthode adaptée à la simulation de l'état électrique du réseau sur plusieurs années. Dans le cadre de nos travaux, cette méthode est à la fois plus précise et plus rapide que des calculs exacts de load-flow sur des séries temporelles sous-échantillonnées moyennées.** La procédure d'approximation du Tableau 3-11 a donc été implantée dans le simulateur d'état de réseau (bloc B1 de la Figure 2-15).

3.5.3 Discussion des limites de la procédure d'approximation proposée

La partie 3.5.2 a mis en évidence l'intérêt d'utiliser des techniques d'approximation non-intrusives dans le cadre de nos travaux.

L'objet de cette partie est de réfléchir aux limites de la procédure d'approximation proposée (Tableau 3-11) dans un contexte plus général, où un nombre élevé de calculs de load-flow est également requis.

Quatre éléments décisifs ont retenu notre attention :

- le nombre de calculs de load-flow à approcher ;
- le nombre de variables en entrée du processus de load-flow ;
- la dépendance temporelle des variables en sortie du processus de load-flow ;
- la prise en compte des leviers novateurs d'intégration d'ENR.

3.5.3.1 Le nombre de calculs de load-flow à approcher

La procédure d'approximation du Tableau 3-11 s'est avérée efficace dans le cas où $n = 52560$ calculs de load-flow sont requis sur un réseau radial de 390 nœuds (parties 3.4 et 3.5.2).

D'après la Figure 3-24.a, la procédure d'approximation est plus rapide que des calculs exacts de load-flow si plus de $n = 3000$ calculs sont nécessaires sur le même réseau (voir l'intersection entre la courbe rouge et la ligne noire sur la Figure 3-24.a). Son seuil de rentabilité peut descendre à $n = 1200$ calculs lorsque la régression polynomiale suffit à approcher les calculs de load-flow (voir l'intersection entre la courbe bleue et la ligne noire sur la Figure 3-24.a).

D'après la Figure 3-24.b, plus le nombre de calculs de load-flow n est élevé, plus le facteur de rapidité de la procédure d'approximation est élevé par rapport à des calculs exacts de load-flow. La procédure d'approximation est extrêmement rapide lorsque la régression polynomiale suffit à approcher les calculs de load-flow (voir l'écart entre les points bleus et rouges sur la Figure 3-24.b).

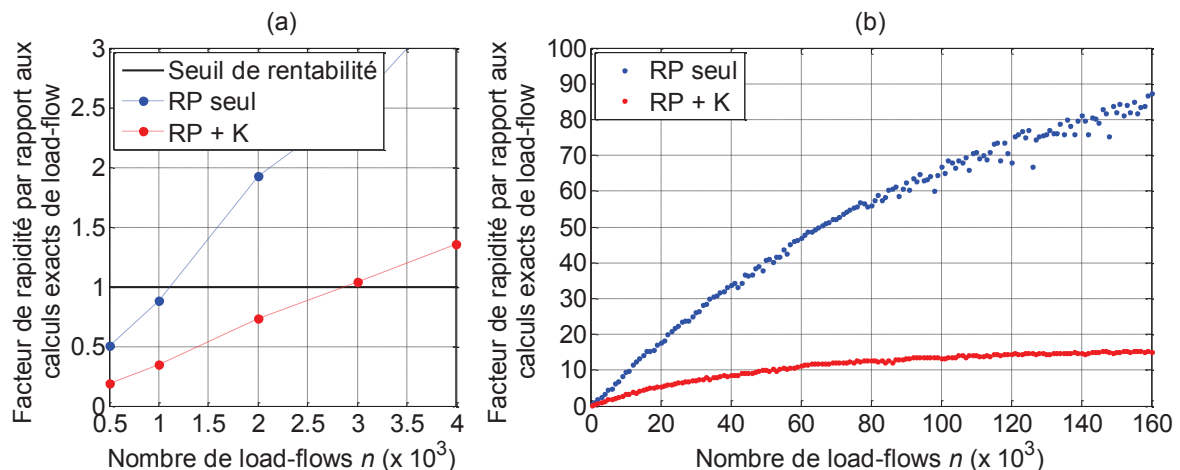


Figure 3-24 Facteur de rapidité de la procédure d'approximation en fonction du nombre de calculs de load-flow à approcher pour le réseau d'étude : (a) entre 500 et 4000 load-flows, (b) entre 500 et 200000 load-flows.

Il est à noter que, si une méthode de simplification des équations de load-flow (partie 3.2.2.2) avait été privilégiée, le facteur de rapidité par rapport aux calculs exacts de load-flow aurait été indépendant de n . Or, à notre connaissance, ces méthodes sont principalement utilisées pour leur rapidité. En perspective, il serait intéressant de comparer les méthodes classiques de simplification (partie 3.2.2.2) avec la procédure d'approximation du Tableau 3-11 pour savoir si cette dernière peut devenir compétitive à la fois en précision et en rapidité lorsqu'un nombre élevé de calculs de load-flow est requis.

3.5.3.2 Le nombre de variables en entrée des calculs de load-flow

Dans notre étude, le processus de load-flow a seulement $m = 4$ variables d'entrée (P_{conso} , P_{eol} , P_{pv} et ΔU_{jdb} , partie 3.3.1) grâce à des hypothèses de répartition de puissance sur le réseau HTA (partie 3.4.1). De ce fait, la procédure d'approximation du Tableau 3-11 s'en retrouve facilitée.

Considérer un nombre élevé de variables d'entrée ($m > 10$) peut remettre en cause l'efficacité de la procédure d'approximation. Cela peut notamment affecter :

- la taille du plan d'expériences, et donc le nombre de calculs exacts de load-flow, requis pour obtenir une bonne approximation des variables de sortie ;
- le nombre de composantes principales retenues par l'ACP pour représenter un pourcentage donné de la variance expliquée par la variable vectorielle à estimer ;
- le temps de calcul lié au paramétrage des méta-modèles par la méthode d'approximation.

En cas de fortes erreurs d'approximation, une autre option serait de simplifier les équations de load-flow (partie 3.2.2.2). La rapidité et la précision des méthodes de simplification ne dépendent a priori pas du nombre de variables d'entrée.

3.5.3.3 La dépendance temporelle des variables en sortie de load-flow

Le processus de load-flow est actuellement « sans mémoire » : les variables de sortie à un instant donné ne dépendent que des variables d'entrée au même instant. Cette caractéristique facilite la construction d'un modèle approché de load-flow.

A terme, il peut s'avérer intéressant d'estimer des variables de sortie ayant une dépendance temporelle. C'est le cas par exemple si un système de stockage d'énergie est installé sur le réseau et que son état de charge est optimisé sur une fenêtre temporelle couvrant k pas de temps. Les consignes de puissance du système de stockage à un pas de temps t dépendent alors non seulement de la situation du réseau au même pas t mais aussi de la situation du réseau aux pas suivants $t + 1, \dots, t + k$.

Seules des dépendances temporelles relativement simples peuvent être prises en compte dans la procédure d'approximation. Les options les plus simples à mettre en œuvre sont les suivantes :

- Option 1 : faire un post-traitement des calculs approchés de load-flow lorsque l'année peut être séparée en des plages temporelles indépendantes.
- Option 2 : introduire de nouvelles variables en entrée du processus de load-flow, permettant de reconstruire la dépendance temporelle des variables de sortie.

Par exemple, dans le cas d'un système de stockage, ces options pourraient être déclinées comme suit :

- Option 1 : distinguer le fonctionnement du système de stockage entre le jour et la nuit :
 - o estimer les consignes de puissance du système de stockage sur les périodes de jour à partir de la situation du réseau au même instant et sans tenir compte de son état de charge ;
 - o post-traiter les variables de sortie sur les périodes de nuit pour obtenir un état de charge donné du système de stockage au dernier pas de temps des périodes de nuit.
- Option 2 : ajouter l'état de charge prévisionnel du système de stockage à l'instant $t + k$ en entrée du processus de load-flow :
 - o modéliser la relation liant les consignes de puissance à l'état de charge prévisionnel dans le processus de load-flow, avant de construire un modèle approché du processus de load-flow ;
 - o fixer une valeur arbitraire de l'état de charge sur les k premiers pas de temps de l'année suivante ;
 - o exécuter les calculs approchés de load-flow dans l'ordre inverse des pas de temps, de façon à renseigner la valeur de l'état de charge au pas $t + k$ en entrée du calcul approché au pas t .

La procédure d'approximation du Tableau 3-11 ne peut a priori pas être appliquée lorsque les variables de sortie ont des dépendances temporelles complexes, par exemple lorsque les valeurs de sortie dépendent de différents instants systématiquement ou encore de certains instants appartenant au passé et d'autres au futur.

3.5.3.4 La prise en compte des leviers novateurs d'intégration d'ENR

La mise en œuvre de stratégies de planification incluant des leviers novateurs peut impacter les profils temporels des variables de sortie du processus de load-flow. Par exemple, si l'effacement de production est envisagé pour résoudre des surtensions sur le réseau HTA, les tensions seront systématiquement écrêtés par leur limite haute admissible (ou une valeur inférieure) à chaque fois que les producteurs HTA seront effacés. L'impact des leviers novateurs sur les grandeurs électriques doit donc être pris en compte dans la procédure d'estimation de l'état électrique du réseau HTA.

D'autre part, certains leviers novateurs d'intégration d'ENR engendrent des coûts opérationnels annuels liés à certaines grandeurs physiques (chapitre 1). Par exemple, l'effacement de production engendre une perte de revenu annuel pour les producteurs, qui est liée au montant annuel d'énergie active effacée pour résoudre les contraintes détectées sur le réseau en exploitation. Pour estimer au mieux le bilan économique des stratégies de planification, il est essentiel d'estimer précisément les grandeurs physiques caractérisant les coûts opérationnels des leviers novateurs, comme l'énergie active effacée pour l'effacement de production. En présence de leviers novateurs, la procédure d'approximation de l'état électrique du réseau HTA doit être étendue à l'estimation de nouvelles grandeurs électriques.

Nous verrons dans le chapitre 5 comment les impacts et les grandeurs physiques des leviers novateurs peuvent être traités dans le simulateur d'état du réseau.

3.6 Conclusion

Une méthode adaptée à l'estimation pluriannuelle de l'état électrique du réseau HTA a été proposée dans le chapitre 3. Cette méthode consiste à : 1) construire un modèle approché du processus de load-flow à partir d'un faible nombre de calculs exacts de load-flow et de techniques d'approximation non-intrusives, 2) valider le modèle construit sur un échantillon test, et 3) utiliser ce modèle approché en remplacement du modèle exact pour estimer l'état électrique du réseau HTA sur une année au pas 10 minutes. La méthode utilise les deux techniques d'approximation non-intrusives qui ont été identifiées comme étant les plus efficaces lors d'une étude comparative de plusieurs techniques appliquées à l'estimation de l'état électrique d'un réseau HTA sur 1 an au pas 10 minutes. Ces deux techniques sont la régression polynomiale d'ordre 3 et le krigeage ordinaire avec une covariance de Matérn de régularité $\nu = 5/2$, tous deux associés à un plan hypercube latin maximin de petite taille, en considérant une approche d'approximation indirecte des courants et de la puissance apparente et une ACP séparée des tensions, des puissances actives et des puissances réactives.

La méthode proposée a l'avantage de commettre une très faible erreur d'approximation et être bien plus rapide que des calculs exacts de load-flow sur des séries temporelles au pas 10 minutes. Par ailleurs, cette méthode obtient de meilleures performances en temps et en précision que la méthode communément utilisée dans les études de planification, i.e., les calculs exacts de load-flow sur des séries temporelles au pas 30 minutes et 1 heure.

Une fois implantée dans l'outil de simulation, la méthode proposée permet de traiter jusqu'à 30 fois plus de scénarios d'insertion d'ENR en un même laps de temps que des calculs exacts de load-flow au pas 10 minutes. A l'issue des chapitres 2 et 3, nous disposons donc d'un outil de simulation capable d'estimer en un temps correct les impacts d'une stratégie de planification traditionnelle sur un réseau de distribution en réponse à des scénarios pluriannuels d'insertion d'ENR. Le potentiel de cet outil sera illustré dans le chapitre 4 à travers plusieurs études de cas illustratives sur le modèle de la stratégie actuelle de planification des GRD français.

Chapitre 4

Application à l'étude paramétrique de la stratégie de planification actuelle

4.1 Introduction

Un outil de simulation a été développé dans les chapitres 2 et 3 pour faciliter la recherche de stratégies de planification efficaces en présence d'ENR intermittentes. Cet outil sert à étudier les impacts d'une stratégie de planification traditionnelle sur un réseau de distribution en réponse à des scénarios pluriannuels d'arrivée d'ENR.

Le chapitre 4 a pour objectif de donner un aperçu du potentiel de l'outil de simulation à travers plusieurs cas illustratifs. L'outil est appliqué ici au cas de référence (partie 2.2) pour étudier les impacts technico-économiques de deux paramètres de la stratégie de planification actuelle des GRD français (partie 2.5) : 1) la tangente phi minimale admissible des producteurs HTA, et 2) la révision des consignes fixes de tangente phi des producteurs HTA existants. Pour une meilleure compréhension des phénomènes observés, les résultats des études seront d'abord détaillés sur quelques scénarios particuliers puis montrés de façon agrégée sur un jeu de 200 scénarios d'insertion d'ENR. Des indicateurs statistiques seront introduits pour évaluer les impacts globaux des paramètres étudiés sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau et sur les coûts engendrés par la stratégie de planification.

Il est important de noter que les résultats sont propres aux études de cas définies au sein du présent mémoire et ne peuvent pas être généralisés à un périmètre plus large.

4.2 Influence de la tangente phi minimale admissible des producteurs HTA

4.2.1 Présentation de la problématique

Le but de cette étude de cas est d'analyser l'impact de la tangente phi minimale admissible pour les producteurs HTA sur le dimensionnement et l'exploitation d'un réseau de distribution et sur les coûts de la stratégie actuelle de planification. Plus précisément, nous allons étudier les conséquences des règles R2 et R3 de la stratégie de planification actuelle (Tableau 4-1) lorsque les variables $\tan(\varphi)_{\min}$ et $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ présentées dans la partie 2.5.2.2 sont identiques et peuvent prendre différentes valeurs sur $[-0,6 ; 0]$.

R2 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors abaisser la consigne fixe de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ du nouveau producteur HTA tant qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur le départ HTA et que $\tan(\varphi)_{ref}$ est supérieure égale à $\tan(\varphi)_{\min}$.

R3 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors abaisser la consigne fixe de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA existants sur le même départ tant qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur le départ HTA et que $\tan(\varphi)_{ref}$ est supérieure égale à $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$.

Tableau 4-1 Règles de planification étudiées.

Pour ce faire, nous allons étudier une première stratégie appelée **stratégie A** (Figure 4-1) dont le modèle est celui de la stratégie de planification actuelle (partie 2.5.3.2) et dont les paramètres d'entrée θ sont :

- $\tan(\varphi)_{\min}$ et $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$, deux variables de valeur égale : $\tan(\varphi)_{\min} = \tan(\varphi)_{\min,GRD}$;
- $U_{jdb,\min} = 1,02$ pu, la valeur en usage dans la planification actuelle [ERD15-3] ;
- $CMA_{\max} = +\infty$, ce qui signifie que le traitement des CMA n'est pas considéré dans nos études.

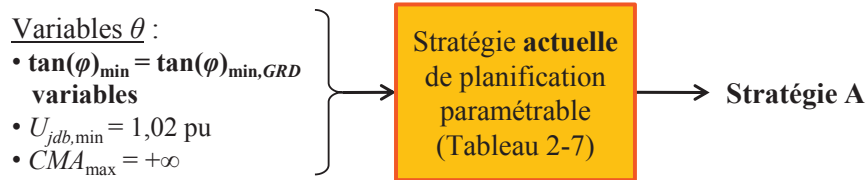


Figure 4-1 Stratégie de planification A.

Notre démarche d'étude est la suivante :

- Quelques précisions sont d'abord données sur les conséquences possibles d'un changement de la tangente phi minimale des producteurs HTA $\tan(\varphi)_{\min} = \tan(\varphi)_{\min,GRD}$ dans le modèle de la stratégie de planification actuelle (partie 4.2.2).
- Comme illustré sur la Figure 4-2, les performances de la stratégie A sont ensuite analysées sur un réseau de distribution à partir de 200 scénarios d'arrivée d'ENR de 20 MW sur 10 ans (partie 2.2) et pour différentes valeurs de tangente phi minimale des producteurs HTA :

$$\tan(\varphi)_{\min} \in \{-0,6 ; -0,5 ; -0,4 ; -0,3 ; -0,25 ; -0,2 ; -0,1 ; 0\} \text{ et } \tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min},$$

sachant que les variables $\tan(\varphi)_{\min}$ et $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ sont fixées à $-0,25$ dans la planification actuelle en France (partie 2.6.2). A l'aide de cette recherche exploratoire, l'influence de $\tan(\varphi)_{\min}$ est étudiée sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau d'étude (partie 4.2.3) et sur les coûts de la stratégie de planification (partie 4.2.4).

- Pour conclure, les résultats sont étendus pour des puissances installées totales d'ENR de 10 MW, 30 MW et 40 MW à l'année 10, ce qui correspond à des taux finaux de pénétration d'ENR¹ d'environ 75 %, 225 % et 300 % (partie 4.2.5).

Par abus de langage, les impacts de $\tan(\varphi)_{\min}$ et $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ sont assimilés dans cette étude de cas aux impacts de $\tan(\varphi)_{\min}$, le fait que $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ est égale à $\tan(\varphi)_{\min}$ étant sous-entendu.

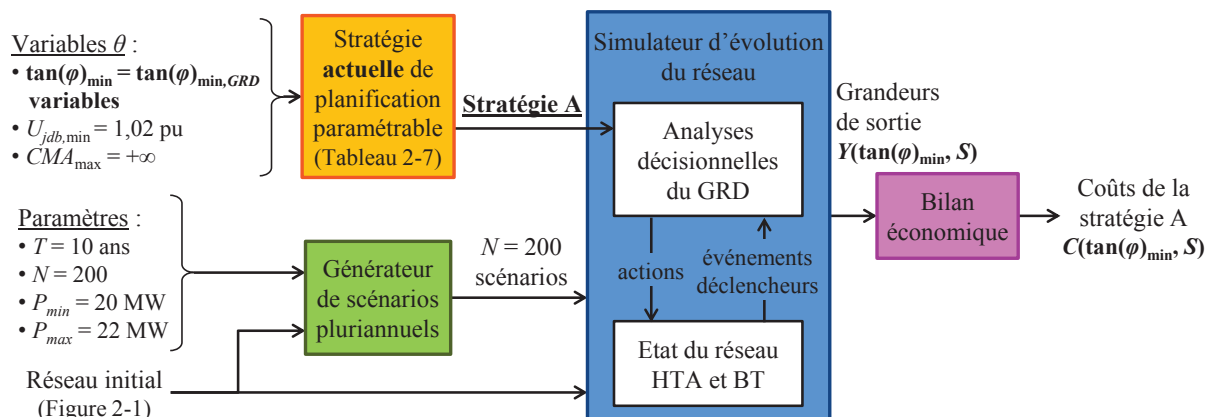


Figure 4-2 Application de l'outil à la stratégie de planification A.

¹ Le taux final de pénétration d'ENR est ici défini comme le ratio entre la puissance de production totale installée à l'année 10 $P_{p,tot}$ et la puissance de consommation totale souscrite à l'année 10 $S_{c,tot}$. Pour le cas de référence, nous avons : $S_{c,tot} = 13,4$ MVA.

4.2.2 Quelques précisions sur le modèle de la stratégie de planification actuelle

Quelques précisions sont données ici sur les conséquences possibles d'un changement de tangente phi minimale des producteurs HTA $\tan(\varphi)_{\min}$ (= $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$) dans le modèle de la stratégie de planification actuelle.

4.2.2.1 Impact sur les développements de réseau HTA

Dans la planification actuelle, les capacités de puissance réactive des producteurs HTA sont exploitées pour résoudre les contraintes de tension haute sur les départs mixtes HTA. Tous les producteurs HTA ont un réglage de puissance réactive à tangente phi fixe. La consigne de tangente phi des producteurs HTA, notée $\tan(\varphi)_{ref}$, est déterminée lors des études de raccordement (voir règles R2 et R3 de la phase 4, partie 2.5.3.2).

Lors de l'étude de raccordement d'un producteur HTA en départ direct (phase 4.b, partie 2.5.3.2), la consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ du nouveau producteur est systématiquement fixée à zéro : $\tan(\varphi)_{ref} = 0$. **La variable $\tan(\varphi)_{\min}$ n'intervient donc pas dans le dimensionnement du raccordement en départ direct.**

Lors de l'étude de raccordement d'un producteur HTA en départ mixte (phase 4.a, partie 2.5.3.2), le GRD vérifie que le nouveau producteur ne crée pas de contrainte de tension haute et de courant sur le départ mixte lorsque la production est maximale et la consommation est minimale (Annexe 4). Si aucune surtension n'est détectée, la consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ du nouveau producteur est fixée à zéro² : $\tan(\varphi)_{ref} = 0$. En revanche, s'il existe un risque de surtension, jusqu'à quatre leviers sont mis en œuvre successivement (partie 2.5.3.2) :

- 1) l'abaissement de la consigne fixe $\tan(\varphi)_{ref}$ du nouveau producteur HTA (règle R2) ;
- 2) l'abaissement de la consigne fixe $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA raccordés au même départ mixte (règle R3) ;
- 3) l'abaissement de la consigne fixe de tension $U_{jdb,ref}$ du transformateur HTB/HTA en amont du départ (règle R4) ;
- 4) le renforcement du départ HTA (règle R1).

Les variables $\tan(\varphi)_{\min}$ et $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ apparaissent dans la définition des limites des règles R2 et R3 : la consigne fixe $\tan(\varphi)_{ref}$ ne peut pas être abaissée en dessous de $\tan(\varphi)_{\min} = \tan(\varphi)_{\min,GRD}$ (Tableau 4-1). De ce fait, **$\tan(\varphi)_{\min}$ intervient dans le dimensionnement du raccordement en départ mixte.** Abaisser $\tan(\varphi)_{\min}$ (respectivement augmenter $\tan(\varphi)_{\min}$) revient à exploiter davantage (respectivement exploiter moins) les capacités de puissance réactive des producteurs HTA pour résoudre les surtensions, et donc utiliser moins souvent (respectivement plus souvent) l'abaissement de la consigne $U_{jdb,ref}$ et le renforcement de réseau pour raccorder un nouveau producteur en départ mixte. **La variable décisionnelle $\tan(\varphi)_{\min}$ a donc potentiellement une influence sur les investissements à réaliser sur le réseau HTA pour raccorder un scénario donné d'arrivée de producteurs.**

4.2.2.2 Impact sur les pertes actives en réseau HTA

Par définition, la consigne fixe de tangente phi des producteurs HTA détermine la puissance réactive absorbée par les producteurs en fonction de leur puissance active injectée. De ce fait, $\tan(\varphi)_{\min}$ intervient aussi dans le montant des pertes actives en réseau HTA : changer la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ peut modifier la puissance réactive absorbée par les producteurs et causer ainsi une variation de l'amplitude des courants, et donc des pertes actives, dans les liaisons HTA. **La variable $\tan(\varphi)_{\min}$ a donc une influence sur les coûts des pertes actives en réseau HTA.**

² En réalité, en l'absence de contrainte, la consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ est fixée de sorte à minimiser les pertes sur le départ.

4.2.2.3 Impact sur le dimensionnement de la chaîne de conversion de puissance des producteurs HTA

Comme mentionné dans la partie 4.2.2.1, les producteurs HTA raccordés en départ direct sont supposés avoir une consigne de tangente phi nulle : $\tan(\varphi)_{ref} = 0$. Leur PCS est supposé dimensionné au plus juste, ce qui signifie qu'aucun surcoût du PCS n'est nécessaire : $I_{PCS}^{PH} = 0$ et $C_{PCS}^{PH} = 0$.

En revanche, les producteurs HTA raccordés en départ mixte doivent satisfaire la règle R3 : ils doivent être capables d'abaisser leur consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ jusqu'à $\tan(\varphi)_{min,GRD} = \tan(\varphi)_{min}$. Par conséquent, ces producteurs doivent surdimensionner leur PCS pour fournir une tangente phi minimale égale à : $\tan(\varphi)_{PCS} = \min(\tan(\varphi)_{ref}, \tan(\varphi)_{min,GRD}) = \tan(\varphi)_{min}$ d'après l'Equation 2.16 (voir détails dans la partie 2.7.1.2).

La variable $\tan(\varphi)_{min}$ a donc une influence sur les surcoûts du PCS des producteurs HTA en départ mixte : $I_{PCS}^{PH} = i_{PCS} P_n (\sqrt{1 + \tan(\varphi)_{min}^2} - 1)$ et $C_{PCS}^{PH} = c_{PCS} P_n (\sqrt{1 + \tan(\varphi)_{min}^2} - 1)$ d'après les Equations 2.13-2.15.

4.2.3 Influence sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau

Cette partie présente l'influence de la tangente phi minimale $\tan(\varphi)_{min}$ (= $\tan(\varphi)_{min,GRD}$) sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau lorsque la stratégie A est appliquée sur un réseau de distribution pour 200 scénarios d'arrivée d'ENR de 20 MW sur 10 ans (partie 2.2).

Pour faciliter l'interprétation des résultats, rappelons que :

- les variables $\tan(\varphi)_{min}$ et $\tan(\varphi)_{min,GRD}$ valent $-0,25$ dans la planification actuelle en France (partie 2.6.2) ;
- le levier « abaissement de la consigne fixe $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA » (règles R2 et R3) n'est pas utilisé si les variables $\tan(\varphi)_{min}$ et $\tan(\varphi)_{min,GRD}$ sont nulles.

4.2.3.1 Impacts sur les montants d'énergie transitée et perdue

La Figure 4-3 détaille l'influence de $\tan(\varphi)_{min}$ sur le montant total d'énergie transitée et perdue sur le réseau étudié :

- La valeur de $\tan(\varphi)_{min}$ n'a ici quasiment pas d'impact sur le montant d'énergie active soutirée au réseau de transport (Figure 4-3.a).
- Diminuer la valeur de $\tan(\varphi)_{min}$ entraîne ici l'augmentation de l'énergie réactive soutirée au réseau de transport (Figure 4-3.b). Ceci est la conséquence de l'augmentation de la puissance réactive absorbée par les producteurs HTA sur un réseau initialement consommateur d'énergie réactive.
- Le montant final des pertes actives dépend de la valeur de $\tan(\varphi)_{min}$. Pour cette étude de cas, les pertes sont minimales quand $\tan(\varphi)_{min}$ vaut $-0,2$ et augmentent quand $\tan(\varphi)_{min}$ diminue en-dessous de $-0,2$ (Figure 4-3.c).

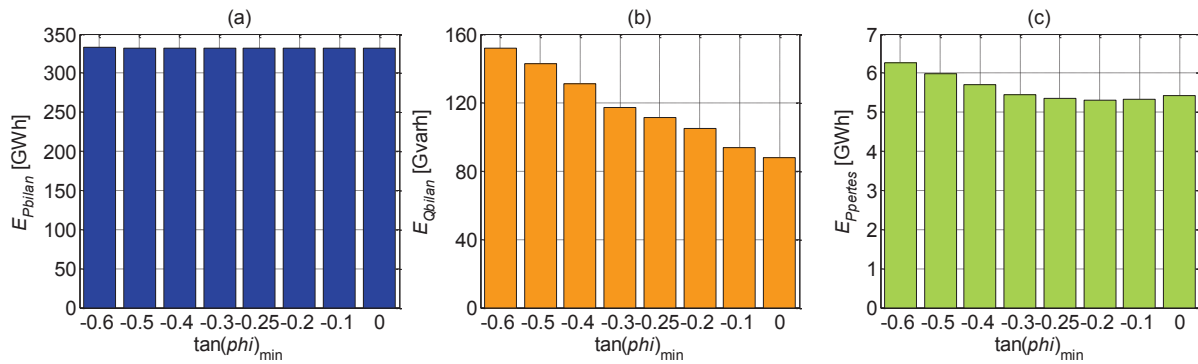


Figure 4-3 Montants moyens d'énergie transitée/perdue du réseau d'étude sur 200 scénarios : (a) énergie active soustraite au réseau de transport, (b) énergie réactive soustraite au réseau de transport, (c) pertes actives sur le réseau HTA.

4.2.3.2 Impacts sur l'architecture du réseau

Comme montré sur la Figure 4-4, la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ impacte aussi les évolutions architecturales du réseau d'étude. D'après la Figure 4-4.a, la diminution de $\tan(\varphi)_{\min}$ entraîne en moyenne pour le cas étudié une diminution de la longueur totale des liaisons HTA à renforcer/ajouter (somme des barres rouges et bleues sur la Figure 4-4.a) ainsi qu'une diminution des développements de réseau (barres rouges sur la Figure 4-4.a) et une augmentation des renforcements de réseau (barres bleues sur la Figure 4-4.a). Ces observations résultent de l'impact de la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ sur la configuration finale de raccordement des producteurs HTA : comme montré sur la Figure 4-5, plus $\tan(\varphi)_{\min}$ est faible, plus le nombre de producteurs HTA raccordés en départ mixte augmente et, inversement, le nombre de producteurs HTA raccordés en départ direct diminue.

Ce phénomène est notamment observable sur le scénario 1 lorsque le GRD doit raccorder le producteur P3 (Figure 4-6) :

- Avec une valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ de 0, le producteur P3 ne peut pas être raccordé en départ mixte car aucune configuration de raccordement techniquement faisable n'a été trouvée (Figure 4-6.c). Un nouveau départ direct est donc créé pour raccorder le producteur P3 au réseau (Figure 4-6.a).
- Avec une valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ de $-0,6$, le producteur P3 peut être raccordé en départ mixte moyennant la révision de la consigne de tangente phi du producteur P1 (de 0 à $-0,45$) et des travaux de renforcement (Figure 4-6.b). Le producteur P3 est raccordé en départ mixte car le renforcement du départ mixte est moins coûteux que la création d'un départ direct (Figure 4-6.c).

En résumé, une valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ proche de 0 va favoriser le raccordement des producteurs en départ direct, et donc l'ajout de nouvelles liaisons HTA sur le réseau d'étude, tandis qu'une valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ négative va favoriser le raccordement des producteurs en départ mixte, et donc le renforcement des liaisons HTA existantes.

D'après la Figure 4-4.b, la diminution de $\tan(\varphi)_{\min}$ peut nécessiter la mutation du transformateur HTB/HTA du réseau d'étude. En effet, la diminution de $\tan(\varphi)_{\min}$ fait en moyenne augmenter la puissance réactive soustraite au réseau de transport (Figure 4-3.b) et donc la puissance apparente transmise au transformateur HTB/HTA. Ce résultat est spécifique au réseau considéré qui est consommateur de puissance réactive à l'état initial. Une diminution de $\tan(\varphi)_{\min}$ peut également réduire la puissance apparente transmise au transformateur HTB/HTA pour un réseau initialement générateur de puissance réactive. Ce dernier cas peut se présenter lorsque le réseau contient beaucoup de câbles souterrains.

D'après la Figure 4-4.c, la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ n'a quasiment pas d'impact sur le nombre moyen de transformateurs HTA/BT à muter sur les 200 scénarios considérés.

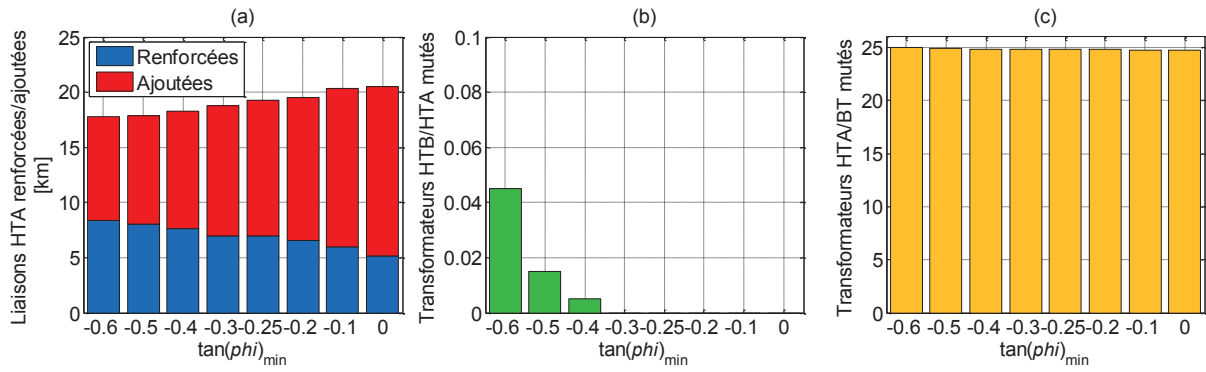


Figure 4-4 Evolutions moyennes du réseau sur 200 scénarios : (a) longueur moyenne de liaisons HTA renforcées/ajoutées, (b) nombre moyen de transformateurs HTB/HTA mutés, (c) nombre moyen de transformateurs HTA/BT mutés.

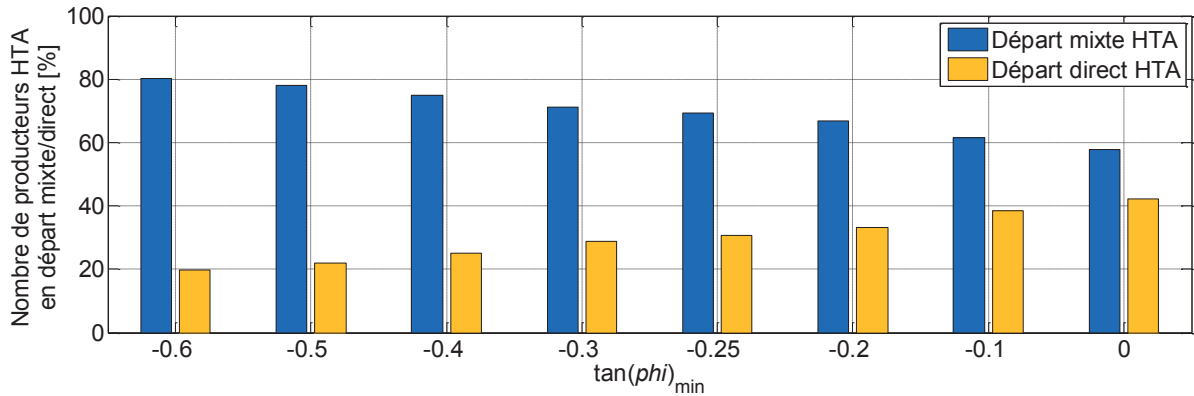


Figure 4-5 Proportion de producteurs HTA raccordés en départ mixte et en départ direct sur 200 scénarios.

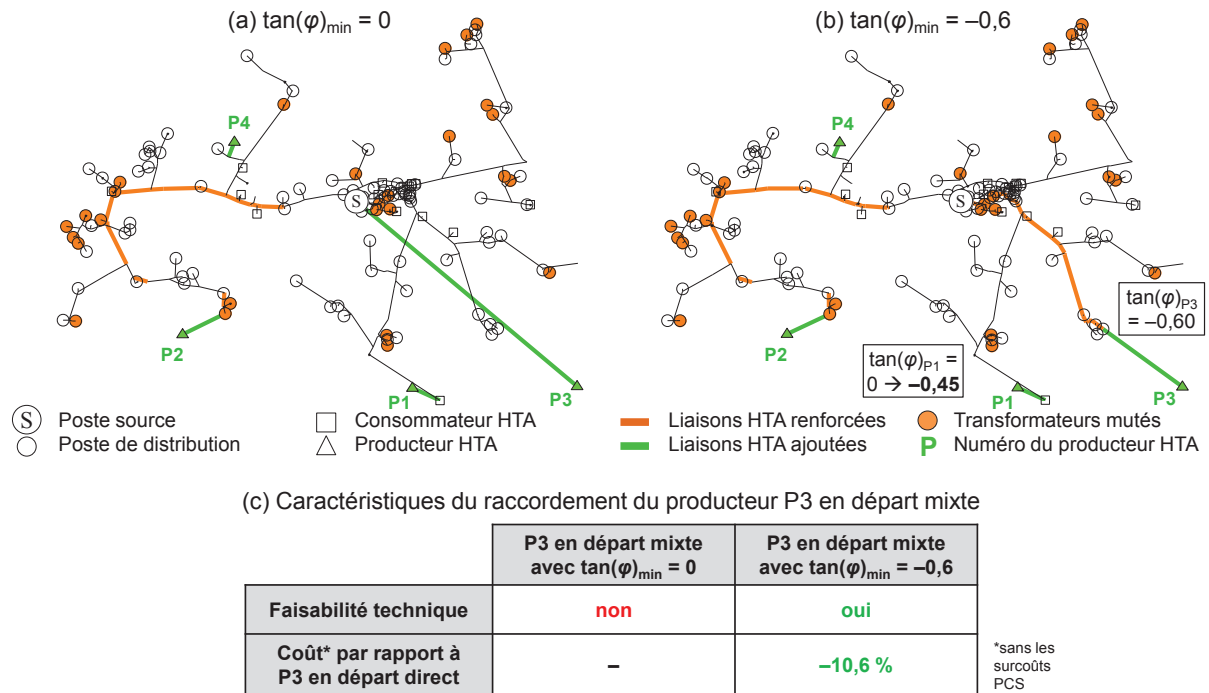


Figure 4-6 Architecture finale du réseau d'étude sur le scénario 1 pour $\tan(\phi)_{\min} = 0$ (a) et $\tan(\phi)_{\min} = -0,6$ (b) et comparaison des configurations de raccordement du producteur P3 (c) en départ mixte.

4.2.3.3 Impacts sur les marges d'exploitation

La Figure 4-7 nous permet d'apprécier les marges moyennes d'exploitation du réseau d'étude renforcé, sans les extensions de réseau, par le biais de quatre indicateurs :

- les courants maximaux dans les liaisons HTA, en pourcentage des capacités thermiques des liaisons HTA à l'année 10 ;
- les puissances apparentes maximales aux transformateurs HTB/HTA et HTA/BT, en pourcentage des puissances apparentes nominales des transformateurs à l'année 10 ;
- les tensions maximales aux nœuds HTA, en pu base $U_n = 20$ kV ;
- les tensions minimales aux nœuds HTA, en pu base $U_n = 20$ kV.

Ces indicateurs ont été calculés à l'aide de deux calculs de load-flow sur chacun des 200 scénarios :

- un premier load-flow sur le réseau final en considérant une consommation maximale, une production nulle et une tension au jeu de barres HTA plus basse de 0,01 pu que la consigne de tension du transformateur régleur HTB/HTA (pour tenir compte de la précision de réglage de cet automate) ;
- un second load-flow sur le réseau final en considérant une consommation minimale supposée égale à 20 % de la consommation maximale, une production maximale et une tension au jeu de barres HTA plus haute de 0,01 pu que la consigne de tension du transformateur régleur HTB/HTA.

D'après la Figure 4-7, la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ a un faible impact sur les marges moyennes d'exploitation du réseau d'étude. Les impacts les plus visibles sont entourés par un ovale gris pointillé :

- Abaisser $\tan(\varphi)_{\min}$ entraîne des marges de courant légèrement plus faibles sur le réseau étudié : les courants maximaux sont plus élevés sur la Figure 4-7.a que sur la Figure 4-7.b. Ce résultat s'explique par l'augmentation moyenne du transit de puissance réactive (Figure 4-3.b) et des pertes actives (Figure 4-3.c) sur le réseau d'étude suite au raccordement d'un plus grand nombre de producteurs HTA en départ mixte (Figure 4-5) lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ diminue.
- La valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ n'a pas d'impact sur les marges de puissance apparente des transformateurs du réseau d'étude : la Figure 4-7.c et la Figure 4-7.d sont similaires.
- Abaisser $\tan(\varphi)_{\min}$ entraîne des marges de tension légèrement plus faibles à la hausse sur le réseau étudié : les tensions maximales sont plus élevées sur la Figure 4-7.e que sur la Figure 4-7.f. Ce résultat s'explique par la probabilité plus élevée de raccorder des producteurs HTA en départ mixte (Figure 4-5) et donc de saturer la capacité d'accueil des départs mixtes lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ diminue.
- Abaisser $\tan(\varphi)_{\min}$ entraîne des marges de tension légèrement plus élevées à la baisse sur le réseau étudié : les tensions minimales sont plus élevées sur la Figure 4-7.g que sur la Figure 4-7.h. Ce résultat s'explique par la probabilité plus élevée de renforcer les liaisons HTA (Figure 4-4.a) et donc d'installer des conducteurs moins impédants lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ diminue.

Il est intéressant de noter que, quelle que soit la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$, les marges moyennes de courant sont très élevées (courants maximaux inférieurs à 40 % pour la majorité des liaisons HTA) alors que les marges de tension à la hausse sont plutôt faibles (tensions maximales supérieures à 1,035 pu pour la majorité des nœuds HTA) sur le réseau d'étude. Nous en déduisons que les liaisons HTA sont en moyenne davantage renforcées pour résoudre des contraintes de tension haute que des contraintes de courant sur le réseau étudié. Ce résultat est assez courant dans les réseaux situés en zone rurale, alimentant une faible charge et couvrant un grand périmètre – ce qui est le cas du réseau d'étude. Les marges de courant du réseau étudié pourraient sans doute être réduites si des leviers alternatifs au renforcement étaient mis en œuvre pour résoudre les contraintes de tension haute et ainsi reporter des travaux de renforcement.

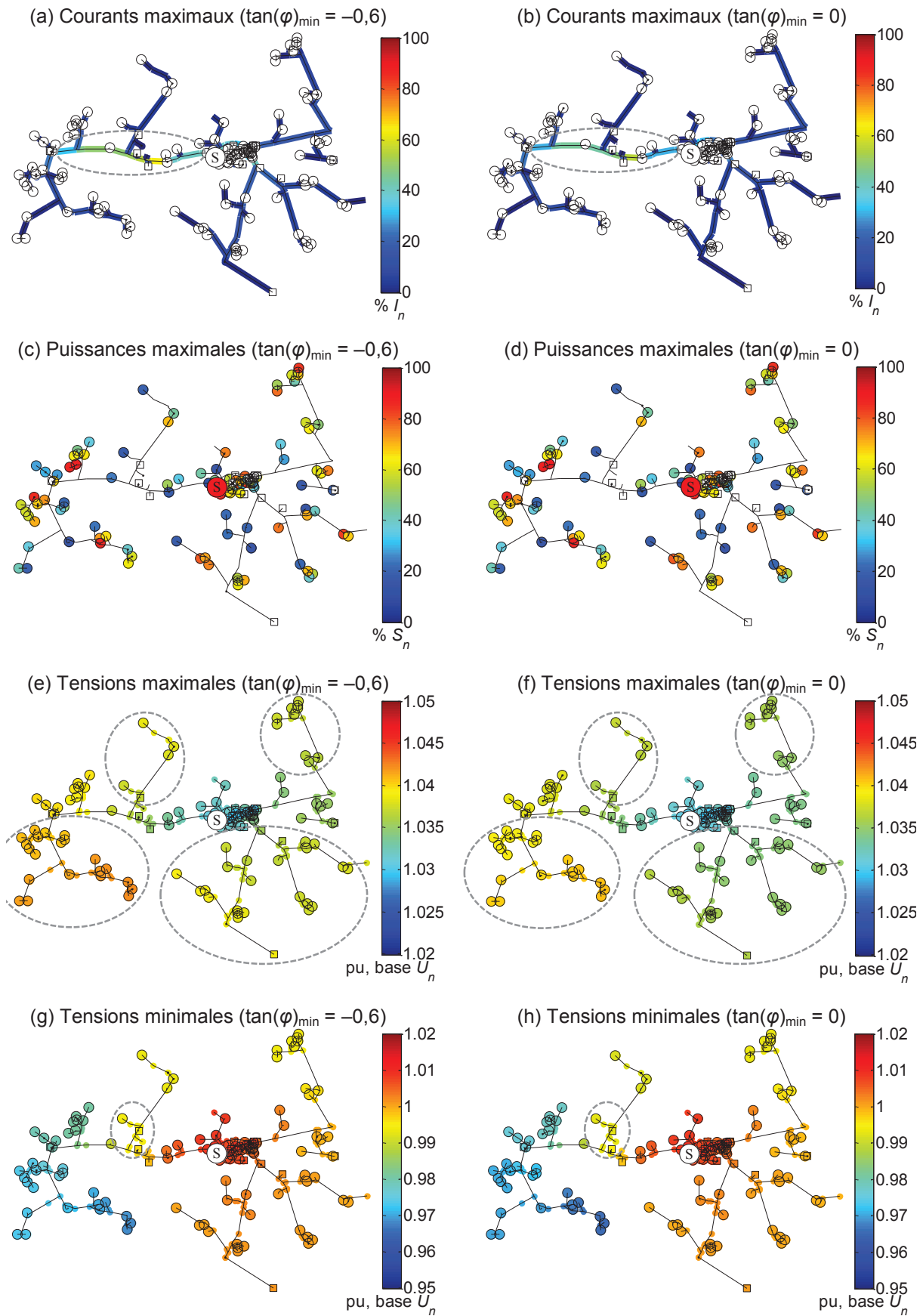


Figure 4-7 Moyenne sur 200 scénarios des courants maximaux (a, b), puissances apparentes maximales (c, d), tensions maximales (e, f) et tensions minimales (g, h) du réseau renforcé à l'année 10.

4.2.3.4 Impacts sur les contraintes de tension et de courant en exploitation

Quelle que soit la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$, aucune contrainte de tension, de courant et de puissance apparente n'apparaît sur le réseau HTA. Ce résultat était prévisible puisque, lors des analyses du GRD, le réseau HTA a été dimensionné par l'outil de simulation pour accueillir les nouveaux utilisateurs sur la base de cas pessimistes de production et de consommation : production nulle et consommation maximale, et production maximale et consommation minimale (Annexe 4).

La valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ impacte légèrement les taux annuels de CMA sur le réseau BT comme montré sur la Figure 4-8 : la diminution de $\tan(\varphi)_{\min}$ entraîne, en moyenne sur les scénarios, une légère réduction du taux annuel moyen de CMA des scénarios (Figure 4-8.a) et du taux annuel maximal de CMA des scénarios (Figure 4-8.b). Deux causes peuvent expliquer cette réduction de CMA lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ diminue :

- le nombre de producteurs HTA raccordés en départ mixte augmente (Figure 4-5), ce qui contribue à l'élévation du plan de tension HTA et BT lors des périodes de forte production ;
- le réseau HTA est davantage renforcé (Figure 4-4) et donc moins impédant, ce qui contribue à l'élévation du plan de tension HTA et BT de façon permanente.

Il est important de souligner qu'en pratique, les GRD mettent en œuvre des mesures correctives pour maintenir un taux de CMA très faible à la maille d'un département : hausse des prises fixes des transformateurs HTA/BT et/ou renforcement du réseau BT voire du réseau HTA. Ces opérations se traduisent par des coûts supplémentaires dans le bilan économique, non comptabilisés ici. Etant donné les faibles écarts de taux de CMA entre différentes valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$, la prise en compte des coûts de traitement des CMA ne devrait pas modifier les résultats des comparaisons économiques présentées ci-après.

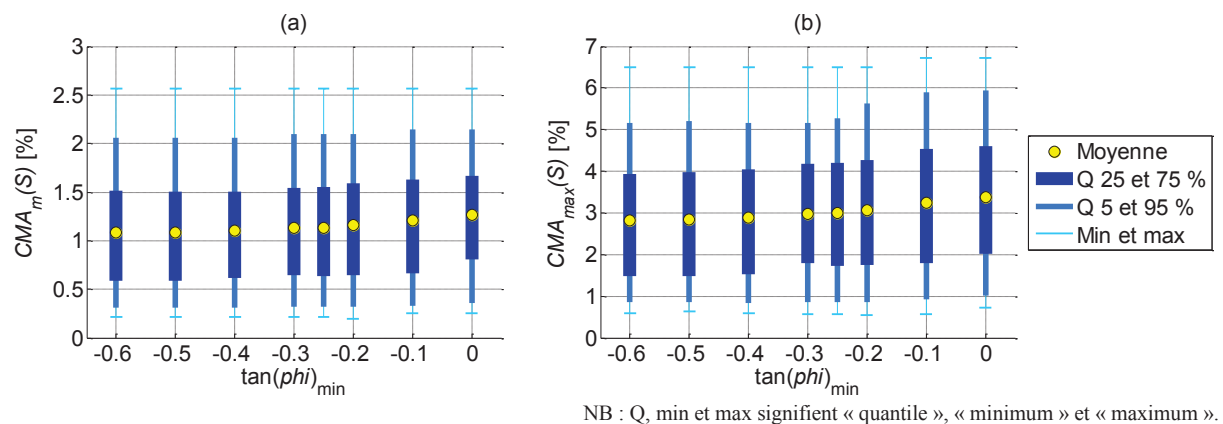


Figure 4-8 Taux annuels de CMA sur 200 scénarios : (a) distribution des taux annuels moyens de CMA sur 200 scénarios, (b) distribution des taux annuels maximaux de CMA sur 200 scénarios.

4.2.4 Influence sur les coûts

Cette partie présente l'influence de la tangente phi minimale $\tan(\varphi)_{\min}$ ($= \tan(\varphi)_{\min,GRD}$) sur les coûts lorsque la stratégie A est appliquée sur un réseau de distribution pour 200 scénarios d'arrivée d'ENR de 20 MW sur 10 ans (partie 2.2). En particulier, nous nous intéresserons à la valeur optimale de $\tan(\varphi)_{\min}$ de la stratégie de planification A compte tenu de l'indicateur statistique de coût considéré sur les 200 scénarios.

4.2.4.1 Impacts sur les coûts globaux

4.2.4.1.1 Analyse des coûts globaux nets actualisés

Comme illustré sur la Figure 4-9, lorsque $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ est égal à $\tan(\varphi)_{\min}$, le Coût Net Actualisé (CNA, Equation 2.18) moyen de la stratégie A, noté CNA_m , varie entre 0,98 et 1,23 pu et atteint sa

valeur minimale, notée CNA_m^* , quand $\tan(\varphi)_{\min}$ vaut $-0,2$ dans cette étude de cas. Des observations similaires peuvent être faites sur les quantiles 25 % et 75 % des CNA, notés CNA_{q25} et CNA_{q75} , à l'exception que leur minimum est respectivement atteint pour $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$ et $\tan(\varphi)_{\min} = -0,1$. Il est intéressant de noter que les CNA des 200 scénarios (courbes bleu-gris sur la Figure 4-9) sont très dispersés par rapport à la variation de CNA_m sur son domaine de définition. En particulier, dans la région

$\tan(\varphi)_{\min} \in [-0,3 ; 0]$ où les valeurs de CNA_m sont plus faibles, l'indicateur CNA_m varie de 0,02 pu (= 1,01 pu – 0,99 pu) alors que le CNA de la moitié des scénarios est compris dans un intervalle $[CNA_{q25} ; CNA_{q75}]$ de longueur moyenne 0,44 pu (= 1,20 pu – 0,76 pu). Etant donné la forte dispersion des CNA des scénarios par rapport à la variation de CNA_m , **nous n'avons aucune certitude qu'une valeur $\tan(\varphi)_{\min}$ de $-0,2$ conduit aux coûts les plus bas sur la majorité des scénarios plutôt qu'une autre valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$** . D'autres indicateurs que CNA sont donc nécessaires pour choisir la valeur optimale de $\tan(\varphi)_{\min}$ compte tenu de l'incertitude du scénario d'arrivée d'ENR.

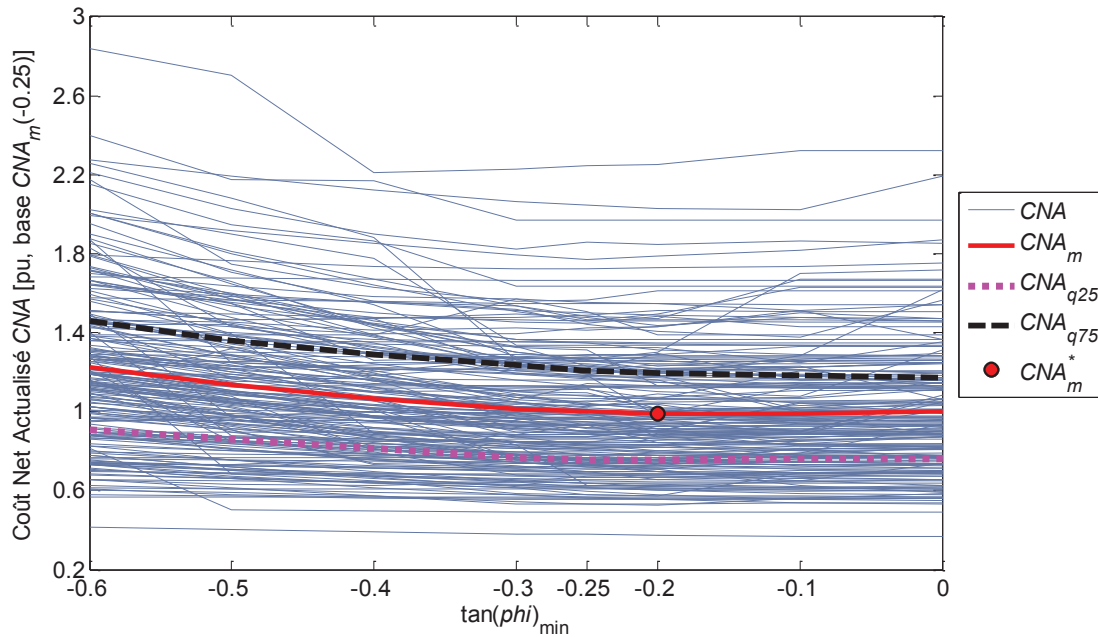


Figure 4-9 Coûts nets actualisés de la stratégie de planification : CNA sur un scénario (CNA), CNA moyen (CNA_m) et quantiles 25 % et 75 % de CNA (CNA_{q25} et CNA_{q75}) sur 200 scénarios.

4.2.4.1.2 Analyse des regrets

La valeur optimale de $\tan(\varphi)_{\min}$ sous incertitude du scénario peut être choisie sur la base de différents critères. Par exemple, nous pouvons considérer l'influence de $\tan(\varphi)_{\min}$ sur le regret anticipé. Le **regret anticipé** d'un scénario S , noté $R(\theta, S)$, caractérise le surcoût commis sur le scénario S lorsque les variables de la stratégie de planification valent θ . Le regret est mathématiquement défini comme suit :

$$R(\theta, S) = CNA(\theta, S) - CNA^*(S), \quad (4.1)$$

où θ est égal ici à $\tan(\varphi)_{\min}$ et $CNA^*(S)$ est le CNA minimal de la stratégie de planification sur le scénario S . Par définition, le regret anticipé d'un scénario S est nul lorsque le CNA du scénario est minimal. Le choix de $\tan(\varphi)_{\min}$ peut alors être apprécié sur la base de différents indicateurs statistiques de regret tels que :

- le regret moyen sur les N scénarios :

$$R_m(\theta) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N R(\theta, S) = CNA_m(\theta) - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N CNA^*(S), \quad (4.2)$$

- le quantile k % du regret sur les scénarios :

$$R_{qk}(\theta) = Q \Leftrightarrow P(R(\theta, S) < Q) = k. \quad (4.3)$$

La valeur optimale de $\tan(\varphi)_{\min}$ est trouvée en minimisant l'indicateur de regret considéré. Il est intéressant de noter qu'à l'instar des indicateurs de CNA, tous les indicateurs de regret n'atteignent pas leur minimum pour la même valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ (Figure 4-10). Par exemple, nous observons dans cette étude de cas que :

- le regret moyen R_m est minimal pour $\tan(\varphi)_{\min} = -0,2$, ce qui était prévisible puisque minimiser le regret moyen R_m est équivalent à minimiser le CNA moyen CNA_m d'après l'Equation 4.2 ;
- une valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ de $-0,2$ est également optimale si un faible poids est attribué au regret anticipé (voir R_{q25}^* sur la Figure 4-10) tandis qu'une valeur optimale $\tan(\varphi)_{\min}$ de $-0,1$ est trouvée si un poids plus élevé est assigné au regret anticipé (voir R_{q75}^* sur la Figure 4-10).

D'après la Figure 4-10, les indicateurs de regret varient très peu dans la région $\tan(\varphi)_{\min} \in [-0,3 ; 0]$, ce qui signifie que les valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$ comprises entre $-0,3$ et 0 ont un impact global similaire sur les coûts totaux de la stratégie de planification compte tenu de l'incertitude du scénario.

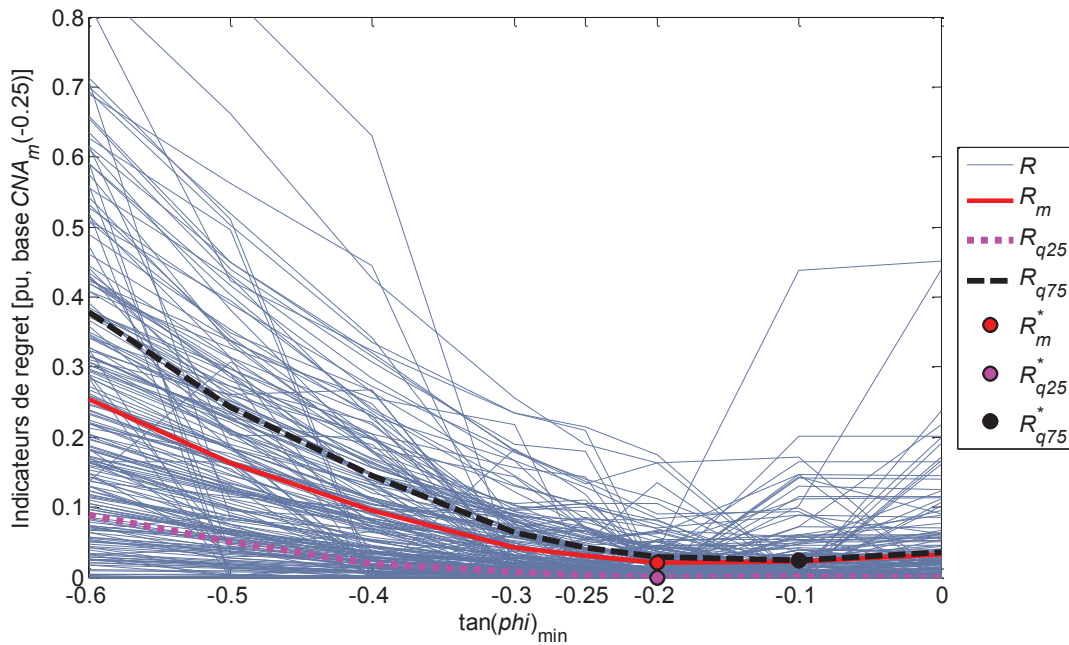


Figure 4-10 Regrets de la stratégie de planification : regret sur un scénario (R), regret moyen (R_m) et quantiles 25 % et 75 % de regret (R_{q25} et R_{q75}) sur 200 scénarios.

4.2.4.1.3 Analyse des probabilités de coût quasi-minimal

L'optimalité de $\tan(\varphi)_{\min}$ sous incertitude du scénario peut également être évaluée en considérant une tolérance prise sur les coûts. Pour chaque scénario S , nous pouvons définir l'ensemble $\Gamma_\alpha(S)$ des valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$ pour lesquelles les CNA du scénario S sont relativement proches de son coût minimal $CNA^*(S)$:

$$\Gamma_\alpha(S) = \{ \tan(\varphi)_{\min} \in [-0,6 ; 0] \mid CNA(\tan(\varphi)_{\min}, S) \leq CNA^*(S)(1 + \alpha) \}, \quad (4.4)$$

où α est la tolérance sur les coûts. Par exemple, pour $\alpha = 5$ %, $\Gamma_\alpha(S)$ contient l'ensemble des valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$ pour lesquelles le coût du scénario S ne dépasse pas le coût minimal du scénario de 5 %.

Pour une tolérance de coût α donnée, la valeur optimale de $\tan(\varphi)_{\min}$ est trouvée en maximisant la probabilité d'appartenance de $\tan(\varphi)_{\min}$ à l'ensemble $\Gamma_\alpha(S)$. Cette probabilité peut être estimée sur les 200 scénarios comme suit :

$$\forall \tan(\varphi)_{\min} \in [-0,6; 0] \quad P(\tan(\varphi)_{\min} \in \Gamma_\alpha(S)) \approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \delta_{\alpha,i}, \quad (4.5)$$

$$\text{avec : } \delta_{\alpha,i} = \begin{cases} 1 & \text{si } \tan(\varphi)_{\min} \in \Gamma_\alpha(S_i) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}.$$

Comme montré sur la Figure 4-11, la valeur optimale de $\tan(\varphi)_{\min}$ est liée à la tolérance de coût α . **Le choix du paramètre α est issu d'un compromis entre deux objectifs contradictoires : 1) obtenir les coûts les plus bas et 2) garantir des coûts relativement faibles pour la majorité des scénarios.** Par exemple, nous observons dans cette étude de cas que :

- Si aucune tolérance n'est acceptée ($\alpha = 0$), $\Gamma_0(S)$ est maximal pour $\tan(\varphi)_{\min} = 0$: les coûts sont minimaux pour environ 45 % des scénarios (voir (a) sur la Figure 4-11). Toutefois, les 55 % de scénarios restants pourraient avoir des coûts plus élevés avec $\tan(\varphi)_{\min} = 0$ qu'avec une autre valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$.
- Si une tolérance de $\alpha = 2\%$ est choisie, il est préférable de prendre une valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ de $-0,1$: environ 70 % des scénarios ont des coûts minimaux à 2 % près (voir (b) sur la Figure 4-11). Une valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ de 0 reste intéressante (62 % des scénarios avec des coûts minimaux à 2 % près, voir (c) sur la Figure 4-11) mais n'est pas optimale au vu de la tolérance α acceptée.
- La valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ qui minimise le CNA moyen ($-0,2$) devient optimale dès lors que la tolérance α demandée est supérieure égale à 6 % (voir (d) sur la Figure 4-11).

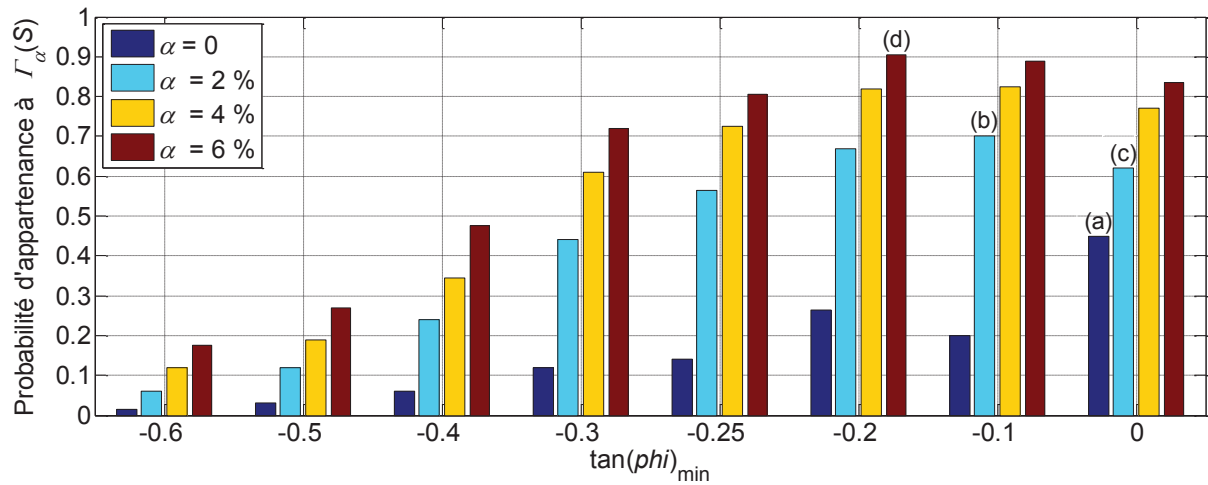


Figure 4-11 Probabilité d'appartenance de $\tan(\varphi)_{\min}$ à l'ensemble $\Gamma_\alpha(S)$ sur 200 scénarios.

4.2.4.2 Impacts sur les coûts détaillés

Comme illustré sur la Figure 4-12, $\tan(\varphi)_{\min}$ n'a pas la même influence sur les différentes catégories de coût dans cette étude de cas. D'après la Figure 4-13, abaisser $\tan(\varphi)_{\min}$ a pour conséquence moyenne de :

- diminuer les investissements du réseau HTA (I_{HTA}), ce qui est cohérent avec la partie théorique 4.2.2.1 ;
- diminuer les pertes actives sur le réseau HTA (C_{pertes}) lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ diminue de 0 à $-0,2$ (minimum en (a) sur la Figure 4-13) puis augmenter les pertes actives sur le réseau HTA lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ diminue en-dessous de $-0,2$;
- augmenter les surcoûts de PCS des producteurs HTA (IC_{PCS}), ce qui est cohérent avec la partie théorique 4.2.2.3.

La valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ n'a en revanche aucune incidence sur les investissements du réseau BT (I_{BT}).

D'après la Figure 4-14, le GRD (IC^{GRD}) et les producteurs HTA (IC^{PH}) atteignent en moyenne leurs coûts minimaux pour $\tan(\varphi)_{\min} = -0,2$ (voir (a) sur la Figure 4-14). Les coûts supportés par les producteurs BT (I^{PB}) ne dépendent pas de la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$. Comme tous les acteurs ont en moyenne des coûts minimaux pour une valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ de $-0,2$, il n'est pas nécessaire de mettre en place un mécanisme de compensation financière entre le GRD et les producteurs pour exploiter les capacités de puissance réactive des producteurs HTA dans cette étude de cas.

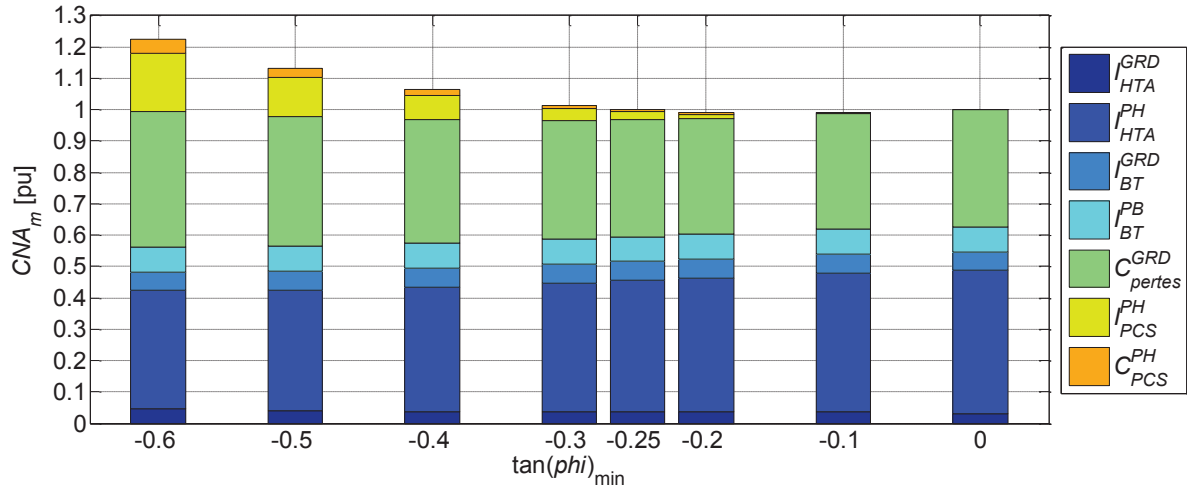


Figure 4-12 Répartition moyenne des CNA de la stratégie de planification sur 200 scénarios.

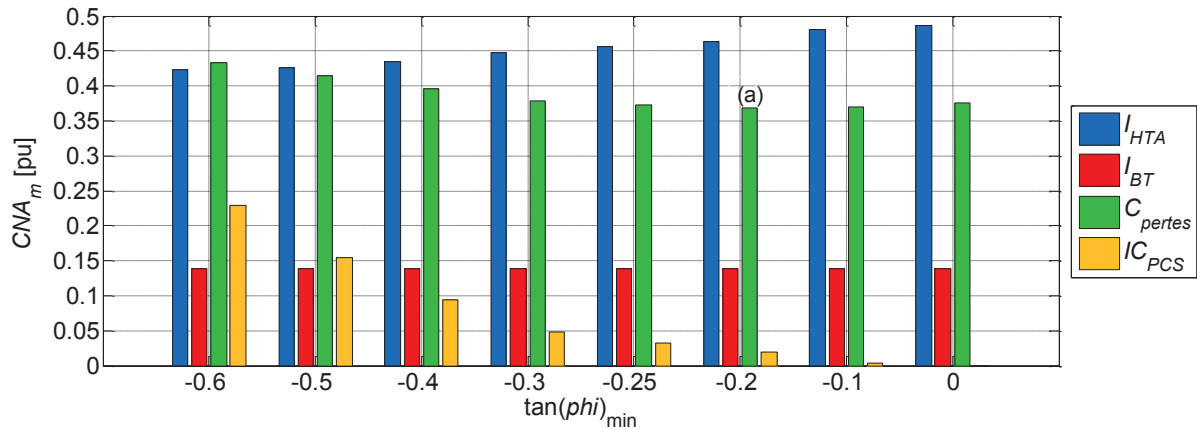


Figure 4-13 Répartition moyenne des CNA entre catégories de coût : investissements du réseau HTA (I_{HTA}), investissements du réseau BT (I_{BT}), coût d'achat des pertes actives sur le réseau HTA (C_{pertes}) et surcoût des PCS des producteurs HTA (IC_{PCS}).

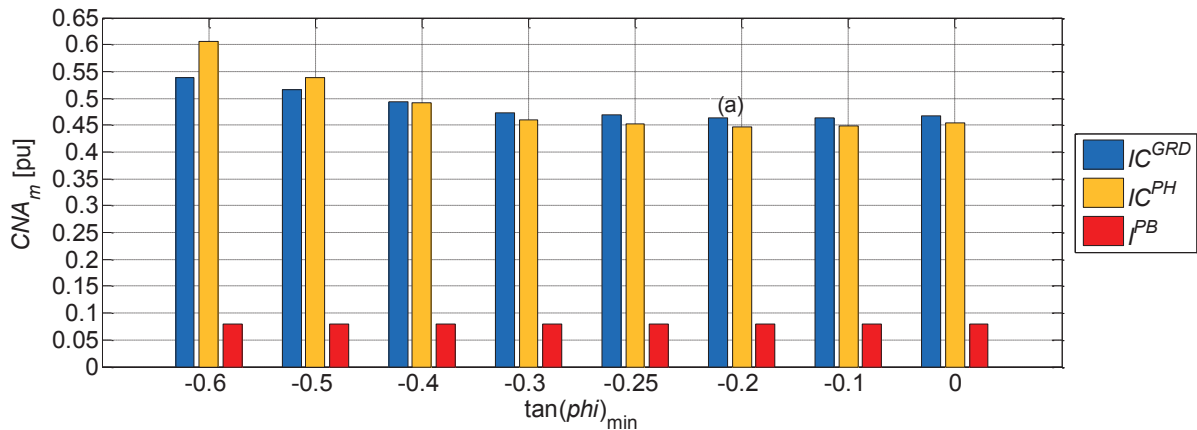


Figure 4-14 Répartition moyenne des CNA entre acteurs : gestionnaire de réseau de distribution (IC^{GRD}), producteurs HTA (IC^{PH}) et producteurs BT (I^{PB}).

4.2.5 Résultats pour différents taux de pénétration des énergies renouvelables

Des résultats similaires sur l'influence de $\tan(\varphi)_{\min}$ sont trouvés lorsque la stratégie de planification A est appliquée au même réseau de distribution pour des puissances installées totales d'ENR de $P_{p,tot} = 10$ MW, 30 MW et 40 MW à l'année 10, ce qui correspond à des taux finaux de pénétration d'ENR³ d'environ 75 %, 225 % et 300 %. La différence notable entre les résultats obtenus pour différentes puissances totales installées porte surtout sur le volume de CNA moyen de la stratégie A (Figure 4-15 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$). Nous pouvons également observer dans cette étude de cas que la puissance installée totale d'ENR $P_{p,tot}$ impacte légèrement la répartition moyenne des CNA par catégorie de coût et par acteur :

- plus $P_{p,tot}$ est élevé, plus la part des investissements sur le réseau HTA I_{HTA} augmente en moyenne dans le CNA de la stratégie A (Figure 4-15.a) ;
- plus $P_{p,tot}$ est élevé, plus la part de CNA financée par les producteurs HTA augmente en moyenne pour la stratégie A (Figure 4-15.b).

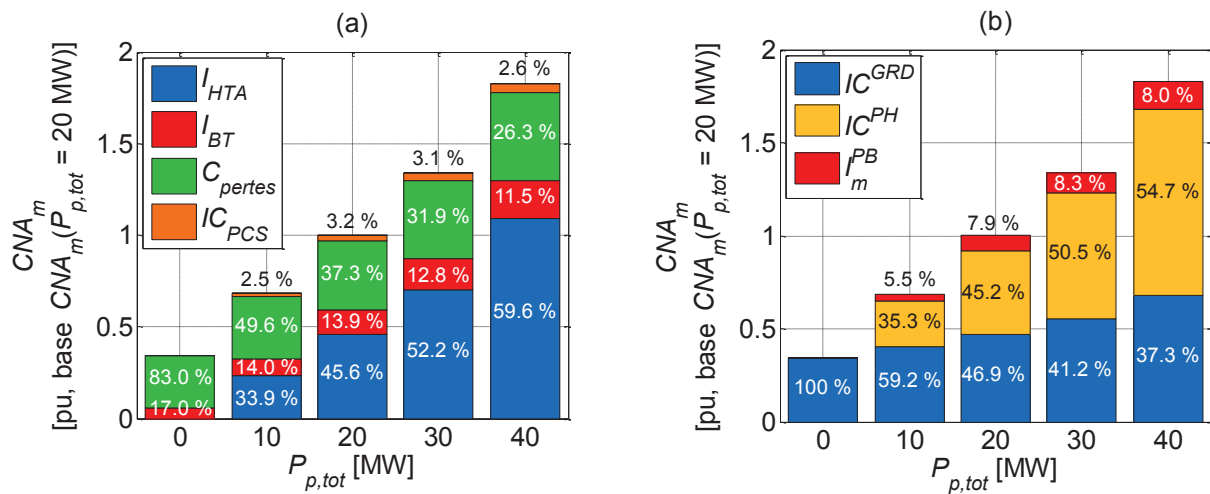


Figure 4-15 Répartition moyenne des CNA de la stratégie A sur 200 scénarios en fonction du taux final de pénétration d'ENR avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$: (a) par catégorie de coût, (b) par acteur.

4.2.6 Bilan de l'étude de cas

Cette première étude de cas nous a permis d'appréhender l'influence de la tangente phi minimale admissible des producteurs HTA sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau et sur les coûts de la stratégie de planification pour le cas de référence (partie 2.2). En dehors du Coût Net Actualisé (CNA), différents indicateurs statistiques basés sur le regret et la probabilité de coût quasi-minimal ont été proposés pour déterminer la valeur optimale de la tangente phi minimale en fonction du risque pris sur l'incertitude du scénario d'insertion d'ENR. Quel que soit le taux final de pénétration d'ENR, la stratégie de planification A est plus efficace sur les plans technique et économique pour des valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$ proches de $-0,2$ dans cette étude de cas. La valeur actuelle de $\tan(\varphi)_{\min}$ ($-0,25$) semble donc appropriée pour accueillir les ENR sur le cas étudié. De meilleurs résultats sont attendus pour de plus faibles valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$ grâce à l'utilisation de réglages avancés de puissance réactive tels que des algorithmes $Q = f(U)$ dans les installations de production HTA. De tels réglages sont spécifiquement conçus pour mieux utiliser le PCS des producteurs et réduire les injections de puissance réactive des producteurs sur le réseau HTA. Les coûts opérationnels des PCS et le coût d'achat des pertes en réseau HTA pourraient s'en retrouver réduits.

³ Le taux final de pénétration d'ENR est ici défini comme le ratio entre la puissance de production totale installée à l'année 10 $P_{p,tot}$ et la puissance de consommation totale souscrite à l'année 10 $S_{c,tot}$. Pour le cas de référence, nous avons : $S_{c,tot} = 13,4$ MVA.

4.3 Influence de la révision de la consigne de tangente phi des producteurs HTA existants

4.3.1 Présentation de la problématique

Dans cette étude de cas, nous souhaitons évaluer l'intérêt de réviser la consigne fixe de tangente phi des producteurs HTA existants, ce qui revient à analyser les impacts de la règle R3 dans le modèle de la stratégie actuelle de planification (Tableau 4-2).

R3 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur, alors abaisser la consigne fixe de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA existants sur le même départ tant qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur le départ HTA et que $\tan(\varphi)_{ref}$ est supérieure égale à $\tan(\varphi)_{min,GRD}$.

Tableau 4-2 Règle de planification étudiée.

Nous allons donc comparer les deux stratégies de planification suivantes (Figure 4-16) :

- **Stratégie A** (référence) : la stratégie de planification actuelle avec $\tan(\varphi)_{min,GRD} = \tan(\varphi)_{min}$ variable, ce qui signifie que tous les producteurs HTA en départ mixte, les nouveaux comme les existants, doivent être capables d'abaisser leur consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ jusqu'à la tangente phi minimale admissible $\tan(\varphi)_{min}$.
- **Stratégie B** : la stratégie de planification actuelle avec $\tan(\varphi)_{min}$ variable et $\tan(\varphi)_{min,GRD}$ nulle, ce qui signifie que la consigne $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA reste identique à celle déterminée lors des études de raccordement et ne peut pas être révisée à la baisse une fois les producteurs raccordés au réseau.

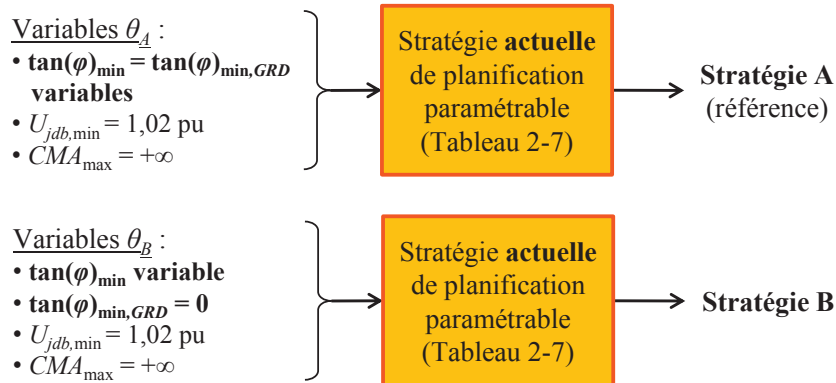


Figure 4-16 Stratégies de planification A et B.

Notre démarche est la suivante :

- Quelques précisions sont d'abord données sur les conséquences possibles de l'absence de révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA ($\tan(\varphi)_{min,GRD} = 0$) dans le modèle de la stratégie de planification actuelle (partie 4.3.2).
- Les performances des stratégies A et B sont ensuite comparées sur un réseau de distribution à partir de scénarios d'arrivée d'ENR de 20 MW sur 10 ans (partie 2.2) et pour différentes valeurs de $\tan(\varphi)_{min}$:

$$\tan(\varphi)_{min} \in \{-0,6 ; -0,5 ; -0,4 ; -0,3 ; -0,25 ; -0,2 ; -0,1\}.$$

Les stratégies A et B sont comparées :

- o année par année sur 3 scénarios particuliers pour illustrer les écarts de résultat entre les deux stratégies (partie 4.3.3.1) ;

- à l'année finale sur 200 scénarios en termes de dimensionnement et exploitation du réseau électrique et de coûts liés à l'application des stratégies de planification (partie 4.3.3.2).

4.3.2 Conséquences possibles de l'absence de révision des consignes de tangente phi

Quelques précisions sont données ici sur les conséquences possibles de l'absence de révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA existants ($\tan(\varphi)_{\min,GRD} = 0$, stratégie B) dans le modèle de la stratégie de planification actuelle.

4.3.2.1 Impact sur les développements de réseau HTA

Avec une valeur nulle de $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$, la règle R3 est neutralisée : la consigne de tangente phi des producteurs HTA $\tan(\varphi)_{ref}$ ne peut pas être revue à la baisse pour raccorder un nouveau producteur HTA sur le même départ mixte. Par conséquent, **le coût du raccordement en départ mixte risque d'être plus élevé en suivant la stratégie B** au lieu de la stratégie A. Le choix du raccordement entre départ mixte et départ direct peut également être modifié.

4.3.2.2 Impact sur les pertes actives en réseau HTA

Comme la valeur de $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ intervient dans le choix des consignes de tangente phi des producteurs HTA, **la stratégie B peut avoir une influence sur les pertes actives du réseau**. A ce stade de la réflexion, il est impossible de prédire le sens de variation des pertes avec la stratégie B : outre les absorptions de puissance réactive des producteurs HTA, le montant des pertes dépend des configurations finales de raccordement des producteurs (en départ mixte ou en départ direct), des impédances des liaisons HTA, de la consommation totale souscrite et des profils temporels de consommation et de production du scénario considéré.

4.3.2.3 Impact sur le dimensionnement de la chaîne de conversion de puissance des producteurs HTA

Comme expliqué dans la partie 2.7.1.2, la règle R3 oblige les producteurs HTA raccordés en départ mixte à surdimensionner leur PCS au moment de leur raccordement pour fournir une tangente phi minimale égale à : $\tan(\varphi)_{PCS} = \min(\tan(\varphi)_{ref}, \tan(\varphi)_{\min,GRD})$ (Equation 2.16).

Dans la stratégie A, comme la variable $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ est égale à $\tan(\varphi)_{\min}$, tous les PCS des producteurs HTA en départ mixte sont surdimensionnés pour fournir la tangente phi admissible minimale : $\tan(\varphi)_{PCS} = \tan(\varphi)_{\min}$ d'après l'Equation 2.16. Avec la stratégie A, les surcoûts du PCS d'un producteur HTA en départ mixte valent donc :

- $I_{PCS}^{PH,A} = i_{PCS} P_n (\sqrt{1 + \tan(\varphi)_{\min}^2} - 1)$ à l'investissement (Equations 2.13 et 2.15) ;
- $C_{PCS}^{PH,A} = c_{PCS} P_n (\sqrt{1 + \tan(\varphi)_{\min}^2} - 1)$ par année d'exploitation (Equations 2.14 et 2.15).

En revanche, dans la stratégie B, comme la variable $\tan(\varphi)_{\min,GRD}$ est nulle, tous les PCS des producteurs HTA en départ mixte sont dimensionnés pour fournir leur consigne de tangente phi déterminée lors de l'étude de raccordement : $\tan(\varphi)_{PCS} = \tan(\varphi)_{ref} \geq \tan(\varphi)_{\min}$ d'après l'Equation 2.16. Avec la stratégie B, les surcoûts du PCS d'un producteur HTA en départ mixte valent donc :

- $I_{PCS}^{PH,B} = i_{PCS} P_n (\sqrt{1 + \tan(\varphi)_{ref}^2} - 1) \leq I_{PCS}^{PH,A}$ à l'investissement (Equations 2.13 et 2.15) ;
- $C_{PCS}^{PH,B} = c_{PCS} P_n (\sqrt{1 + \tan(\varphi)_{ref}^2} - 1) \leq C_{PCS}^{PH,A}$ par année d'exploitation (Equations 2.14 et 2.15).

La stratégie B engendre donc moins de surcoûts de PCS pour les producteurs HTA que la stratégie A.

4.3.3 Comparaison des stratégies de planification avec et sans révision des consignes de tangente phi

La stratégie A servant de référence, les écarts de résultat entre les stratégies A et B sont exprimées sous deux formes :

- l'écart absolu de tout indicateur y entre la stratégie A et la stratégie B :

$$\Delta y = y^B - y^A, \quad (4.6)$$

- l'écart relatif de tout indicateur y entre la stratégie A et la stratégie B :

$$\Delta y = (y^B - y^A) / y^A. \quad (4.7)$$

En particulier, le signe de l'écart (absolu ou relatif) de CNA entre les stratégies A et B (ΔCNA) doit être interprété comme suit :

- **$\Delta CNA > 0$** : le CNA de la stratégie B est supérieur au CNA de la stratégie A, ce qui signifie que **la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA réduit le CNA**.
- **$\Delta CNA < 0$** : le CNA de la stratégie B est inférieur au CNA de la stratégie A, ce qui signifie que **la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA augmente le CNA**.

4.3.3.1 Résultats détaillés pour trois scénarios particuliers

Les résultats de trois scénarios sont détaillés année par année afin de mieux comprendre dans quelle mesure la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA peut impacter les décisions d'investissement sur le réseau et donc le bilan économique d'une stratégie de planification :

- le scénario 2 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$ où la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA augmente le CNA ($\Delta CNA < 0$) ;
- le scénario 3 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$ où la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA réduit le CNA ($\Delta CNA > 0$) ;
- le scénario 4 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$ où la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA n'est pas nécessaire et ne génère aucun surcoût ($\Delta CNA = 0$).

Les diagrammes d'activités du modèle de la stratégie actuelle de planification conduisant aux résultats ci-dessous sont détaillés dans l'Annexe 4.

4.3.3.1.1 Scénario 2 : la révision des consignes de tangente phi n'est pas rentable

La révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA peut augmenter le CNA dans certaines situations. C'est le cas du scénario 2 où deux à trois producteurs HTA sont raccordés sur le même départ mixte (Figure 4-17 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$).

En suivant la stratégie A, i.e., en autorisant la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA (Figure 4-17.a) :

- Année 2 : le producteur P1 peut être raccordé au départ mixte sans causer de contrainte de tension. Sa consigne de tangente phi ($\tan(\varphi)_{ref}$) est fixée à zéro. Néanmoins, son PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min} = -0,25$ afin d'autoriser la révision ultérieure de sa consigne de tangente phi.
- Année 6 : le raccordement du producteur P2 au départ mixte implique de réviser la consigne de tangente phi du producteur P1 et d'effectuer des travaux de renforcement pour résoudre des surtensions. La consigne de tangente phi du producteur P1 est fixée à $-0,09$, celle du producteur P2 à $-0,18$. Le PCS du producteur P2 est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min} = -0,25$.

- Années 7-8 : le GRD doit effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA des producteurs P1 et P2 pour éviter des surtensions liées à l'apparition de nouveaux producteurs sur le réseau BT.
- Année 8 : le raccordement du producteur P3 au départ mixte implique de réviser la consigne de tangente phi des producteurs P1 et P2 et d'effectuer des travaux de renforcement pour résoudre des surtensions. La consigne de tangente phi des producteurs P1 et P2 est fixée à $-0,21$, celle du producteur P3 à $-0,23$. Le PCS du producteur P3 est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min} = -0,25$.
- Années 9-10 : le GRD doit effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA des producteurs P1, P2 et P3 pour éviter des surtensions liées à l'apparition de nouveaux producteurs sur le réseau BT.

En suivant la stratégie B, i.e., en interdisant la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA (Figure 4-17.b) :

- Année 2 : le producteur P1 peut être raccordé au départ mixte sans causer de contrainte de tension. Sa consigne de tangente phi ($\tan(\varphi)_{ref}$) est fixée à zéro. Son PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{ref} = 0$, soit un gain en PCS d'environ 3,5 k€ par rapport à la stratégie A (barre jaune à l'année 2 sur la Figure 4-17.f).
- Année 6 : le raccordement du producteur P2 en départ mixte implique d'effectuer des travaux de renforcement pour résoudre des surtensions. Un investissement supplémentaire d'environ 2,3 k€ est nécessaire par rapport à la stratégie A (barre bleue à l'année 6 sur la Figure 4-17.f). La consigne de tangente phi du producteur P2 est fixée à $-0,18$; son PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{ref} = -0,18$, soit un gain en PCS d'environ 17 k€ par rapport à la stratégie A (barre jaune à l'année 6 sur la Figure 4-17.f).
- Années 7-8 : le GRD doit effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA des producteurs P1 et P2 pour éviter des surtensions liées à l'apparition de nouveaux producteurs sur le réseau BT. Des investissements annuels supplémentaires sont nécessaires par rapport à la stratégie A : environ 30 et 7,5 k€ (barres bleu foncé aux années 7-8 sur la Figure 4-17.f). D'autre part, des gains en pertes actives sont réalisés par rapport à la stratégie A : environ 0,9 k€ (non visible sur la Figure 4-17.f) et 8 k€ (barre verte à l'année 8 sur la Figure 4-17.f).
- Année 8 : en l'absence de révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA, le renforcement du départ mixte des producteurs P1 et P2 est plus coûteux que la création d'un départ direct pour le producteur P3. Le producteur P3 est donc raccordé en départ direct, ce qui implique un investissement supplémentaire d'environ 3,3 k€ par rapport à la stratégie A (barre bleue à l'année 8 sur la Figure 4-17.f). Comme tout producteur en départ direct, le producteur P3 a une consigne de tangente phi fixée à zéro. Son PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{ref} = 0$, soit un gain en PCS d'environ 30 k€ par rapport à la stratégie A (barre jaune à l'année 8 sur la Figure 4-17.f).
- Années 9-10 : le GRD doit effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA des producteurs P1 et P2 pour éviter des surtensions liées à l'apparition de nouveaux producteurs sur le réseau BT. Comparée à la stratégie A, la stratégie B réalise un gain en investissement d'environ 3,6 k€ à l'année 9 et un investissement supplémentaire d'environ 79 k€ à l'année 10 (barres bleu foncé aux années 9-10 sur la Figure 4-17.f). De plus, des gains en pertes actives sont réalisés par rapport à la stratégie A : environ 7,5 et 7,2 k€ (barres vertes aux années 9-10 sur la Figure 4-17.f).

Sur les 10 ans de l'étude, la stratégie A conduit à la pose de 11,5 km de liaisons HTA (7,5 km de liaisons renforcées et 4 km de liaisons ajoutées) tandis que la stratégie B implique la pose de 13,9 km

de liaisons HTA (7,7 km de liaisons renforcées et 6,2 km de liaisons ajoutées), soit 2,4 km de liaisons supplémentaires par rapport à la stratégie A. Néanmoins, le CNA sur 10 ans de la stratégie B est 5,5 % plus faible que celui de la stratégie A. **La révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA n'est pas rentable pour le scénario 2 : le gain réalisé en investissement sur le réseau est inférieur à l'achat des pertes actives excédentaires et au surcoût de PCS lié à la révision des consignes de tangente phi.**

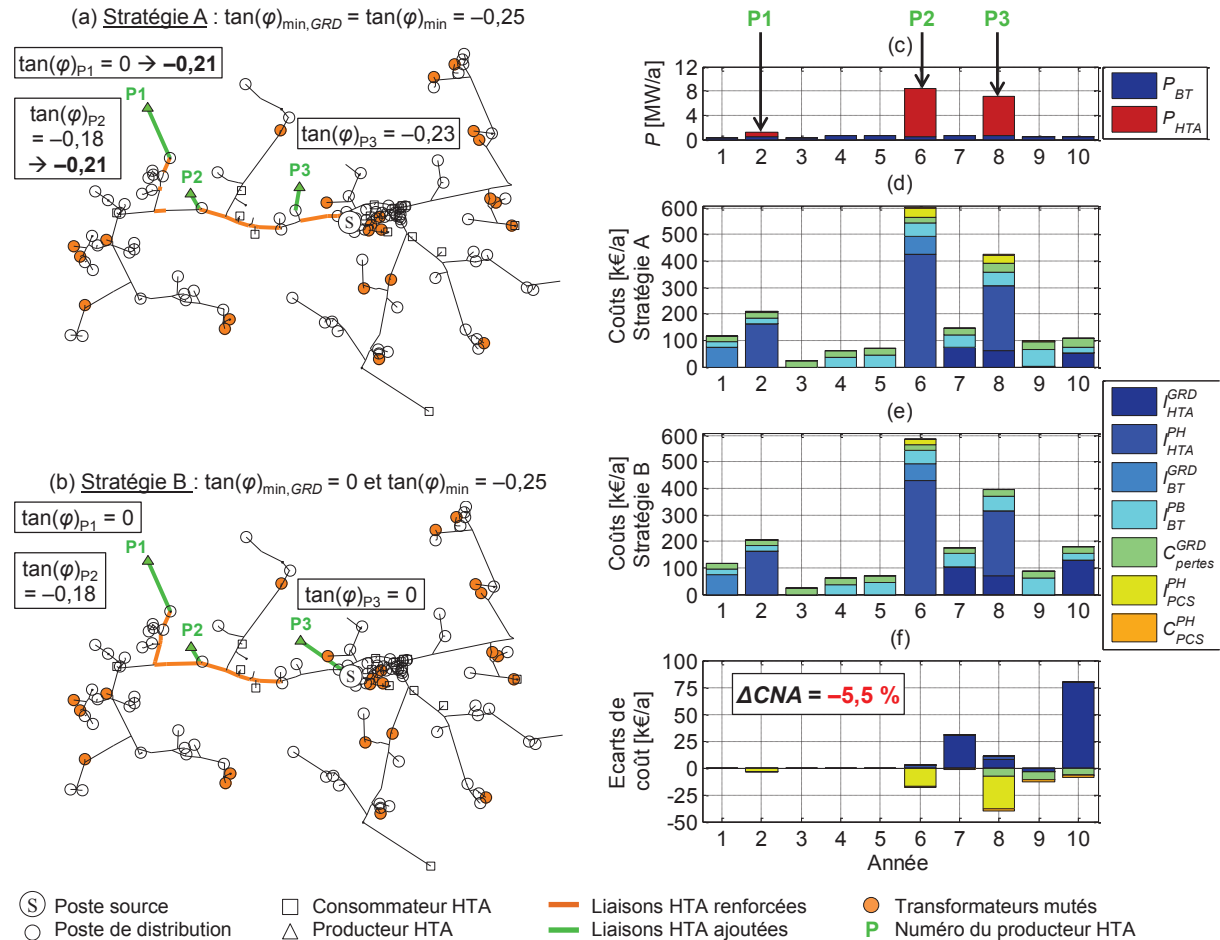


Figure 4-17 Scénario 2 : architecture finale du réseau pour la stratégie A (a) et la stratégie B (b), puissances annuelles d'ENR raccordées au réseau (c), coûts annuels pour la stratégie A (d) et la stratégie B (e), écart des coûts annuels entre les stratégies A et B (f).

4.3.3.1.2 Scénario 3 : la révision des consignes de tangente phi est rentable

La révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA peut réduire le CNA dans certaines situations. C'est le cas du scénario 3 où cinq producteurs HTA sont raccordés sur le même départ mixte (Figure 4-18 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$).

En suivant la stratégie A, i.e., en autorisant la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA (Figure 4-18.a) :

- Année 2 : les producteurs P1 et P2 peuvent être raccordés au départ mixte sans causer de contrainte de tension, seule une liaison HTA en contrainte de courant étant remplacée. Leur consigne de tangente phi est fixée à zéro. Néanmoins, leur PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min} = -0,25$ afin d'autoriser la révision ultérieure de leur consigne de tangente phi.
- Année 4 : le raccordement du producteur P3 au départ mixte implique de réviser la consigne de tangente phi des producteurs P1 et P2 et d'effectuer des travaux de renforcement pour résoudre des surtensions. La consigne de tangente phi des producteurs P1 et P2 est fixée à $-0,24$, celle du

producteur P3 à $-0,23$. Le PCS du producteur P3 est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min} = -0,25$.

- Années 5-9 : le GRD doit effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA des producteurs P1, P2 et P3 pour éviter des surtensions liées à l'apparition de nouveaux producteurs sur le réseau BT.
- Année 9 : le raccordement successif des producteurs P6 et P7 en départ mixte implique de réviser la consigne de tangente phi des producteurs P1, P2 et P3 et d'effectuer des travaux de renforcement pour résoudre des surtensions. La consigne de tangente phi des producteurs P1, P2, P3 et P6 est fixée à $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$, celle du producteur P7 à $-0,23$. Le PCS des producteurs P6 et P7 est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min} = -0,25$.

En suivant la stratégie B, i.e., en interdisant la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA (Figure 4-18.b) :

- Année 2 : les producteurs P1 et P2 peuvent être raccordés au départ mixte sans causer de contrainte de tension, seule une liaison HTA en contrainte de courant étant remplacée. Leur consigne de tangente phi est fixée à zéro. Leur PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{ref} = 0$, soit un gain en PCS d'environ 30 k€ par rapport à la stratégie A (barre jaune à l'année 2 sur la Figure 4-18.f).
- Année 4 : le raccordement du producteur P3 au départ mixte implique d'effectuer des travaux de renforcement pour résoudre des surtensions. Un investissement supplémentaire d'environ 100 k€ est nécessaire par rapport à la stratégie A (barre bleue à l'année 4 sur la Figure 4-18.f). La consigne de tangente phi du producteur P3 est fixée à $-0,20$; son PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{ref} = -0,20$, soit un gain en PCS d'environ 0,5 k€ par rapport à la stratégie A (non visible sur la Figure 4-18.f).
- Années 5-9 : le GRD doit effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA des producteurs P1, P2 et P3 pour éviter des surtensions liées à l'apparition de nouveaux producteurs sur le réseau BT. Des investissements annuels supplémentaires sont nécessaires par rapport à la stratégie A : environ 50, 25, 220, 13 et 42 k€ (barres bleu foncé aux années 5-9 sur la Figure 4-18.f).
- Année 9 : le producteur P6 peut être raccordé au départ mixte sans causer de contrainte de tension. Sa consigne de tangente phi est fixée à $-0,18$; son PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{ref} = -0,18$, soit un gain en PCS d'environ 1 k€ par rapport à la stratégie A (non visible sur la Figure 4-18.f). Le raccordement du producteur P7 en départ mixte implique d'effectuer des travaux de renforcement pour résoudre des surtensions. Un investissement supplémentaire d'environ 170 k€ est nécessaire par rapport à la stratégie A (barre bleue à l'année 9 sur la Figure 4-18.f). Sa consigne de tangente phi est fixée à $-0,25$ et aucun gain en PCS n'est donc réalisé par rapport à la stratégie A.

Sur les 10 ans de l'étude, la stratégie A conduit à la pose de 44,3 km de liaisons HTA (26,2 km de liaisons renforcées et 18,1 km de liaisons ajoutées) tandis que la stratégie B implique la pose de 50,7 km de liaisons HTA (32,5 km de liaisons renforcées et 18,1 km de liaisons ajoutées), soit 6,4 km de liaisons supplémentaires par rapport à la stratégie A. Le CNA sur 10 ans de la stratégie B est 6,9 % plus élevé que celui de la stratégie A. **La révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA est rentable pour le scénario 3 : le surcoût de PCS lié à la révision des consignes de tangente phi est inférieur au gain réalisé en investissement sur le réseau.**

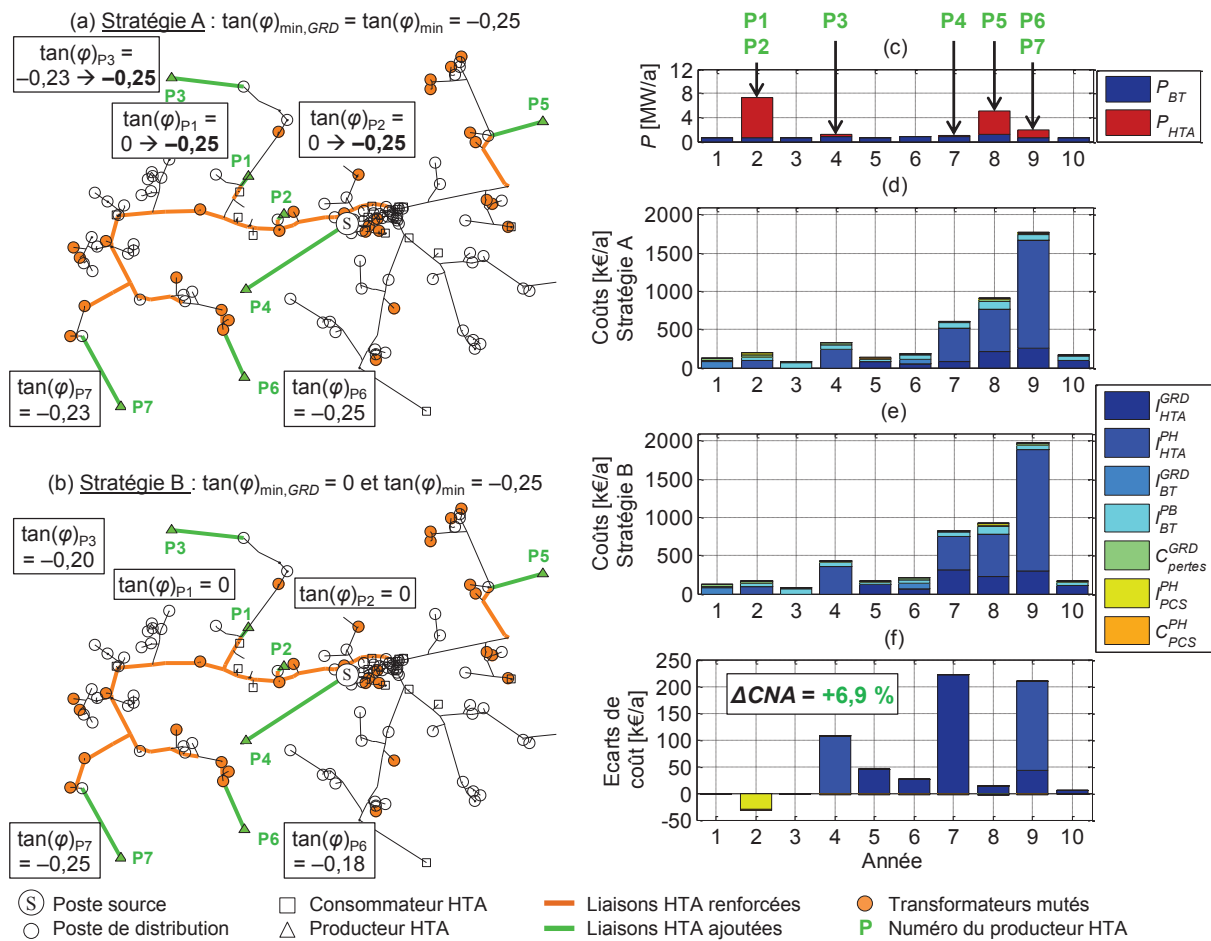


Figure 4-18 Scénario 3 : architecture finale du réseau pour la stratégie A (a) et la stratégie B (b), puissances annuelles d'ENR raccordées au réseau (c), coûts annuels pour la stratégie A (d) et la stratégie B (e), écart des coûts annuels entre les stratégies A et B (f).

4.3.3.1.3 Scénario 4 : la révision des consignes de tangente phi ne modifie pas le CNA

La révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA peut ne pas être sollicitée dans certaines situations. C'est le cas du scénario 4 où un producteur HTA est raccordé en départ mixte (Figure 4-19 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$).

Quelle que soit la stratégie, le producteur P2 est raccordé en départ mixte moyennant des travaux de renforcement. Sa consigne de tangente phi est fixée à $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$, ce qui conduit au même surdimensionnement du PCS pour les stratégies A et B. Par conséquent, les deux stratégies ont les mêmes résultats et en particulier le même CNA sur 10 ans.

Notons que si la consigne de tangente phi du producteur P2 avait été supérieure à $-0,25$, la stratégie A aurait été plus coûteuse que la stratégie B en raison d'un surcoût plus élevé en PCS, alors que le GRD modélisé dans l'outil de simulation aurait pris les mêmes décisions d'investissement dans les deux stratégies.

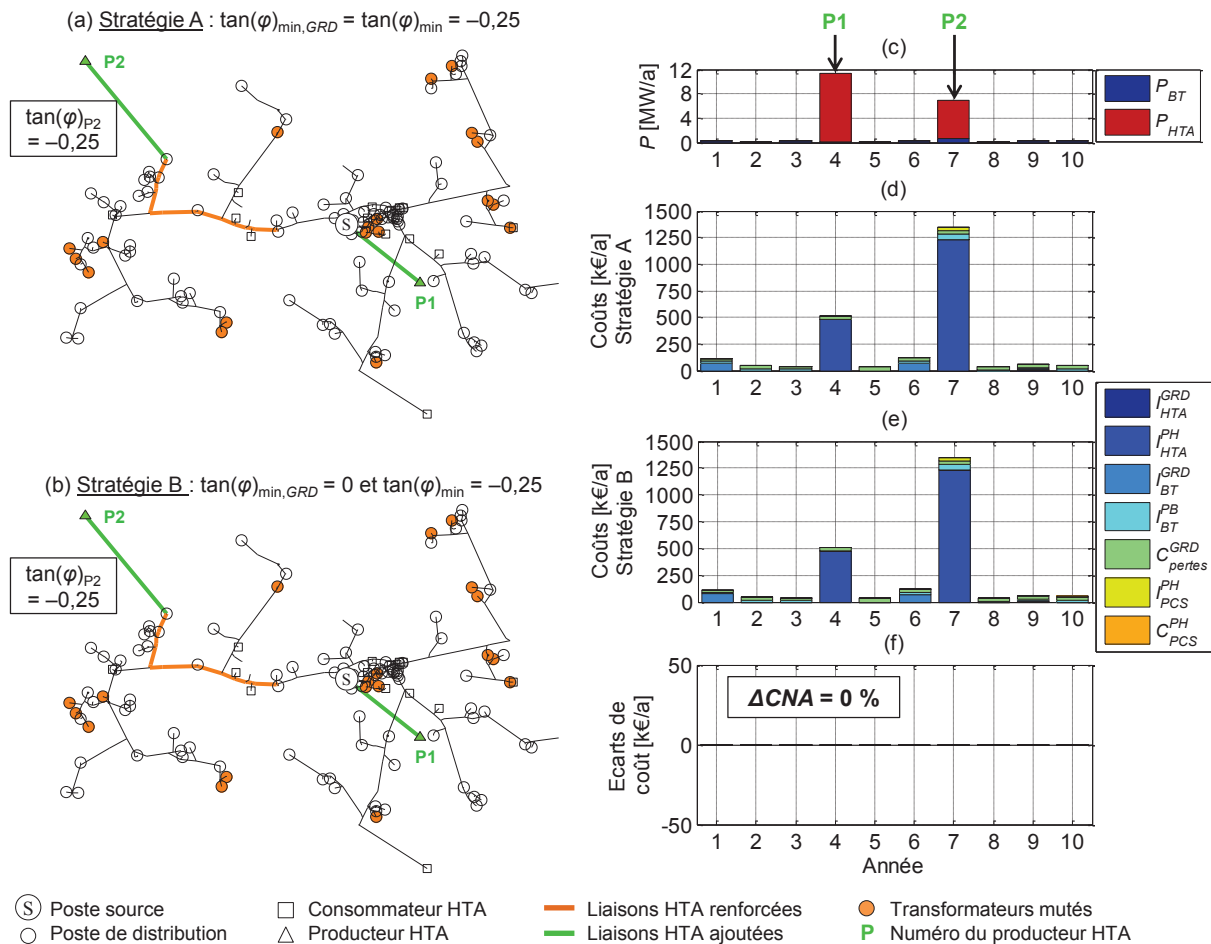


Figure 4-19 Scénario 4 : architecture finale du réseau pour la stratégie A (a) et la stratégie B (b), puissances annuelles d'ENR raccordées au réseau (c), coûts annuels pour la stratégie A (d) et la stratégie B (e), écart des coûts annuels entre les stratégies A et B (f).

4.3.3.2 Résultats agrégés sur 200 scénarios de 20 MW d'ENR

4.3.3.2.1 Influence sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau

Le Tableau 4-3 montre la répartition des 200 scénarios considérés en fonction des écarts de résultat entre les stratégies A et B en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau :

- Pour les scénarios classés « sans révision de $\tan(\varphi)$ », aucune consigne de tangente phi des producteurs HTA n'a été révisée en suivant la stratégie A. Les scénarios classés « sans révision de $\tan(\varphi)$ » ont des résultats identiques pour la stratégie A et la stratégie B en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau.
- Pour les scénarios classés « avec révision de $\tan(\varphi)$ », au moins une consigne de tangente phi des producteurs HTA a été révisée en suivant la stratégie A, ce qui conduit à des décisions d'investissement différentes sur le réseau entre les stratégies A et B. Les scénarios classés « avec révision de $\tan(\varphi)$ » ont donc des résultats différents pour la stratégie A et la stratégie B en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau.

D'après le Tableau 4-3, la majorité des scénarios étudiés ont des résultats identiques pour les stratégies A et B en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau. Par exemple, pour $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$, les stratégies A et B aboutissent aux mêmes décisions d'investissement du GRD pour 79,5 % des scénarios. D'autre part, plus la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ est faible, plus le pourcentage de scénarios « avec révision de $\tan(\varphi)$ » augmente.

$\tan(\varphi)_{\min}$	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,25	-0,2	-0,1
Part de scénarios sans révision de $\tan(\varphi)$ [%]	68,5	69,5	73	78	79,5	77,5	81,5
Part de scénarios avec révision de $\tan(\varphi)$ [%]	31,5	30,5	27	22	20,5	22,5	18,5

Tableau 4-3 Répartition des scénarios en fonction des résultats en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau.

Les différences les plus notables entre les deux stratégies portent sur le raccordement de certains producteurs HTA. Comme montré sur la Figure 4-20, la stratégie B, pour laquelle la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA est impossible, conduit parfois à raccorder des producteurs HTA en départ direct alors que ces producteurs auraient été raccordés en départ mixte selon la stratégie A, pour laquelle la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA est possible. Ce phénomène est notamment observable sur le scénario 3 lorsque le GRD doit raccorder le producteur P3 au réseau HTA (Figure 4-21) :

- En suivant la stratégie A, le producteur P3 peut être raccordé en départ mixte moyennant la révision de la consigne de tangente phi des producteurs P1 et P2 (de 0 à -0,21) et des travaux de renforcement qui sont moins coûteux que la création d'un départ direct (Figure 4-21.a et Figure 4-21.c).
- En suivant la stratégie B, les consignes de tangente phi des producteurs P1 et P2 ne peuvent pas être révisées pour accueillir le producteur P3. Des travaux de renforcement plus importants seraient nécessaires pour raccorder le producteur P3 en départ mixte. Or ces travaux de renforcement sont plus coûteux que la création d'un départ direct producteur (Figure 4-21.c). Un nouveau départ direct a donc été créé pour raccorder le producteur P3 au réseau (Figure 4-21.b).

En résumé, en l'absence de révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA, le raccordement des producteurs HTA en départ mixte peut devenir plus onéreux – en matière d'investissements sur le réseau – que la création de nouveaux départs directs. Cette situation est toutefois rare : moins de 2 % des producteurs HTA sont concernés sur les 694 producteurs HTA raccordés dans les 200 scénarios (Figure 4-20).

En dehors de ces choix différents de raccordement, les stratégies A et B ont, en moyenne, des résultats de même ordre de grandeur en termes de montants d'énergie transitée/perdue, de marges d'exploitation et de taux de contrainte. Les écarts observés entre les stratégies A et B étant relativement faibles en moyenne, ces résultats ne sont pas détaillés ici.

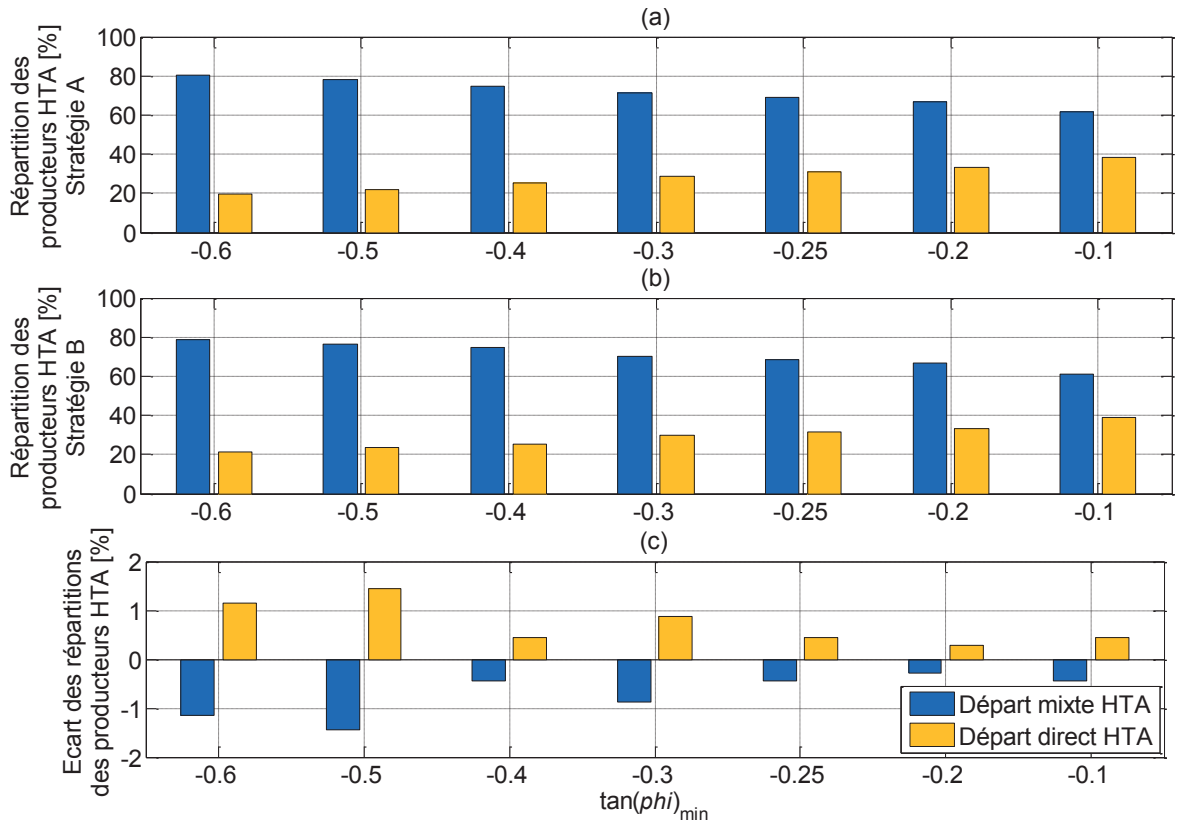


Figure 4-20 Répartition des producteurs HTA entre départs mixtes et départs directs : (a) stratégie A, (b) stratégie B, (c) écart absolu entre les stratégies A et B.

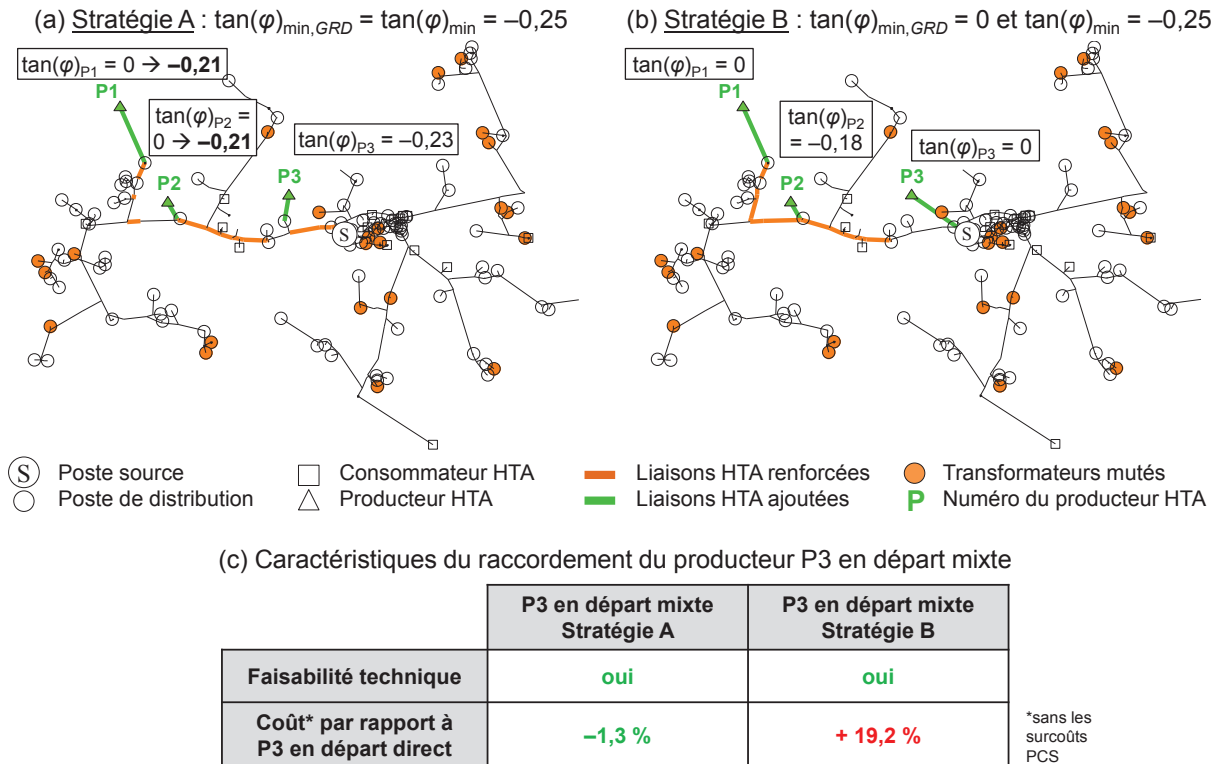


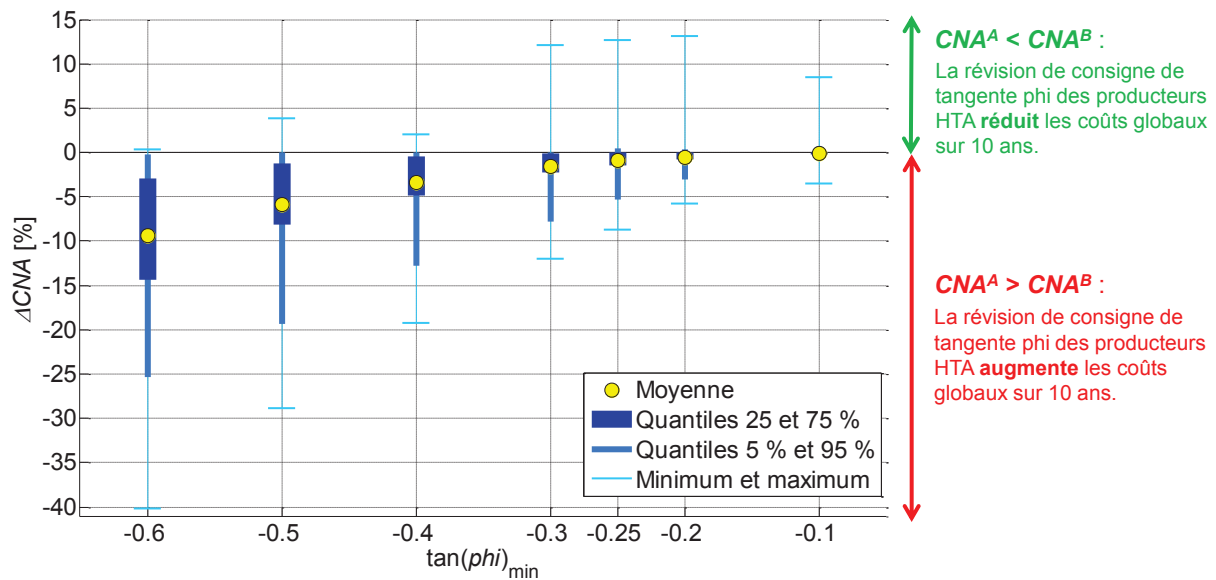
Figure 4-21 Architecture finale du réseau sur le scénario 2 pour la stratégie A (a) et la stratégie B (b), comparaison des configurations de raccordement du producteur P3 en départ mixte (c).

4.3.3.2.2 Influence sur les coûts

D'après la Figure 4-22, la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA a plus ou moins d'impact sur les CNA. Son influence dépend fortement de la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$:

- Lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ est supérieur à $-0,3$, la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA a peu d'influence sur les CNA : la distribution de ΔCNA est concentrée au voisinage de zéro.
- Lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ est inférieur à $-0,3$, la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA a une plus forte influence sur les CNA : plus $\tan(\varphi)_{\min}$ est faible, plus la distribution de ΔCNA est dispersée et sa moyenne éloignée de zéro.

Comme montré sur le Tableau 4-4, la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA n'est pas rentable pour la majorité des scénarios appliqués au réseau considéré. Par exemple, en suivant la stratégie de planification actuelle ($\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$), la révision des consignes de tangente phi réduit les CNA pour seulement 7 % des scénarios étudiés. Plus $\tan(\varphi)_{\min}$ est faible, plus le pourcentage de scénarios où la stratégie A est la moins coûteuse diminue. Il est important de noter que les scénarios qui ont des résultats identiques avec les deux stratégies en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau ont en général des CNA plus élevés avec la stratégie A à cause des surcoûts de PCS liés à la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA. Par exemple, pour $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$, les deux stratégies ont des résultats identiques en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau sur 79,5 % des scénarios (Tableau 4-3) mais des résultats économiques identiques sur seulement 14 % des scénarios (Tableau 4-4).



NB : $\Delta CNA = (CNA^B - CNA^A) / CNA^A$

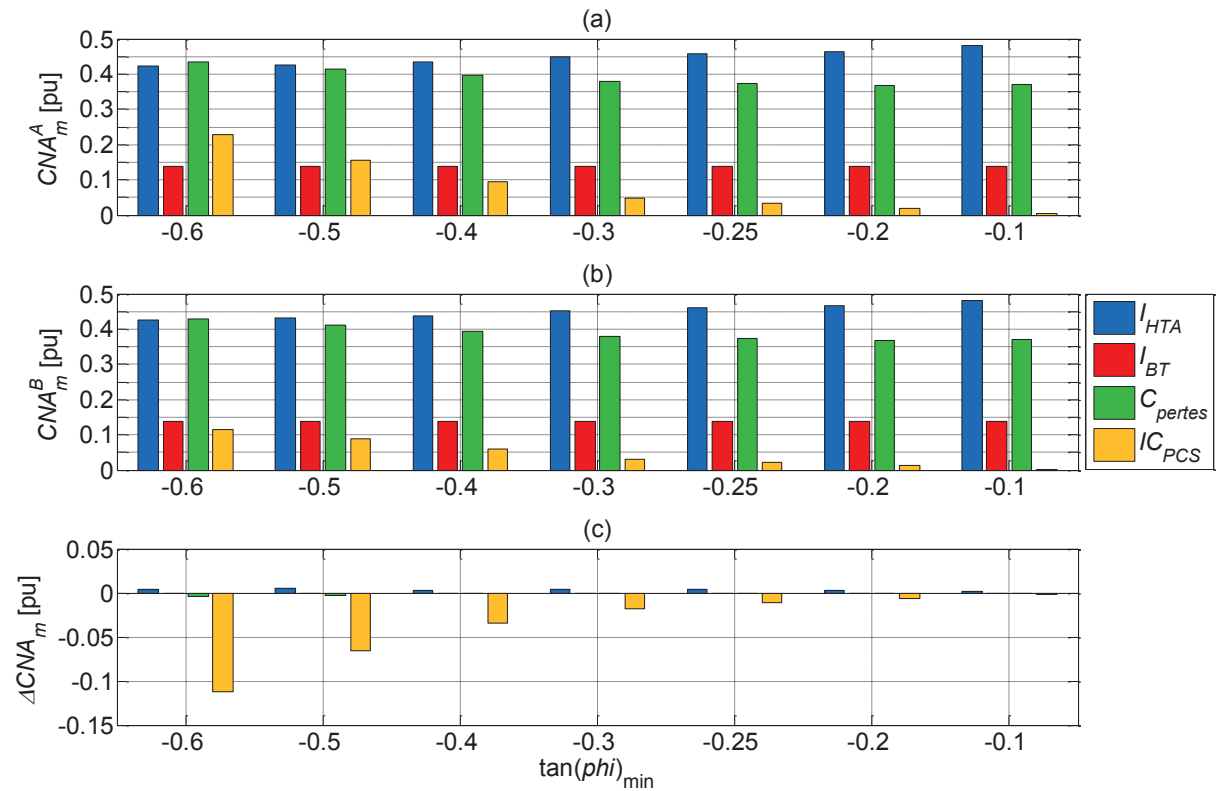
Figure 4-22 Distribution des écarts relatifs de coût entre les stratégies A et B sur 200 scénarios.

$\tan(\varphi)_{\min}$	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,25	-0,2	-0,1
Part de scénarios où les stratégies A et B ont les mêmes coûts [%]	4	8,5	10	13,5	14	16	18
Part de scénarios où la stratégie A est plus coûteuse que la stratégie B [%]	95,5	90	87,5	82,5	79	75	70,5
Part de scénarios où la stratégie A est moins coûteuse que la stratégie B [%]	0,5	1,5	2,5	4	7	9	11,5

Tableau 4-4 Répartition des scénarios en fonction des résultats économiques.

La Figure 4-23 met évidence les écarts moyens de CNA entre les stratégies A et B par catégorie de coût :

- Comme prévu dans la partie 4.3.2.3, la stratégie A engendre en moyenne des coûts de PCS supplémentaires par rapport à la stratégie B (barres jaunes négatives sur la Figure 4-23.c). Il s'agit de la principale cause de surcoût de la stratégie A par rapport à la stratégie B pour des faibles valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$.
- Les investissements sur le réseau HTA sont en moyenne légèrement moins élevés en suivant la stratégie A plutôt que la stratégie B (barres bleues positives sur la Figure 4-23.c). Ce gain en investissement est :
 - o du même ordre de grandeur que le coût excédentaire de PCS pour des valeurs élevées de $\tan(\varphi)_{\min}$;
 - o négligeable devant le coût excédentaire de PCS pour de faibles valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$.
- Pour de faibles valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$, la stratégie B conduit en moyenne à une très légère réduction du coût des pertes actives sur le réseau HTA par rapport à la stratégie A (barres vertes négatives sur la Figure 4-23.c).
- Les investissements sur le réseau BT sont similaires en moyenne pour les stratégies A et B.



NB : $\Delta CNA_m = CNA_m^B - CNA_m^A$

Figure 4-23 Comparaison des catégories de coût entre les stratégies A et B : (a) coûts moyens de la stratégie A, (b) coûts moyens de la stratégie B, (c) écarts absolus des coûts moyens entre les stratégies A et B.

4.3.4 Bilan de l'étude de cas

Cette deuxième étude de cas nous a permis d'illustrer l'influence de la révision des consignes fixes de tangente phi des producteurs HTA existants sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau et sur les coûts de la stratégie de planification pour le cas de référence (partie 2.2). Les résultats de la stratégie actuelle de planification ont été comparés avec et sans révision possible des consignes de tangente phi des producteurs HTA. Il en ressort que la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA n'est souvent pas rentable dans cette étude de cas : la révision des consignes de tangente phi peut réduire les investissements sur le réseau HTA dans certains cas mais elle implique en

contrepartie de surdimensionner systématiquement le PCS des producteurs HTA. Pour cette étude de cas particulière, le surcoût de PCS est globalement plus onéreux que l'éventuel gain réalisé en renforcement/développement de réseau sur 10 ans. Des résultats similaires sont trouvés sur le même réseau de distribution pour des puissances installées totales d'ENR de 10 MW, 30 MW et 40 MW à l'année 10.

4.4 Influence de la prise en compte des surcoûts de la chaîne de conversion de puissance dans les études de raccordement des producteurs HTA

Avec l'approche proposée, il est possible d'étudier non seulement des leviers alternatifs au renforcement, comme le réglage à tangente phi constant des producteurs HTA (partie 4.2) et la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA (partie 4.3), mais aussi des hypothèses propres à la planification des réseaux de distribution, comme les hypothèses de comparaison technico-économique des configurations de raccordement des producteurs HTA. Le lecteur intéressé est invité à consulter l'Annexe 7 qui, à titre d'exemple, étudie les impacts des surcoûts de PCS dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA.

4.5 Conclusion

Le chapitre 4 a permis d'illustrer le potentiel de l'outil de simulation à travers l'étude des impacts technico-économiques sur 10 ans de deux paramètres de la stratégie de planification actuelle des GRD français : 1) la tangente phi minimale admissible des producteurs HTA, et 2) la révision des consignes fixes de tangente phi des producteurs HTA existants. Pour ce faire, les résultats ont été obtenus sur un réseau radial de 390 nœuds HTA et de 111 postes de distribution pour 200 scénarios d'arrivée de 20 MW d'ENR sur 10 ans (partie 2.2). L'outil de simulation a permis d'évaluer les impacts globaux des paramètres étudiés sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau et sur les coûts engendrés par la stratégie de planification.

La problématique d'optimisation d'une stratégie de planification a été abordée dans la première étude de cas à l'aide d'une approche « par force brute », consistant à trouver le minimum d'un indicateur statistique sur un jeu de scénarios. Différents indicateurs statistiques de coût – basés sur le CNA, le regret et la probabilité de coût quasi-minimal – ont été introduits afin de trouver une valeur optimale de tangente phi minimale admissible des producteurs HTA en tenant compte de la variabilité du coût entre scénarios. La problématique d'optimisation automatique des stratégies sera détaillée dans le chapitre 6.

Finalement, les études de cas du chapitre 4 nous ont permis d'appréhender les possibilités offertes par l'outil de simulation pour analyser les stratégies de planification de type traditionnelle en présence d'ENR intermittentes. Avec cet outil, il est possible d'étudier non seulement des leviers alternatifs au renforcement, comme la révision des consignes de tangente phi des producteurs HTA, mais aussi des hypothèses propres à la planification des réseaux de distribution, comme les hypothèses de comparaison technico-économique des configurations de raccordement des producteurs HTA (Annexe 7). L'outil peut servir aussi bien à analyser des scénarios particuliers où un levier d'insertion d'ENR pourrait se révéler particulièrement adapté ou inadapté, qu'étudier les performances globales d'un levier sur un ensemble de scénarios stochastiques partageant des caractéristiques similaires comme le taux final de pénétration d'ENR, le taux annuel d'accroissement des ENR, le nombre de producteurs HTA, etc.

L'outil de simulation peut également être utilisé à d'autres fins que celles présentées dans le chapitre 4, notamment pour :

- Analyser l'influence des incertitudes des scénarios sur les coûts de la stratégie. Les coûts associés aux scénarios pourraient être classés en fonction d'indicateurs à définir, comme la distance moyenne des producteurs au poste source ou la somme des produits des puissances raccordées et des distances au poste source.
- Tester des règles de planification évolutives sur la période étudiée. Par exemple, l'utilisateur peut simuler l'apparition d'un nouveau levier en milieu d'étude pour tenir compte du délai de déploiement des infrastructures d'observabilité et de communication nécessaires à la mise en œuvre du levier.

A ce stade des travaux, l'outil de simulation permet seulement d'étudier des stratégies de planification de type traditionnelle, dont les leviers peuvent être dimensionnés en planification à partir de cas pessimistes de production et de consommation. De nouvelles méthodes doivent donc être implantées dans l'outil de simulation pour étudier les leviers novateurs d'intégration d'ENR. Ces méthodes sont en partie présentées dans le chapitre 5.

Chapitre 5

Application à l'étude de stratégies de planification incluant des leviers novateurs : exemple de l'effacement de production

5.1 Introduction

Un outil de simulation a été développé dans les chapitres 2 et 3 pour étudier les impacts des stratégies de planification sur un réseau de distribution en réponse à des scénarios pluriannuels d'arrivée d'ENR. Les possibilités d'étude ouvertes par cet outil ont été illustrées à travers des études de cas sur la stratégie de planification actuelle des GRD français dans le chapitre 4.

Jusqu'à présent, cet outil de simulation ne pouvait être appliqué qu'à l'analyse d'une planification de type « traditionnelle », c'est-à-dire lorsque l'étude de cas extrêmes de production et de consommation en planification était suffisante pour dimensionner tous les leviers d'intégration des ENR intervenant dans les stratégies étudiées. Comme mentionné dans le chapitre 1, la plupart des leviers novateurs d'intégration d'ENR ne peuvent être pas dimensionnés uniquement sur la base des cas extrêmes de production et de consommation car ces leviers ont souvent des limites d'action en matière d'énergie ou de durée temporelle et engendrent des coûts opérationnels non négligeables au cours de leur durée de fonctionnement. De ce fait, l'étude des leviers novateurs d'intégration d'ENR nécessite de satisfaire plusieurs conditions dans l'outil de simulation :

- Pour élaborer de nouvelles stratégies de planification (bloc orange sur la Figure 2-4), il faut au préalable imaginer des règles de planification qui définissent le périmètre d'action de chaque levier novateur considéré.
- Dans les analyses décisionnelles du GRD (bloc bleu sur la Figure 2-4), les performances des leviers novateurs doivent être estimées sur une durée représentative du fonctionnement des leviers afin d'évaluer leur faisabilité technico-économique.
- En plus des grandeurs électriques U , I , P_{pertes} et S_{bilan} , le simulateur d'état du réseau (bloc bleu sur la Figure 2-4) doit estimer, avec rapidité et précision, les grandeurs d'intérêt des leviers novateurs qui interviennent dans le bilan économique final de la stratégie de planification.

Le chapitre 5 a pour objet de présenter de nouvelles méthodes pour satisfaire ces conditions et donc étudier des leviers novateurs d'intégration d'ENR à l'aide de l'outil de simulation. Pour illustrer nos propos, nous nous intéresserons à l'étude de stratégies de planification incluant l'effacement ponctuel de production HTA (partie 1.5.3.1).

Dans un premier temps, de nouvelles méthodes seront présentées pour modéliser et étudier l'effacement de production HTA. Nous montrerons comment l'effacement de production peut être considéré dans les différents blocs de l'outil de simulation. Le potentiel de l'outil de simulation sera ensuite illustré par un cas pratique : l'étude de techniques conservatives d'effacement de production HTA pour résoudre des surtensions causées par les producteurs HTA et BT sur le réseau HTA. Deux stratégies de planification avec effacement de production seront comparées avec la stratégie actuelle afin d'observer l'impact de l'effacement de production sur les coûts de renforcement des départs mixtes accueillant des producteurs HTA. Certaines hypothèses de l'étude seront finalement discutées afin de nuancer les résultats obtenus et, plus généralement, montrer les nouvelles possibilités ouvertes par l'outil de simulation pour étudier des techniques d'effacement de production plus efficaces.

5.2 Procédures particulières pour l'étude de l'effacement de production

Grâce aux travaux de réduction du temps de calcul (chapitre 3), notre outil de simulation peut servir à étudier la plupart des leviers novateurs d'intégration des ENR moyennant l'ajout de nouvelles procédures. Quatre axes d'amélioration de l'outil ont été identifiés comme primordiaux :

- la création de stratégies de planification incluant des leviers traditionnels et novateurs (partie 5.2.1) ;
- l'étude de la faisabilité technico-économique des leviers novateurs dans les analyses décisionnelles du GRD (partie 5.2.2) ;
- l'estimation des grandeurs d'intérêt des leviers novateurs et leurs impacts sur l'état électrique du réseau dans le simulateur d'état du réseau (partie 5.2.3) ;
- la valorisation des leviers novateurs dans le bilan économique des stratégies de planification (partie 5.2.4).

Pour chaque axe d'amélioration, un exemple concret sera présenté pour étudier des techniques conservatives d'effacement ponctuel de production HTA. L'effacement de production peut être considéré de différentes façons dans l'outil de simulation (partie 1.5.3.1). L'approche que nous proposons ici a l'avantage d'être simple et relativement peu coûteuse en temps de calcul et peut être étendue à différents leviers novateurs. D'autres approches possibles, plus efficaces en matière d'effacement de production mais potentiellement plus coûteuses en temps de calcul, sont détaillées dans la partie 5.4.

5.2.1 Création de stratégies de planification incluant l'effacement de production

5.2.1.1 Problématique générale

Pour créer des stratégies de planification incluant des leviers novateurs, une approche simple et réaliste est d'ajouter de nouvelles règles de planification dans le modèle de la stratégie de planification actuelle (partie 2.5.3.2). Ces nouvelles règles doivent définir le périmètre d'action des leviers novateurs considérés, c'est-à-dire les cause et nature des contraintes à résoudre ainsi que les limites d'action des leviers.

Pour élaborer des règles réalistes, il est important d'identifier au préalable les grandeurs d'intérêt des leviers novateurs. **Nous entendons par « grandeurs d'intérêt » les grandeurs intervenant dans la définition des limites d'action des leviers novateurs et dans leur bilan économique.**

En résumé, nous conseillons d'adopter la démarche suivante pour créer de nouvelles stratégies :

- définir les grandeurs d'intérêt et le périmètre d'action des leviers novateurs ;
- créer de nouvelles règles de planification associées aux leviers novateurs ;
- pour chaque phase d'analyse (1, 2, 3, 4a et 4b, comme défini dans le Tableau 2-3), établir dans quel ordre le GRD envisage chacun des leviers novateurs par rapport aux leviers traditionnels en cas de contrainte à résoudre, le renforcement de réseau (règle R1) étant toujours le dernier levier à envisager.

5.2.1.2 Application à l'effacement de production HTA

5.2.1.2.1 Les grandeurs d'intérêt de l'effacement de production

Dans cette étude, nous avons retenu **deux sortes de grandeur d'intérêt** pour l'effacement de production HTA :

- **l'énergie active effacée** par le producteur HTA i à l'année t , notée $E_{eff}^{i,t}$;

- **le taux d'effacement en énergie** du producteur HTA i à l'année t , noté $\tau_{eff}^{i,t}$ et défini comme suit :

$$\tau_{eff}^{i,t} = E_{eff}^{i,t} / E_{ini}^{i,t}, \quad (5.1)$$

où $E_{ini}^{i,t}$ est l'énergie active que le producteur i aurait produite à l'année t si aucun effacement de production n'avait été mis en œuvre.

D'autres grandeurs d'intérêt envisageables pour l'effacement de production sont détaillées dans la partie 5.4.1. Dans ce qui suit, la grandeur $E_{eff}^{i,t}$ intervient dans le bilan économique de l'effacement de production tandis que la grandeur $\tau_{eff}^{i,t}$ intervient dans la détermination de la limite d'action de l'effacement de production. Nous verrons plus loin comment ces deux grandeurs sont calculées puis utilisées dans les différentes extensions de la méthode (parties 5.2.2, 5.2.3 et 5.2.4).

5.2.1.2.2 Le périmètre d'action de l'effacement de production

L'effacement de production peut être envisagé pour résoudre deux types de contrainte détectée lors des analyses décisionnelles du GRD :

- les contraintes de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée de nouveaux producteurs HTA et/ou BT ;
- les contraintes de puissance apparente au transformateur HTB/HTA suite à l'arrivée de nouveaux producteurs HTA et/ou BT.

Le taux d'effacement annuel en énergie des producteurs HTA peut servir de limite à la mise en œuvre de l'effacement de production. Deux limites sont considérées ici :

- $\tau_{eff,max}$: le taux d'effacement annuel maximal par producteur HTA que tout producteur HTA est prêt à tolérer sans compensation financière ;
- $\tau_{eff,max,GRD}$: le taux d'effacement annuel maximal par producteur HTA que le GRD est prêt à payer au producteur HTA.

D'autres limites possibles pour l'effacement de production sont présentées dans la partie 5.4.1.

Dans cette étude, la définition des limites $\tau_{eff,max}$ et $\tau_{eff,max,GRD}$ nous permet d'envisager l'effacement de production comme levier alternatif au renforcement/développement de réseau HTA :

- lors des études de raccordement des producteurs HTA (phases 4.a et 4.b), où les producteurs HTA sont prêts à s'effacer ponctuellement en contrepartie d'un raccordement moins onéreux (limite $\tau_{eff,max}$) ;
- lors du traitement des impacts des producteurs BT (phases 2 et 3), où le GRD est prêt à payer un effacement ponctuel de production pour réduire les coûts d'adaptation du réseau HTA nécessaires à l'intégration des producteurs BT (limite $\tau_{eff,max,GRD}$).

5.2.1.2.3 Les règles de planification associées à l'effacement de production

Le Tableau 5-1 présente les nouvelles règles de planification découlant des hypothèses ci-dessus. Ces règles de planification peuvent être appliquées pour différentes techniques d'effacement, k étant la référence de la technique d'effacement considérée.

Nous entendons par « technique d'effacement » la façon de répartir la puissance à effacer entre les producteurs HTA. Des exemples de technique d'effacement sont présentés ultérieurement (partie 5.3).

R7-k : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors appliquer la technique d'effacement n°k aux producteurs HTA du départ mixte, pourvu que le taux prévisionnel d'effacement annuel des producteurs HTA du départ mixte reste inférieur à $\tau_{eff,max}$.

R8-k : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée de nouveaux producteurs BT, alors appliquer la technique d'effacement n°k aux producteurs HTA du départ mixte, pourvu que le taux prévisionnel d'effacement annuel des producteurs HTA du départ mixte reste inférieur à $\tau_{eff,max,GRD}$.

R9-k : S'il existe un risque de contrainte de puissance apparente au transformateur HTB/HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors appliquer la technique d'effacement n°k aux producteurs HTA de la demi-rame HTA, pourvu que le taux prévisionnel d'effacement annuel des producteurs HTA de la demi-rame HTA reste inférieur à $\tau_{eff,max}$.

R10-k : S'il existe un risque de contrainte de puissance apparente au transformateur HTB/HTA suite à l'arrivée de nouveaux producteurs BT, alors appliquer la technique d'effacement n°k aux producteurs HTA de la demi-rame HTA pourvu que le taux prévisionnel d'effacement annuel des producteurs HTA de la demi-rame HTA reste inférieur à $\tau_{eff,max,GRD}$.

Tableau 5-1 Nouvelles règles de planification liées à l'effacement de production HTA.

5.2.1.2.4 Les nouvelles stratégies de planification incluant l'effacement de production

Le Tableau 5-2 montre l'ensemble des stratégies de planification possibles lorsque l'effacement de production est envisagé comme avant-dernier levier avant le renforcement de réseau (règle R1) pour résoudre les contraintes persistantes de tension haute et/ou de puissance apparente. Les modèles de stratégie sont présentés ici selon le formalisme introduit dans la partie 2.5.3.

Phase	Contraintes sur le réseau HTA				Contraintes sur le réseau BT		
	Puissance apparente	Courant	Tension basse	Tension haute	Puissance apparente	Tension basse	Tension haute
1	R1	R1	R1				
2 et 3	(R10-k→)R1	R1		R4→(R8-k→)R1	R1		R5
4	a	(R9-k→)R1	R1	R2→R3→R4→(R7-k→)R1			
	b	(R9-k→)R1	R1	R4→R1			
5						R6	

Tableau 5-2 Ensemble des stratégies de planification incluant l'effacement de production.

Il est à noter que, dans les stratégies du Tableau 5-2, le renforcement de réseau (règle R1) est mis en œuvre pour résoudre 100 % des contraintes lorsque l'effacement de production ne suffit pas à lever toutes les contraintes. Une autre possibilité non explorée ici serait de renforcer le réseau pour résoudre seulement une partie des contraintes et d'utiliser l'effacement de production pour lever les contraintes résiduelles en exploitation. Cela impliquerait de développer une méthode capable de déterminer un bon compromis entre renforcement de réseau et effacement de production en un temps de calcul correct.

5.2.2 Etude de la faisabilité technico-économique de l'effacement de production en planification

5.2.2.1 Problématique générale

Dans les analyses décisionnelles du GRD, la faisabilité technico-économique des leviers novateurs comme l'effacement de production peut être évaluée à l'aide de la procédure du Tableau 5-3.

- 1) Estimer le profil temporel au pas 10 minutes des grandeurs électriques sujettes à des contraintes sur une durée représentative.
- 2) Pour chaque pas de temps en contrainte, calculer les grandeurs d'intérêt des leviers novateurs permettant de résoudre les contraintes.
- 3) Statuer sur la mise en œuvre ou non des leviers novateurs en fonction de leurs limites d'action :
 - a. si les limites d'action sont respectées, mettre en œuvre les leviers novateurs ;
 - b. si les limites d'action ne sont pas respectées, ne pas utiliser de leviers novateurs et faire du renforcement de réseau.
- 4) Calculer le bilan économique prévisionnel de la combinaison des leviers mis en œuvre.

Tableau 5-3 Procédure générale d'étude de la faisabilité technico-économique des leviers novateurs dans les analyses décisionnelles du GRD.

Cette procédure doit être exécutée chaque fois qu'un levier novateur est envisagé dans les analyses décisionnelles du GRD, soit $n_{tot} = n_1 + n_2 + 2n_3$ fois avec :

- n_1 : le nombre d'années où au moins un producteur BT doit être raccordé en départ mixte (phase 2) ;
- n_2 : le nombre d'années où au moins un producteur BT doit être raccordé en départ direct (phase 3) ;
- n_3 : le nombre de producteurs HTA à raccorder sur la durée du scénario, à étudier chaque fois en départ mixte (phase 4.a) et en départ direct (phase 4.b).

Il est donc important que cette procédure ait un temps de calcul le plus faible possible. Comme les étapes 1 et 2 sont les plus coûteuses à évaluer, deux options sont envisageables pour réduire le temps de calcul :

- Option 1 : construire un méta-modèle des grandeurs électriques (étape 1) à l'aide de la procédure d'approximation du Tableau 3-11 et faire des calculs analytiques simplifiés des grandeurs d'intérêt à l'étape 2.
- Option 2 : construire un méta-modèle des grandeurs d'intérêt des leviers novateurs (étapes 1 et 2) à l'aide d'une procédure d'approximation plus fine que celle du Tableau 3-11 .

Il est à noter que l'option 2 requiert une procédure d'approximation plus fine que celle du Tableau 3-11 car, sans amélioration de la procédure d'approximation, de fortes erreurs d'approximation sont souvent commises pour de faibles valeurs des grandeurs d'intérêt des leviers novateurs (voir partie 5.2.3).

Le choix de l'option dépend du levier novateur considéré et des hypothèses faites sur sa mise en œuvre. La partie suivante explique quelle option a été choisie pour l'effacement de production et quelles hypothèses sous-jacentes ont été prises pour appliquer l'option retenue.

5.2.2.2 Application à l'effacement de production HTA

Comme mentionné dans la partie 5.2.1.2.1, les taux prévisionnels d'effacement des producteurs HTA sont les grandeurs d'intérêt intervenant dans la détection de la limite d'action de l'effacement de

production HTA. Le taux d'effacement du producteur HTA i sur une durée représentative est calculé comme suit :

$$\tau_{eff}^i = E_{eff}^i / E_{ini}^i \quad \text{avec} \quad E_{eff}^i = \sum_{k=1}^K P_{eff}^i(k) \Delta T \quad \text{et} \quad E_{ini}^i = \sum_{k=1}^K P_{ini}^i(k) \Delta T, \quad (5.2)$$

et avec :

- K : le nombre de pas de temps ($K = 52560$ si la durée représentative est égale à 1 an) ;
- ΔT : la durée séparant deux pas de temps [h] ($\Delta T = 1/6$ h pour un pas de 10 minutes) ;
- P_{ini}^i : la puissance active du producteur i avant effacement au pas de temps k [W] ;
- P_{eff}^i : la puissance effacée du producteur i au pas de temps k [W].

La puissance effacée du producteur HTA i au pas de temps k correspond à l'excédent de puissance active du producteur par rapport à la puissance active maximale P_{max} que le producteur peut injecter sur le réseau sans créer de contraintes au pas de temps k :

$$P_{eff}^i(k) = \max(0, P_{ini}^i(k) - P_{max}^i(k)). \quad (5.3)$$

Ainsi, pour l'effacement de production HTA, le temps de calcul de la procédure du Tableau 5-3 dépend fortement de la complexité du calcul des puissances maximales P_{max} sur la durée représentative. Nous adoptons ici l'option 1 pour réduire le temps de calcul, i.e. :

- à l'étape 1 de la procédure du Tableau 5-3, les grandeurs électriques sujettes à des contraintes sont estimées à l'aide de la procédure d'approximation du Tableau 3-11 ;
- à l'étape 2 de la procédure du Tableau 5-3, le calcul du taux prévisionnel d'effacement des producteurs HTA est simplifié grâce à une hypothèse de calcul de la puissance active maximale des producteurs P_{max} , présentée ci-dessous.

Les travaux nécessaires à la mise en œuvre de l'option 2 pour l'effacement de production sont discutés dans la partie 5.4.2.

5.2.2.2.1 Calcul des puissances maximales des producteurs HTA

Une variable d'exploitation P_{max} est associée à chaque producteur HTA effaçable. La valeur de P_{max} au pas de temps k correspond à la puissance active maximale que le producteur HTA peut injecter sur le réseau sans créer de contraintes au pas de temps k . En pratique, la variable P_{max} peut être une consigne que le GRD détermine de façon à satisfaire les contraintes sur le réseau et qu'il transmet régulièrement au producteur HTA par le biais d'un lien de communication. La valeur de P_{max} peut dépendre de différents paramètres comme :

- les caractéristiques du réseau en contrainte ;
- la technique d'effacement utilisée permettant de répartir la puissance effacée entre les producteurs responsables des contraintes détectées ;
- la nature des contraintes détectées (tension haute et/ou puissance apparente) ;
- l'amplitude et la localisation des contraintes détectées, directement liées aux niveaux de consommation et de production sur le réseau.

Ce dernier paramètre nécessite de réestimer la puissance maximale P_{max} de chaque producteur à chaque pas de temps en contrainte, ce qui se traduit généralement par des calculs coûteux en temps (par exemple, des calculs de load-flow). **Afin de réduire le temps de calcul alloué à l'étape 2 de la procédure du Tableau 5-3, la puissance maximale P_{max} de chaque producteur HTA est supposée déterminée en planification lors des analyses décisionnelles du GRD et constante pendant au moins une année.** Autrement dit, la valeur de P_{max} ne dépend pas de l'amplitude et de la localisation des contraintes détectées en exploitation, mais uniquement des caractéristiques du réseau, de la nature des contraintes détectées et de la technique d'effacement considérée. Par exemple, si la technique

d'effacement $n^{\circ}k$ est envisagée pour résoudre à la fois des contraintes de tension haute aux nœuds HTA et des contraintes de puissance apparente au transformateur HTB/HTA, chaque producteur HTA a seulement trois valeurs de puissance maximale (voir exemple sur la Figure 5-1 pour une technique d'effacement « derniers arrivés, premiers effacés ») :

- $P_{max} = P_n$: la puissance nominale du producteur, en l'absence de contrainte en exploitation.
- $P_{max} = P_{maxSk} (\leq P_n)$: la puissance maximale du producteur qui garantit l'absence de contrainte de puissance apparente au transformateur HTB/HTA amont selon la technique d'effacement k . En exploitation, la puissance du producteur est limitée à P_{maxSk} en cas de contrainte de puissance apparente au transformateur HTB/HTA amont (voir T1 sur la Figure 5-1).
- $P_{max} = P_{maxUk} (\leq P_n)$: la puissance maximale du producteur qui garantit l'absence de contrainte de tension haute sur le départ d'accueil du producteur selon la technique d'effacement k . En exploitation, la puissance du producteur est limitée à P_{maxUk} en cas de contrainte de tension haute sur son départ d'accueil (voir T2 sur la Figure 5-1).

Les variables P_{maxUk} et P_{maxSk} sont calculées dans les analyses décisionnelles du GRD (phases 2, 3, 4.a et 4.b du Tableau 5-2) en considérant :

- la situation de réseau la plus contraignante en matière d'effacement :
 - o consommation minimale supposée égale à 20 % de la consommation maximale,
 - o production maximale avec le(s) nouveau(x) producteur(s),
 - o tension au jeu de barres HTA plus haute de 0,01 pu que la consigne de tension du transformateur régleur HTB/HTA ;
- une technique d'effacement qui spécifie la façon de répartir l'effacement de production entre les producteurs HTA pour résoudre les contraintes détectées.

En faisant l'hypothèse que P_{max} est déterminée en planification, l'étape 2 de la procédure du Tableau 5-3 devient peu coûteuse en temps. Pour chaque pas en contrainte, il suffit de :

- 1) choisir la valeur pré-calculée de P_{max} correspondant aux contraintes détectées ;
- 2) déterminer la puissance effacée P_{eff} à partir de l'Equation 5.3.

Il est à noter que, comme P_{maxUk} et P_{maxSk} sont calculées en planification sur la base de cas pessimistes de production et de consommation, l'effacement ponctuel des producteurs HTA résout bien toute contrainte détectée en exploitation mais est généralement plus élevé que nécessaire. L'hypothèse de calcul de P_{max} ci-dessus permet donc de considérer uniquement des **techniques conservatives d'effacement**, c'est-à-dire des techniques qui garantissent à tout instant un montant fixe de puissance injectable sur le réseau mais qui, en cas de contrainte, ne permettent pas aux producteurs d'injecter une puissance supérieure à leur montant fixe même si celle-ci n'aurait pas causé de contrainte. D'autres hypothèses de calcul de P_{max} , conduisant à des techniques d'effacement plus efficaces, sont présentées dans la partie 5.4.2.

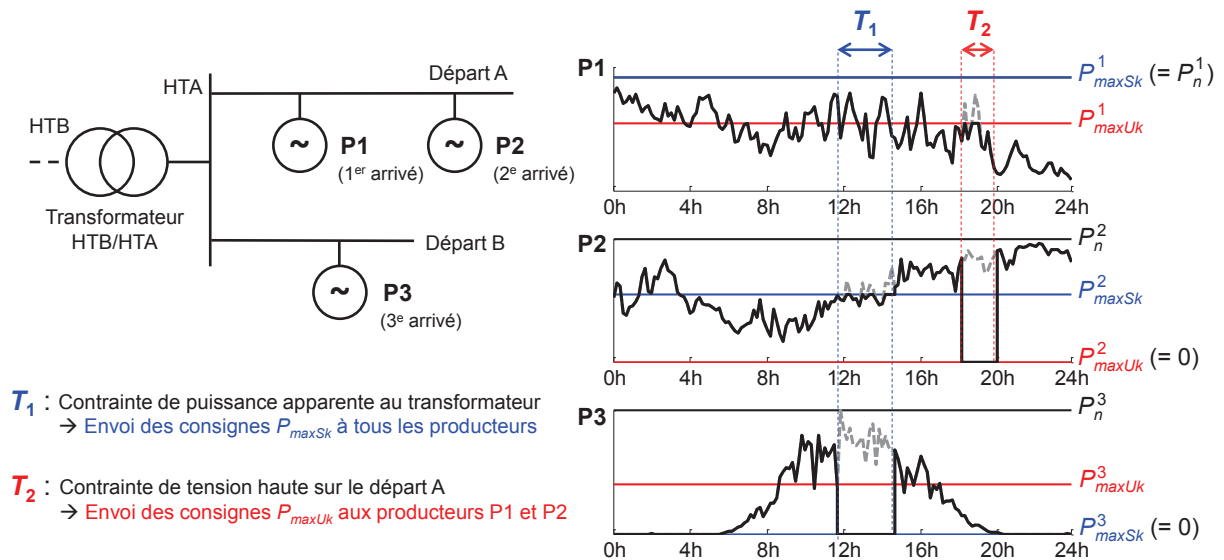


Figure 5-1 Exemple de puissances maximales P_{max} selon la technique d'effacement « dernier arrivé, premier effacé ».

5.2.2.2 Hypothèse sur les taux maximaux d'effacement des producteurs HTA

D'après le Tableau 5-2, les taux prévisionnels d'effacement des producteurs HTA doivent être estimés dans les analyses décisionnelles du GRD, lors des traitements des impacts des producteurs BT (phases 2 et 3 du Tableau 2-3) et lors des études de raccordement des producteurs HTA (phases 4.a et 4.b du Tableau 2-3).

Pour réduire le temps de calcul dédié à la simulation des analyses décisionnelles du GRD, nous proposons de fixer la variable $\tau_{eff,max,GRD}$ égale à l'infini dans les règles R8-k et R10-k ($\tau_{eff,max,GRD} = +\infty$), ce qui signifie que le GRD mettra en œuvre systématiquement l'effacement ponctuel de production HTA en cas de contrainte de tension haute et de puissance apparente. Cette hypothèse peut être envisagée car la probabilité que le taux d'effacement d'un producteur HTA soit supérieur à $\tau_{eff,max}$ (taux maximal toléré par les producteurs HTA sans compensation financière) reste malgré tout relativement faible. En effet, la puissance annuelle à raccorder au réseau BT cause en général des contraintes d'amplitude plus faibles, et donc une énergie effacée plus faible, que la puissance d'un nouveau producteur HTA. Grâce à cette hypothèse, il n'est pas nécessaire de calculer les taux d'effacement prévisionnels des producteurs HTA dans les phases 2 et 3 des analyses décisionnelles du GRD. Le nombre d'évaluations de la procédure de faisabilité de l'effacement de production HTA est donc réduit à $n_{tot} = 2n_3$, où n_3 est le nombre de producteurs HTA à raccorder sur la durée de l'étude (au lieu de $n_{tot} = n_1 + n_2 + 2n_3$ comme expliqué dans la partie 5.2.2.1).

Il est à noter qu'en supposant $\tau_{eff,max,GRD} = +\infty$, la limite $\tau_{eff,max}$ devient la seule variable d'entrée liée à l'effacement de production HTA dans les stratégies de planification du Tableau 5-2.

5.2.2.3 Comparaison économique des configurations de raccordement des producteurs HTA avec effacement de production

Comme résumé dans le Tableau 5-4, jusqu'à six configurations de raccordement des producteurs HTA sont possibles lorsque l'effacement de production HTA est envisagé comme alternative au renforcement :

- quatre configurations de raccordement du producteur HTA en départ mixte (phase 4.a) en fonction de la mise en œuvre ou non de l'effacement de production pour résoudre les contraintes de tension haute et/ou les contraintes de puissance apparente (C1, C2, C3 et C4 dans le Tableau 5-4) ;

- deux configurations de raccordement du producteur HTA en départ direct (phase 4.b) en fonction de la mise en œuvre ou non de l'effacement de production pour résoudre les contraintes de puissance apparente (C5 et C6 dans le Tableau 5-4).

Configuration de raccordement		Dernier levier mis en œuvre pour résoudre des contraintes de tension haute	Dernier levier mis en œuvre pour résoudre des contraintes de puissance apparente
En départ mixte	C1	Renforcement de réseau (R1)	Renforcement de réseau (R1)
	C2	Effacement de production HTA (R7- <i>k</i>)	Renforcement de réseau (R1)
	C3	Renforcement de réseau (R1)	Effacement de production HTA (R9- <i>k</i>)
	C4	Effacement de production HTA (R7- <i>k</i>)	Effacement de production HTA (R9- <i>k</i>)
En départ direct	C5	Renforcement de réseau (R1)	Renforcement de réseau (R1)
	C6	Renforcement de réseau (R1)	Effacement de production HTA (R9- <i>k</i>)

Tableau 5-4 Ensemble des configurations de raccordement des producteurs HTA avec/sans l'effacement de production.

Pour simplifier la comparaison économique des configurations de raccordement, seuls les investissements liés au renforcement/développement de réseau sont considérés dans le bilan économique des configurations lors des analyses décisionnelles du GRD, comme c'est déjà le cas dans la planification traditionnelle (voir partie 5.4.4 pour différentes hypothèses). De ce fait, seules deux configurations de raccordement sont considérées lors de la comparaison économique :

- la configuration en départ mixte qui conduit au plus faible investissement sur le réseau dans la phase 4.a, c'est-à-dire : C4 si elle est techniquement faisable, sinon C2 ou C3 si elle est techniquement faisable, sinon C1 ;
- la configuration en départ direct qui conduit au plus faible investissement sur le réseau dans la phase 4.b, c'est-à-dire : C6 si elle est techniquement faisable, sinon C5.

5.2.2.2.4 Procédure finale d'estimation de la faisabilité technico-économique de l'effacement de production HTA

Le Tableau 5-5 récapitule les hypothèses prises pour réduire le temps alloué à l'estimation de la faisabilité technico-économique de l'effacement de production HTA dans les analyses décisionnelles du GRD. La procédure finale à inclure dans les phases 4.a et 4.b est présentée dans le Tableau 5-6.

Hypothèses considérées	Conséquences
Les tensions aux nœuds HTA et la puissance apparente au transformateur HTB/HTA obtenues avant la mise en œuvre de l'effacement de production sont estimées à partir de la procédure d'approximation du Tableau 3-11.	L'étape 1 de la procédure du Tableau 5-3 est peu coûteuse à évaluer.
Les puissances maximales P_n , P_{maxU} et P_{maxS} des producteurs HTA en cas de contrainte sont déterminées en phase de planification, en amont de la procédure du Tableau 5-3.	Le coût d'évaluation de l'étape 2 de la procédure du Tableau 5-3 est quasiment nul.
La variable $\tau_{eff,max,GRD}$ est égale à l'infini dans les règles R8-k et R10-k.	Le nombre d'évaluations de la procédure du Tableau 5-3 est fortement réduit : la procédure est exécutée uniquement lors des phases 4.a et 4.b des analyses décisionnelles du GRD, en cas de contrainte de tension haute et/ou de puissance apparente.
Les configurations de raccordement techniquement faisables sont comparées économiquement uniquement sur la base des investissements dans les analyses décisionnelles du GRD.	Les calculs économiques sont simplifiés dans l'étape 4 de la procédure du Tableau 5-3.

Tableau 5-5 Synthèse des hypothèses prises pour réduire le temps de calcul dédié à l'étude de faisabilité technico-économique de l'effacement de production HTA.

Procédure à inclure dans les phases 4.a et 4.b des analyses décisionnelles du GRD (bloc A de la Figure 2-15).

1) Identifier les contraintes sur une année.

Appliquer la procédure d'approximation du Tableau 3-11 pour estimer le profil temporel des grandeurs électriques sujettes à des contraintes, i.e. :

- a) les tensions aux nœuds du départ HTA ;
 - b) la puissance apparente traversant le transformateur HTB/HTA amont ;
- sur 1 an au pas 10 minutes (soit un total de 52560 pas de temps).

2) Calculer le taux prévisionnel d'effacement des producteurs HTA.

- a) Initialiser la puissance effacée des producteurs HTA à zéro sur l'année : $P_{eff} = 0$.
- b) Pour chaque pas de temps en contrainte k , déterminer la puissance à effacer de chaque producteur HTA i permettant de résoudre les contraintes :

$$P_{eff}^i(k) = \max(0, P_{ini}^i(k) - P_{max}^i(k)), \quad (5.4)$$

où P_{ini}^i est la puissance active du producteur i avant effacement et P_{max}^i la consigne de puissance active maximale du producteur i (voir partie 5.2.2.2.1) :

- $P_{max}^i(k) = P_n^i$, la puissance nominale du producteur i , s'il n'y a aucune surtension sur le départ du producteur i et aucune contrainte de puissance apparente au transformateur HTB/HTA amont pour le pas de temps k ;
- $P_{max}^i(k) = P_{maxUk}^i$ s'il y a des surtensions sur le départ du producteur i mais aucune contrainte de puissance apparente au transformateur HTB/HTA amont pour le pas de temps k ;
- $P_{max}^i(k) = P_{maxSk}^i$ s'il y a une contrainte de puissance apparente au transformateur HTB/HTA amont mais aucune surtension sur le départ du producteur i pour le pas de temps k ;

- $P_{\max}^i(k) = \min(P_{\max Uk}^i, P_{\max Sk}^i)$ s'il y a des surtensions sur le départ du producteur i et une contrainte de puissance apparente au transformateur HTB/HTA amont pour le pas de temps k .

Remarque : les valeurs de P_n^i , $P_{\max Uk}^i$ et $P_{\max Sk}^i$ des producteurs HTA ont été déterminées en amont de cette procédure.

- c) En déduire l'énergie effacée E_{eff}^i et le taux annuel d'effacement τ_{eff}^i de chaque producteur HTA i :

$$\tau_{\text{eff}}^i = E_{\text{eff}}^i / E_{\text{ini}}^i \quad \text{avec} \quad E_{\text{eff}}^i = \sum_{k=1}^K P_{\text{eff}}^i(k) \Delta T \quad \text{et} \quad E_{\text{ini}}^i = \sum_{k=1}^K P_{\text{ini}}^i(k) \Delta T, \quad (5.5)$$

où K est le nombre de pas de temps ($K = 52560$) et ΔT la durée séparant deux pas de temps ($\Delta T = 1/6$ h).

3) Statuer sur la mise en œuvre ou non de l'effacement de production HTA en fonction de sa limite d'action.

- a) L'effacement de production HTA est mis en œuvre si tous les producteurs HTA ont un taux prévisionnel d'effacement inférieur égal à $\tau_{\text{eff,max}}$ ($\tau_{\text{eff,max,GRD}}$ si cette procédure est exécutée dans les phases 2 et 3).
- b) L'effacement de production HTA n'est pas considéré si au moins un producteur HTA a un taux prévisionnel d'effacement supérieur à $\tau_{\text{eff,max}}$ ($\tau_{\text{eff,max,GRD}}$ si cette procédure est exécutée dans les phases 2 et 3). Dimensionner le renforcement/développement de réseau pour résoudre les contraintes résiduelles sur la base de cas pessimiste de consommation et de production comme dans la planification traditionnelle.

4) Calculer le bilan économique prévisionnel de la combinaison des leviers mis en œuvre.

Faire la somme des coûts d'investissement en renforcement et développement de réseau requis pour le raccordement du nouveau producteur HTA (des nouveaux producteurs BT si cette procédure est exécutée dans les phases 2 et 3).

Tableau 5-6 Procédure d'étude de la faisabilité technico-économique de l'effacement de production dans les analyses décisionnelles du GRD.

5.2.3 Estimation des grandeurs d'intérêt de l'effacement de production et de son impact sur l'état électrique du réseau

5.2.3.1 Problématique générale

En présence de leviers novateurs, la détermination de l'état électrique du réseau HTA et des grandeurs d'intérêt des leviers peut nécessiter plusieurs calculs de load-flow par pas de temps :

- 1) un calcul de load-flow sans les leviers novateurs afin de déterminer les grandeurs électriques U , I , P_{pertes} et S_{bilan} sur les pas de temps sans contrainte et identifier les pas de temps en contrainte ;
- 2) un voire plusieurs calculs, éventuellement de type load-flow, pour chaque pas de temps en contrainte, afin de déterminer les grandeurs d'intérêt des leviers novateurs permettant la résolution des contraintes ;
- 3) un dernier calcul de load-flow pour chaque pas de temps en contrainte en tenant compte des grandeurs d'intérêt des leviers novateurs, afin de déterminer les valeurs des grandeurs électriques U , I , P_{pertes} et S_{bilan} sur ces pas de temps.

Pour réduire le temps de calcul, une idée naturelle serait d'appliquer une procédure d'approximation sur l'ensemble des étapes 1-3, i.e., de construire des méta-modèles pour estimer :

- les grandeurs électriques U , I , P_{pertes} et S_{bilan} après mise en œuvre des leviers novateurs ;
- les grandeurs d'intérêt des leviers novateurs intervenant dans le bilan économique final de la stratégie.

Or la procédure d'approximation du Tableau 3-11 n'est pas suffisamment fine pour ce type d'application. Des erreurs d'estimation élevées sont notamment commises sur les grandeurs d'intérêt des leviers novateurs lorsque les grandeurs électriques à maîtriser – les tensions et les puissances apparentes dans notre cas – ont des valeurs proches de leurs limites admissibles. Ces fortes erreurs sont dues à la présence d'un point anguleux qui correspond au palier d'activation du levier et qui est difficile à approcher par des méta-modèles réguliers. La Figure 5-2 présente un exemple illustratif du phénomène lorsque l'effacement d'un producteur HTA sert à résoudre des surtensions sur un départ HTA.

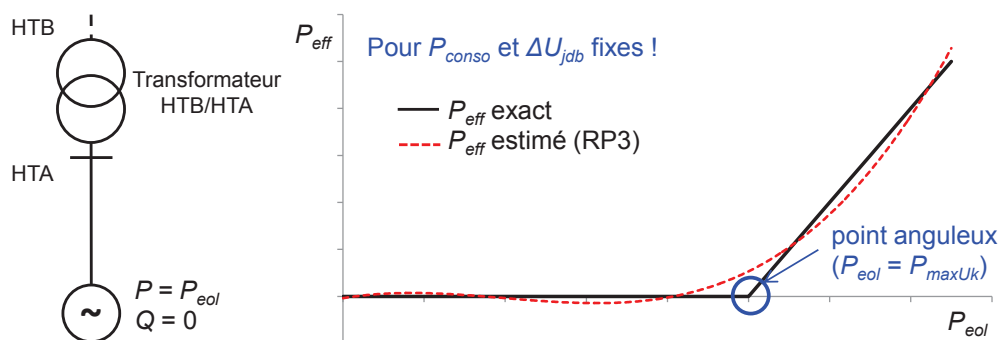


Figure 5-2 Exemple d'erreurs d'approximation de la puissance effacée d'un producteur HTA.

Dans ce contexte, deux options principales sont envisagées pour réduire le temps de calcul :

- Option 1 : estimer les grandeurs électriques à l'étape 1 à l'aide de la procédure d'approximation du Tableau 3-11, simplifier les calculs à l'étape 2 et réaliser un calcul exact de load-flow à l'étape 3.
- Option 2 : estimer des variables intermédiaires sans point anguleux à l'aide de la procédure d'approximation du Tableau 3-11 et construire les variables finales de l'étape 3 à partir de ces variables intermédiaires.

L'option 1 est a priori la plus facile à mettre en œuvre. Elle est aussi potentiellement la plus coûteuse en temps : sa rapidité dépend fortement du nombre de calculs exacts de load-flow à réaliser à l'étape 3, qui est égal au nombre de pas de temps en contrainte à l'étape 1. De plus, l'option 1 ne permet pas de considérer des leviers d'intégration d'ENR avancés en raison de la simplification de calculs requise à l'étape 2.

L'option 2 est la plus prometteuse lorsque des calculs complexes sont nécessaires à l'étape 2 et/ou qu'un nombre élevé de pas en contrainte doit être traité à l'étape 3. Cependant, l'option 2 est moins évidente à mettre en œuvre. En plus de définir des variables intermédiaires sans points anguleux, l'option 2 implique d'affiner le plan d'expériences dans la zone d'apparition des points anguleux afin d'améliorer l'approximation de ces points anguleux.

Le choix de l'option dépend du levier novateur considéré et des hypothèses faites sur sa mise en œuvre. La partie suivante explique quelle option a été choisie pour l'effacement de production compte tenu des hypothèses formulées dans la partie 5.2.2.

5.2.3.2 Application à l'effacement de production HTA

Comme mentionné dans la partie 5.2.1.2.1, les énergies effacées annuelles des producteurs HTA sont les grandeurs d'intérêt intervenant dans le bilan économique de la stratégie de planification. L'énergie effacée du producteur HTA i sur une année donnée est calculée comme suit :

$$E_{eff}^i = \sum_{k=1}^K P_{eff}^i(k) \Delta T \text{ avec } P_{eff}^i(k) = \max(0, P_{ini}^i(k) - P_{max}^i(k)), \quad (5.6)$$

avec :

- K : le nombre de pas de temps ($K = 52560$ sur 1 an) ;
- ΔT : la durée séparant deux pas de temps ($\Delta T = 1/6$ h) ;
- P_{ini}^i : la puissance active du producteur i avant effacement au pas de temps k [W] ;
- P_{max}^i : la consigne de puissance active maximale du producteur i [W] (voir partie 5.2.2.2.1).

Ainsi, pour l'effacement de production HTA, le temps de calcul alloué à la détermination de l'état électrique du réseau HTA et des énergies effacées annuelles dépend fortement de la complexité du calcul des puissances maximales P_{max} sur la durée représentative.

L'option 1 est appropriée ici car, dans la partie 5.2.2.2.1, nous avons fait l'hypothèse simplificatrice que P_{max} est déterminée en phase de planification. L'estimation des grandeurs d'intérêt de l'effacement de production (étape 2) revient donc à sélectionner une valeur prédéfinie de P_{max} en fonction de la nature des contraintes détectées. Notons toutefois que la procédure globale d'estimation de l'état électrique du réseau HTA (étapes 1-3) peut s'avérer coûteuse en temps si le nombre de pas de temps en contrainte est élevé.

L'option 2 est la plus adaptée lorsque P_{max} dépend de l'amplitude et de la localisation des contraintes détectées en exploitation, ou que le nombre de pas de temps en contrainte est élevé. Cette option n'a pas été testée ici mais mériterait d'être étudiée s'il est question d'analyser des techniques d'effacement de production HTA plus efficaces, basées sur des conditions d'exploitation. Une réflexion sur la mise en œuvre de l'option 2 est proposée dans la partie 5.4.2.

En choisissant l'option 1, l'état électrique du réseau HTA et le montant d'énergie effacée sont estimés chaque année selon la procédure du Tableau 5-7.

Procédure à inclure dans le simulateur d'état du réseau HTA (bloc B1 de la Figure 2-15).

1) Estimer les grandeurs électriques sans effacement de production.

- a) Appliquer la procédure d'approximation du Tableau 3-11 pour estimer le profil temporel des grandeurs électriques U , I , P_{pertes} et S_{bilan} au pas 10 minutes (soit un total de 52560 pas de temps) sans tenir compte de l'effacement de production.
- b) Identifier les pas de temps en contrainte de tension haute et/ou de puissance apparente.

2) Calculer le montant annuel d'énergie effacée des producteurs HTA.

- a) Initialiser la puissance effacée des producteurs HTA à zéro sur l'année : $P_{eff} = 0$.
- b) Pour chaque pas de temps en contrainte k , déterminer la puissance à effacer de chaque producteur HTA i permettant de résoudre les contraintes :

$$P_{eff}^i(k) = \max(0, P_{ini}^i(k) - P_{max}^i(k)), \quad (5.7)$$

où P_{ini}^i est la puissance active du producteur i avant effacement et P_{max}^i la consigne de puissance active maximale du producteur i (voir partie 5.2.2.2.1).

- c) En déduire le montant annuel d'énergie effacée de chaque producteur HTA i :

$$E_{eff}^i = \sum_{k=1}^K P_{eff}^i(k) \Delta T, \quad (5.8)$$

où K est le nombre de pas de temps ($K = 52560$) et ΔT la durée séparant deux pas de temps ($\Delta T = 1/6$ h).

3) Estimer les grandeurs électriques avec effacement de production HTA.

Pour chaque pas de temps en contrainte, réaliser un calcul exact de load-flow en considérant la puissance des producteurs HTA après effacement, dans le but d'estimer les grandeurs électriques U , I , P_{pertes} et S_{bilan} sur ces pas de temps.

Tableau 5-7 Procédure d'estimation de l'état électrique du réseau HTA et des grandeurs d'intérêt de l'effacement de production.

5.2.4 Valorisation de l'effacement de production dans le bilan économique

5.2.4.1 Problématique générale

Outre les coûts mentionnés dans la partie 2.7.1, le bilan économique des stratégies de planification doit inclure les coûts associés aux leviers novateurs. Des hypothèses de coût sont parfois nécessaires en cas de données économiques imprécises voire manquantes.

5.2.4.2 Application à l'effacement de production HTA

Le Tableau 5-8 récapitule les implications technico-économiques majeures associées à l'effacement de production HTA. L'essentiel des coûts de l'effacement de production est lié :

- Au **productible perdu durant les périodes de contraintes à gérer**. L'énergie effacée représente une perte de revenu pour le producteur. Ce manque à gagner peut être chiffré de différentes manières, par exemple sur la base du tarif d'achat, du coût d'achat des pertes ou du prix du marché (voir discussion dans la partie 5.4.3).
- Aux **infrastructures d'observation et de communication adaptées en cas de supervision à distance de l'effacement de production en exploitation**. Comme ces infrastructures seront a priori utilisées pour coordonner plusieurs leviers novateurs et/ou améliorer la qualité de fourniture en électricité, seule une partie des coûts est imputable à l'effacement de production.

Implications techniques	Coûts ou bénéfices associés	Acteur
Perte d'une partie du productible	Manque à gagner en exploitation	Producteur
Si pilotage à distance : besoin d'infrastructures d'observation et de communication adaptées	Une part des coûts d'investissement et d'exploitation de la plateforme centralisée	GRD

Tableau 5-8 Principales implications techniques et coûts spécifiques de l'effacement ponctuel de production.

Dans cette étude, nous considérerons que **l'énergie annuelle effacée est valorisée sur la base du coût d'achat des pertes** supposé égal à : $c_{eff} = c_{pertes} = 70$ €/MWh/an. L'effacement de production HTA étant supervisé à distance, des infrastructures d'observation et de communication sont requises. Ne connaissant pas la valeur des coûts associés, nous supposerons que **les infrastructures d'observation et de communication sont déjà présentes au début de l'étude**. Cette hypothèse semble réaliste au vu de la situation actuelle en France : le GRD pourrait utiliser les dispositifs d'échange d'informations d'exploitation installés chez les producteurs HTA de puissance supérieure à 250 kW afin de leur transmettre des consignes de puissance maximale en exploitation [ERD12-2].

Finalement, le bilan économique de la stratégie contient deux coûts supplémentaires :

- le coût de l'énergie effacée dans le respect de la limite $\tau_{eff,max}$, à l'année t , à la charge des producteurs HTA :

$$C_{eff}^{PH}(t) = c_{eff} E_{eff}^{PH}(t) \quad \text{avec} \quad E_{eff}^{PH}(t) = \sum_{i=1}^L \min(E_{eff}^{i,t}, E_{ini}^{i,t} \tau_{eff,max}), \quad (5.9)$$

avec :

- o L : le nombre de producteurs HTA,
- o $E_{eff}^{i,t}$: l'énergie effacée par le producteur HTA i à l'année t [MWh],
- o $E_{ini}^{i,t}$: l'énergie active que le producteur HTA aurait produite à l'année k si celui-ci ne s'était pas effacé [MWh] ;
- le coût de l'énergie effacée supérieure à la limite $\tau_{eff,max}$, à l'année t , à la charge du GRD :

$$C_{eff}^{GRD}(t) = c_{eff} E_{eff}^{GRD}(t) \quad \text{avec} \quad E_{eff}^{GRD}(t) = \sum_{i=1}^L \max(E_{eff}^{i,t} - E_{ini}^{i,t} \tau_{eff,max}, 0). \quad (5.10)$$

Le Tableau 5-9 récapitule les indicateurs de coût à modifier pour tenir compte de l'effacement de production HTA.

	Stratégie actuelle sans effacement	Stratégies avec effacement
Coût d'effacement	$C_{eff} = 0$	$C_{eff} = \underline{C_{eff}^{GRD}} + \underline{C_{eff}^{PH}}$
Coût à la charge du GRD	$IC^{GRD} = I_{HTA}^{GRD} + I_{BT}^{GRD} + C_{pertes}^{GRD}$	$IC^{GRD} = I_{HTA}^{GRD} + I_{BT}^{GRD} + C_{pertes}^{GRD} + \underline{C_{eff}^{GRD}}$
Coût à la charge des producteurs HTA	$IC^{PH} = I_{HTA}^{PH} + I_{PCS}^{PH} + C_{PCS}^{PH}$	$IC^{PH} = I_{HTA}^{PH} + I_{PCS}^{PH} + C_{PCS}^{PH} + \underline{C_{eff}^{PH}}$

Tableau 5-9 Indicateurs de coût avec et sans effacement de production HTA.

5.3 Etude de l'influence de l'effacement de production pour résoudre des surtensions

Grâce aux améliorations proposées dans la partie 5.2, il est désormais possible d'étudier l'influence de techniques conservatives d'effacement de production HTA sur les coûts d'intégration d'ENR à moyen/long terme. Cette partie a pour but de montrer des exemples de résultats lorsque l'effacement

de production HTA est envisagé comme levier alternatif au renforcement pour résoudre des surtensions aux nœuds HTA **selon les hypothèses présentées dans la partie 5.2.**

A titre illustratif, deux techniques conservatives d'effacement de production sont considérées pour répartir la puissance effacée entre les producteurs HTA :

- **Technique d'effacement n°1 dite « derniers arrivés, premiers effacés »** : en cas de contrainte sur le réseau HTA, une partie des producteurs HTA responsables de la contrainte sont effacés, les derniers producteurs raccordés étant les premiers à s'effacer. Les consignes de puissance maximale des producteurs HTA, P_{maxU1} et/ou P_{maxS1} , sont déterminées en planification sur la base de cas pessimistes de production et de consommation.
- **Technique d'effacement n°2 dite « au prorata »** : en cas de contrainte sur le réseau HTA, tous les producteurs HTA responsables de la contrainte sont effacés au prorata de leur puissance nominale. Les consignes de puissance maximale des producteurs HTA, P_{maxU2} et/ou P_{maxS2} , sont déterminées en planification sur la base de cas pessimistes de production et de consommation.

Nous nous intéressons uniquement à la mise en œuvre de l'effacement de production pour résoudre des surtensions en départ mixte. Cela revient à considérer deux stratégies de planification incluant l'effacement de production HTA (Figure 5-3) :

- **Stratégie D** : la stratégie de planification incluant la technique d'effacement n°1 pour résoudre des surtensions, i.e., les derniers producteurs HTA raccordés en départ mixte peuvent si besoin être effacés en cas de surtension sur leur départ d'accueil. Le modèle de la stratégie D est celui du Tableau 5-2 en considérant uniquement deux règles d'effacement : les règles R7-1 et R8-1.
- **Stratégie E** : la stratégie de planification incluant la technique d'effacement n°2 pour résoudre des surtensions, i.e., tous les producteurs HTA en départ mixte peuvent si besoin être effacés au prorata de leur puissance nominale en cas de surtension sur leur départ d'accueil. Le modèle de la stratégie D est celui du Tableau 5-2 en considérant uniquement deux règles d'effacement : les règles R7-2 et R8-2.

Notre démarche est la suivante :

- Dans un premier temps (partie 5.3.1), les performances de la stratégie D sont étudiées sur un réseau de distribution à partir de plusieurs scénarios d'arrivée d'ENR de 20 MW sur 10 ans (partie 2.2) et pour différentes valeurs de $\tau_{eff,max}$:

$$\tau_{eff,max} \in \{1 \% ; 2 \% ; 3 \% ; 4 \% ; 5 \% ; 6 \% ; 7 \% ; 8 \% ; 9 \% ; 10 \% ; 11 \% , 12 \% \}.$$

La stratégie D est comparée à la stratégie actuelle de planification :

- o sur deux scénarios particuliers pour illustrer les écarts de résultat entre les deux stratégies (partie 5.3.1.1) ;
 - o sur 200 scénarios pour montrer les performances moyennes des deux stratégies (partie 5.3.1.2).
- Les stratégies D et E sont ensuite comparées sur 200 scénarios dans les mêmes conditions (partie 5.3.2).

Seuls les résultats majeurs sont présentés dans cette partie afin d'illustrer les possibilités de l'outil de simulation pour étudier des leviers novateurs comme l'effacement de production. Des résultats plus détaillés comme dans le chapitre 4 peuvent évidemment être obtenus à l'aide de l'outil de simulation.

Rappelons que les résultats sont propres aux études de cas définies au sein du présent mémoire et ne peuvent pas être généralisés à un périmètre plus large.

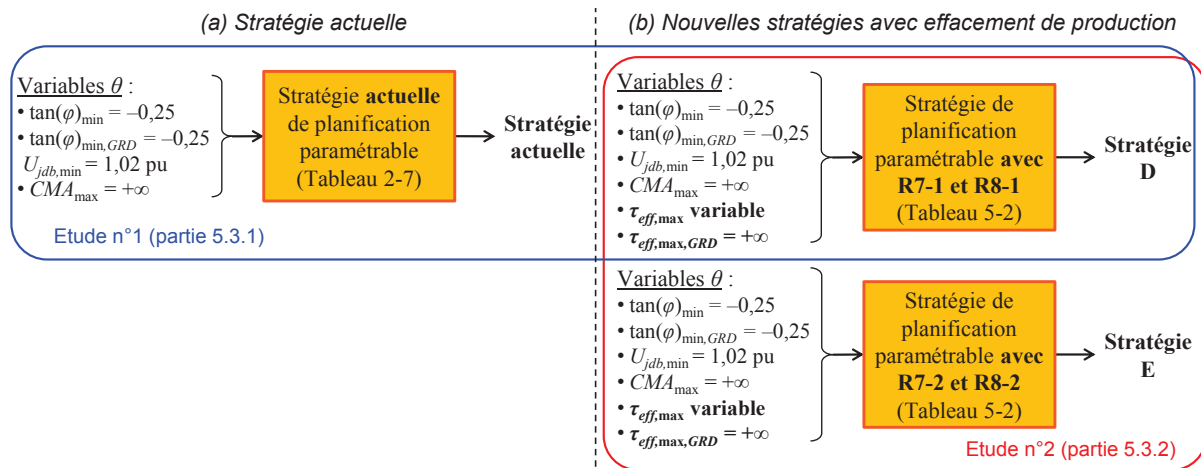


Figure 5-3 Stratégies de planification étudiées.

5.3.1 Influence de l'effacement « derniers arrivés, premiers effacés »

5.3.1.1 Résultats détaillés sur deux scénarios particuliers

Les résultats de deux scénarios particuliers sont montrés afin de comprendre dans quelle mesure l'effacement des producteurs HTA peut impacter les décisions d'investissement sur le réseau et donc le bilan économique d'une stratégie de planification :

- le scénario 5 avec $\tau_{eff,\max} = 10\%$ où l'effacement de production réduit le CNA ($\Delta CNA < 0$) ;
- le scénario 6 avec $\tau_{eff,\max} = 10\%$ où l'effacement de production augmente le CNA ($\Delta CNA > 0$).

5.3.1.1.1 Scénario 5 : l'effacement de production réduit le CNA

L'effacement de production HTA « derniers arrivés, premiers effacés » selon la stratégie D peut réduire le CNA dans certaines situations. C'est le cas du scénario 5 où trois producteurs HTA sont raccordés au réseau (Figure 5-4 avec $\tau_{eff,\max} = 10\%$). D'après les Figure 5-4.a et Figure 5-4.b, l'effacement de production permet de raccorder les trois producteurs HTA en départ mixte, au lieu de deux producteurs, sans devoir renforcer le réseau HTA. En considérant l'effacement de production dès la phase de planification, les investissements sur le réseau HTA sont moins élevés pour le raccordement des producteurs P1, P2 et P3 (barres bleues aux années 4, 6 et 9 sur la Figure 5-4.f) et pour l'intégration de la production BT (barres bleu foncé aux années 6 et 9 sur la Figure 5-4.f). En contrepartie, les producteurs P1, P2 et P3 doivent effacer un très faible volume de productible sur les 10 ans (non visible sur la Figure 5-4.f).

Sur les 10 ans de l'étude, la stratégie D incluant l'effacement de production « derniers arrivés, premiers effacés » permet d'éviter la pose de 11,4 km de liaisons HTA supplémentaires (10,1 km de liaisons renforcées et 1,3 km de liaisons ajoutées) par rapport à la stratégie actuelle. En contrepartie, la stratégie D implique d'effacer 321 MWh de la production HTA, soit moins de 0,2 % de l'énergie totale produite sur les 10 ans. Finalement, le CNA sur 10 ans de la stratégie D est 21,8 % plus faible que celui de la stratégie actuelle. **L'effacement de production « derniers arrivés, premiers effacés » est rentable pour le scénario 5 : le gain réalisé en investissement sur le réseau est supérieur à l'achat des pertes actives excédentaires et à la valeur financière du productible effacé.**

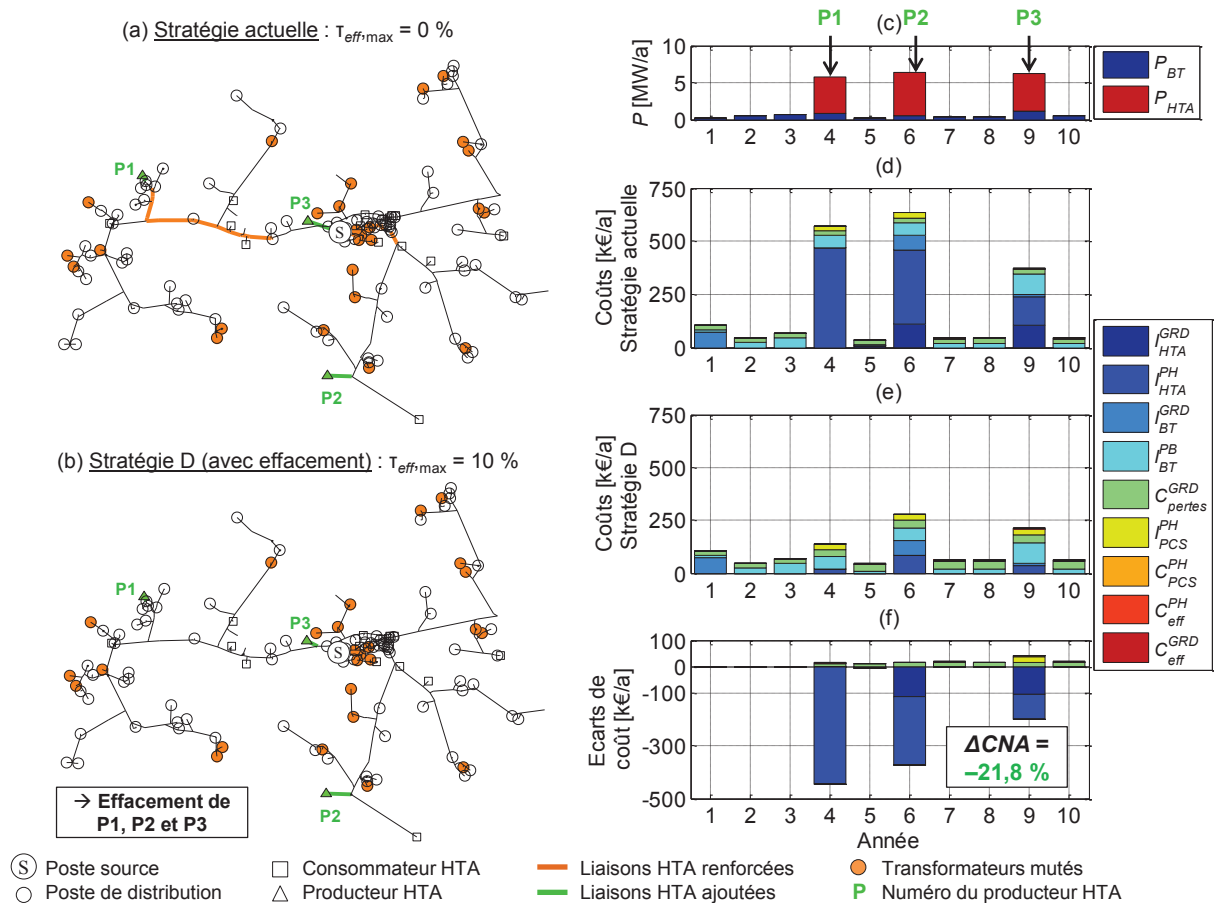


Figure 5-4 Scénario 5 : architecture finale du réseau pour la stratégie actuelle (a) et la stratégie D (b), puissances annuelles d'ENR raccordées au réseau (c), coûts annuels pour la stratégie actuelle (d) et la stratégie D (e), écart des coûts annuels entre la stratégie actuelle et la stratégie D (f).

5.3.1.1.2 Scénario 6 : l'effacement de production augmente le CNA

L'effacement de production HTA « derniers arrivés, premiers effacés » selon la stratégie D peut également augmenter le CNA dans certaines situations. C'est le cas du scénario 6 où deux producteurs HTA sont raccordés au réseau (Figure 5-5 avec $\tau_{eff,max} = 10\%$). D'après les Figure 5-5.a et Figure 5-5.b, l'effacement de production permet de raccorder le producteur P2 en départ mixte sans devoir renforcer le réseau HTA, et donc de réduire fortement son coût de raccordement (barre bleue à l'année 2 sur la Figure 5-5.f). En contrepartie, le producteur P2 doit effacer un fort volume de productible sur les 10 ans (barres rouges aux années 2-10 sur la Figure 5-5.f). Comme le GRD met systématiquement en œuvre l'effacement de production pour intégrer la production BT ($\tau_{eff,max,GRD} = +\infty$), le volume d'énergie effacée augmente au fil des années jusqu'à dépasser le seuil de $\tau_{eff,max} = 10\%$ toléré par le producteur P2 sans compensation financière (barres rouge foncé aux années 3-10 sur la Figure 5-5.f).

Sur les 10 ans de l'étude, la stratégie D incluant l'effacement de production « derniers arrivés, premiers effacés » permet certes d'éviter la pose de 5,8 km de liaisons HTA supplémentaires par rapport à la stratégie actuelle mais elle implique aussi d'effacer 6618 MWh de la production HTA, soit plus de 2,4 % de l'énergie totale produite sur les 10 ans. Finalement, le CNA sur 10 ans de la stratégie D est 19,6 % plus élevé que celui de la stratégie actuelle. **L'effacement de production « derniers arrivés, premiers effacés » n'est pas rentable pour le scénario 6 : le gain réalisé en investissement sur le réseau est inférieur à la valeur financière du productible effacé.**

Cet exemple est intéressant car il met en évidence la limite de deux de nos hypothèses d'étude :

- le choix de $\tau_{eff,max,GRD} = +\infty$ lors du traitement des impacts de la production BT (phases 2 et 3) ;

- le fait de considérer uniquement les investissements liés au renforcement/développement de réseau dans le bilan économique des leviers lors des analyses décisionnelles du GRD, mais pas les coûts opérationnels.

Ces hypothèses nous permettent certes de réduire le temps d'exécution des simulations mais peuvent aussi conduire à des situations telles que le scénario 6 où le GRD met en œuvre l'effacement de production alors qu'il aurait été plus judicieux de renforcer le réseau HTA pour intégrer la production BT.

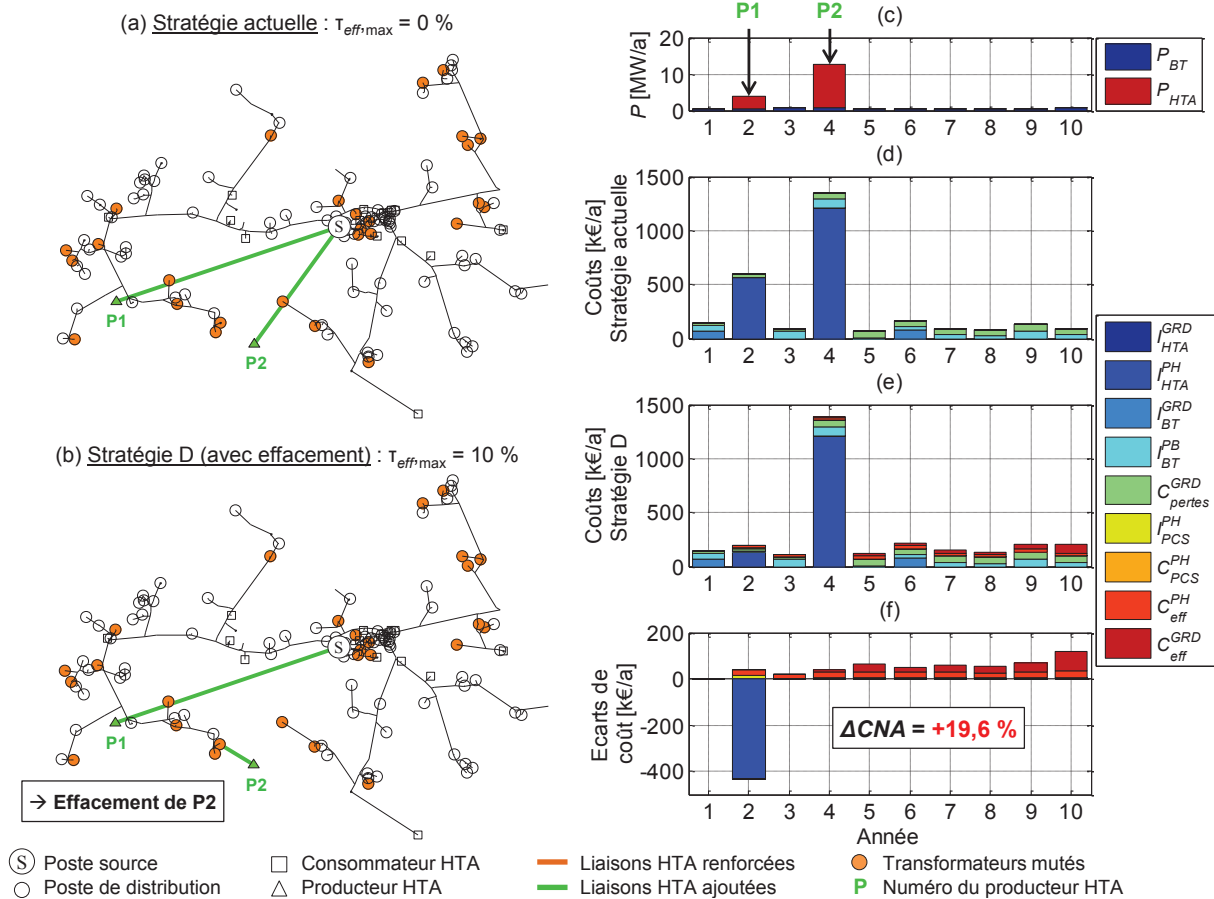


Figure 5-5 Scénario 6 : architecture finale du réseau pour la stratégie actuelle (a) et la stratégie D (b), puissances annuelles d'ENR raccordées au réseau (c), coûts annuels pour la stratégie actuelle (d) et la stratégie D (e), écart des coûts annuels entre la stratégie actuelle et la stratégie D (f).

5.3.1.2 Résultats agrégés sur 200 scénarios

5.3.1.2.1 Influence sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau électrique

Le Tableau 5-10 montre la répartition des 200 scénarios considérés en fonction de l'impact de l'effacement de production sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau d'étude :

- Dans les scénarios classés « sans effacement », l'effacement de production n'a jamais été envisagé comme levier alternatif au renforcement car le taux d'effacement prévisionnel d'au moins un producteur HTA était supérieur à $\tau_{eff,max}$ dans les analyses décisionnelles du GRD. Les scénarios classés « sans effacement » ont donc des résultats identiques pour la stratégie actuelle et la stratégie D.
- Dans les scénarios classés « avec effacement planifié », l'effacement de production a été au moins une fois envisagé comme levier alternatif au renforcement car le taux d'effacement prévisionnel de tous les producteurs HTA était inférieur égal à $\tau_{eff,max}$ dans les analyses décisionnelles du GRD. Les scénarios classés « avec effacement planifié » ont donc des résultats différents pour la stratégie actuelle et la stratégie D. Ces scénarios peuvent être répartis en deux sous-classes :

- les scénarios « avec effacement planifié mais jamais activé » pour lesquels il n'a pas été nécessaire d'effacer la production HTA au cours des 10 ans ;
- les scénarios « avec effacement planifié et activé » pour lesquels la production HTA a été ponctuellement effacée pour résoudre des surtensions détectées en exploitation au cours des 10 ans.

D'après le Tableau 5-10, la majorité des scénarios ont des résultats différents entre les deux stratégies par le simple fait de considérer l'effacement de production dans les analyses décisionnelles du GRD ($49 + 25 = 74$ % des scénarios pour $\tau_{eff,max} = 1$ %). Augmenter la valeur de $\tau_{eff,max}$ conduit à augmenter légèrement la part de scénarios ayant des résultats différents entre les deux stratégies (de 74 à 81 % lorsque $\tau_{eff,max}$ passe de 1 à 12 %) et à augmenter plus rapidement la part de scénarios ayant une activation de l'effacement en exploitation (de 25 à 50 % lorsque $\tau_{eff,max}$ passe de 1 à 12 %).

$\tau_{eff,max}$ [%]	1	2	4	6	8	10	12
Part de scénarios sans effacement [%]	26	25	24,5	24	22,5	20,5	19
Part de scénarios avec effacement planifié mais jamais activé [%]	49	46	41,5	38	35,5	32,5	31
Part de scénarios avec effacement planifié et activé [%]	25	29	34	38	42	47	50

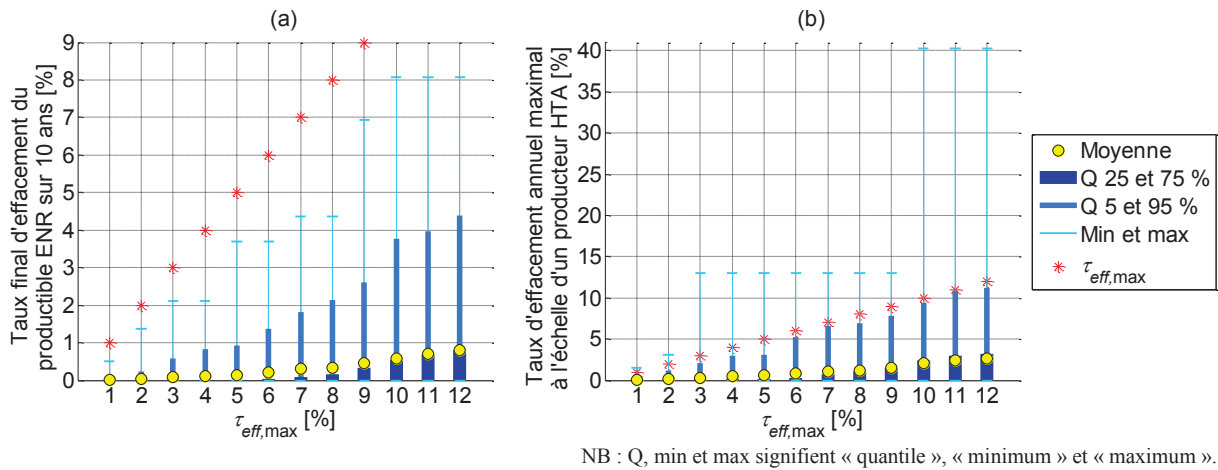
Tableau 5-10 Répartition des scénarios en fonction des résultats en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau.

La Figure 5-6 représente la distribution de deux indicateurs d'effacement de production sur 200 scénarios en fonction de la valeur de $\tau_{eff,max}$:

- le taux d'effacement du productible ENR sur 10 ans (Figure 5-6.a), i.e., le ratio entre l'énergie active totale qui a été effacée sur 10 ans et l'énergie active totale qui aurait été produite sur 10 ans en l'absence d'effacement ;
- le taux d'effacement annuel maximal qu'au moins un producteur HTA a atteint en exploitation au cours des 10 ans (Figure 5-6.b).

D'après la Figure 5-6.a, tous les scénarios considérés ont un taux final d'effacement inférieur au seuil $\tau_{eff,max}$, représenté par une étoile rouge sur la Figure 5-6.a. Pour les valeurs de $\tau_{eff,max}$ étudiées, le taux final d'effacement reste inférieur à 1 % en moyenne (points jaunes sur la Figure 5-6.a) et inférieur à 0,4 fois la valeur de $\tau_{eff,max}$ dans 95 % des scénarios (extrémité haute des barres « Q 5 % et 95 % » sur la Figure 5-6.a) dans cette étude de cas.

D'après la Figure 5-6.b, le taux annuel réel d'effacement des producteurs HTA est inférieur au seuil $\tau_{eff,max}$ (représenté par une étoile rouge sur la Figure 5-6.b) dans plus de 95 % des scénarios considérés (extrémité haute des barres « Q 5 % et 95 % » sur la Figure 5-6.b). Pour les 5 % de scénarios restants, le taux d'effacement des producteurs HTA peut atteindre jusqu'à 4 fois la valeur de $\tau_{eff,max}$. Ce phénomène est lié à l'hypothèse « $\tau_{eff,max,GRD} = +\infty$ » qui conduit à considérer systématiquement l'effacement de production HTA comme levier alternatif au renforcement de réseau en cas de surtensions causées par le raccordement de producteurs BT. Etant donné la rareté du phénomène, l'hypothèse « $\tau_{eff,max,GRD} = +\infty$ », qui permet de réduire le temps de calcul, n'altère pas les résultats des scénarios dans la grande majorité des cas étudiés.



NB : Q, min et max signifient « quantile », « minimum » et « maximum ».

Figure 5-6 Taux d'effacement de la production sur 200 scénarios : (a) distribution du taux final d'effacement du productible ENR sur 200 scénarios, (b) distribution du taux d'effacement annuel maximal à l'échelle d'un producteur HTA sur 200 scénarios.

Comme illustré sur la Figure 5-7, l'effacement de production « derniers arrivés, premiers effacés » impacte le dimensionnement et l'architecture du réseau HTA étudié :

- En moyenne, 17 % de kilomètres de liaisons HTA posées peuvent être évitées en considérant une faible contribution de l'effacement de production dans les analyses décisionnelles du GRD (écart entre $\tau_{eff,max} = 0\%$ et $\tau_{eff,max} = 2\%$ sur la Figure 5-7.a). Le nombre de kilomètres de liaisons HTA à renforcer/ajouter continue de diminuer, mais bien plus faiblement, lorsque $\tau_{eff,max}$ augmente.
- L'effacement de production conduit en moyenne à raccorder légèrement plus de producteurs HTA en départ mixte (Figure 5-7.b).

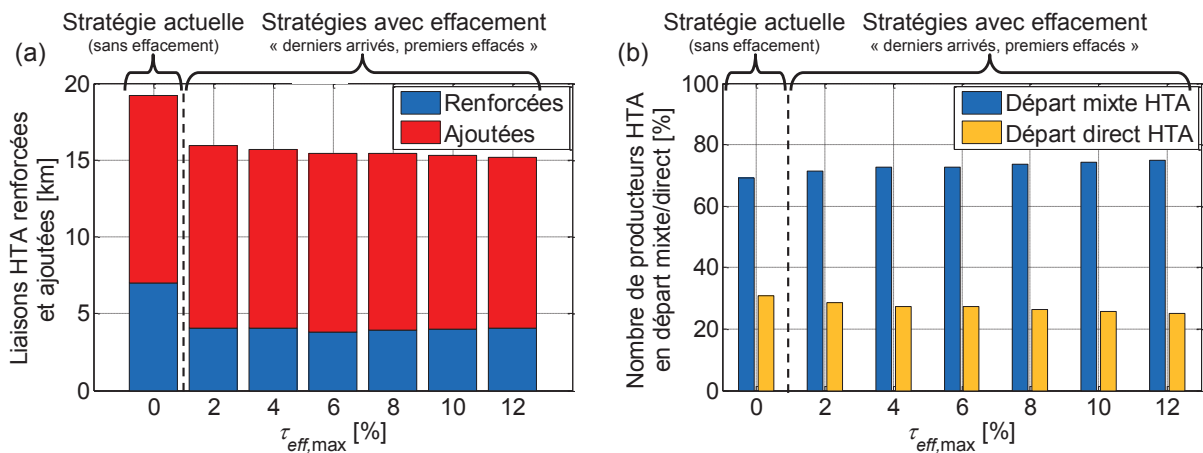


Figure 5-7 Evolutions moyennes du réseau sur 200 scénarios : (a) longueur moyenne de liaisons HTA renforcées/ajoutées, (b) proportion de producteurs HTA raccordés en départ mixte et en départ direct.

Quelle que soit la valeur de $\tau_{eff,max}$, quasiment aucune contrainte de tension, de courant et de puissance apparente n'apparaît sur le réseau HTA. Ce résultat était prévisible puisque les puissances maximales P_{maxU1} des producteurs HTA ont été déterminées par l'outil de simulation lors des analyses décisionnelles du GRD sur la base d'un cas pessimiste de production et de consommation. Comme montré sur la Figure 5-8, la valeur de $\tau_{eff,max}$ n'a pratiquement pas d'impact sur les taux annuels de CMA sur le réseau BT. La stratégie D avec effacement « derniers arrivés, premiers effacés » offre donc la même qualité de fourniture de l'électricité en matière de niveau de tension que la stratégie actuelle de planification.

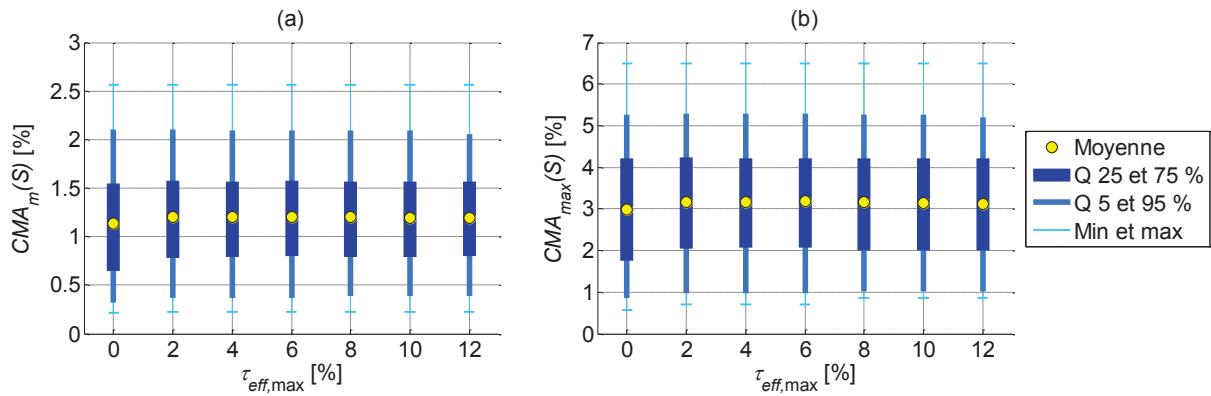


Figure 5-8 Taux annuels de CMA sur 200 scénarios : (a) distribution des taux annuels moyens de CMA sur 200 scénarios, (b) distribution des taux annuels maximaux de CMA sur 200 scénarios.

5.3.1.2.2 Influence sur les coûts

La Figure 5-9 nous donne quelques informations sur les valeurs optimales de $\tau_{eff,max}$ du point de vue des coûts totaux de la stratégie D avec effacement « derniers arrivés, premiers effacés » :

- Il est intéressant de noter que les courbes de scénarios (CNA sur la Figure 5-9.a et R sur la Figure 5-9.b) sont constantes sur des intervalles de $\tau_{eff,max}$ plus ou moins grands. Ces paliers montrent que les décisions du GRD peuvent demeurer inchangées pour des valeurs voisines de $\tau_{eff,max}$.
- Comme illustré sur la Figure 5-9.a, le coût net actualisé moyen CNA_m de la stratégie D varie entre 0,96 et 1,05 pu en fonction de $\tau_{eff,max}$ et atteint sa valeur minimale CNA_m^* quand $\tau_{eff,max}$ vaut 1 %. Comme les CNA des 200 scénarios sont très dispersés par rapport à la variation de CNA_m sur son domaine de définition, nous n'avons aucune certitude qu'une valeur de $\tau_{eff,max}$ de 1 % conduit aux coûts les plus bas sur la majorité des scénarios plutôt qu'une autre valeur de $\tau_{eff,max}$.
- La Figure 5-9.b représente les regrets R des scénarios, obtenus en retirant à la courbe de CNA de chaque scénario son CNA minimal (Equation 4.1), ce qui nous permet de considérer l'incertitude du scénario dans le choix des valeurs optimales de $\tau_{eff,max}$. Une valeur de $\tau_{eff,max}$ égale à zéro ou supérieure à 9 % n'est pas optimale lorsqu'un poids élevé est attribué à l'incertitude de scénario (voir R_{q75} sur la Figure 5-9.b). La variation des indicateurs de regret R_m , R_{q25} et R_{q75} est relativement faible pour $\tau_{eff,max}$ compris entre 1 et 9 %, ce qui montre qu'une valeur de $\tau_{eff,max}$ comprise entre 1 et 9 % impacte très peu le coût total de la stratégie D quel que soit le poids attribué à l'incertitude du scénario.

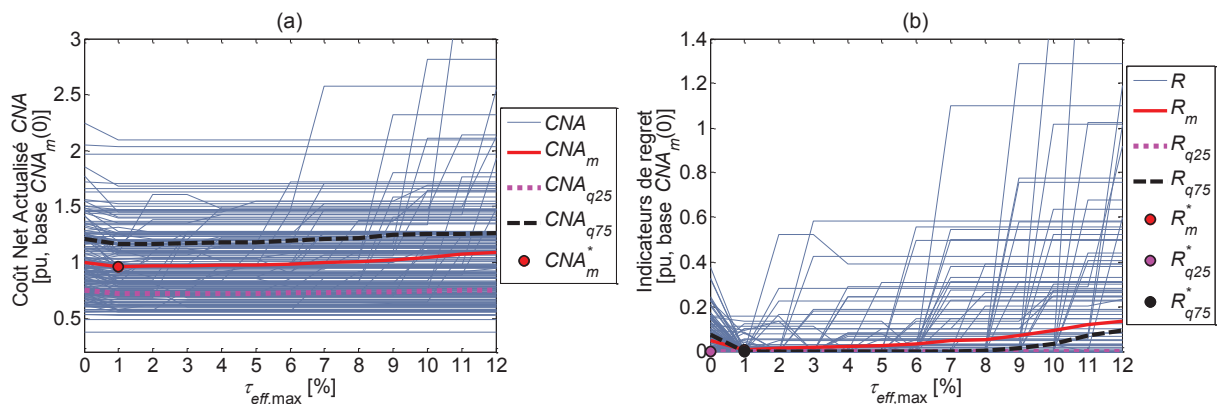


Figure 5-9 (a) Coûts nets actualisés de la stratégie D : CNA sur un scénario (CNA), CNA moyen (CNA_m) et quantiles 25 % et 75 % de CNA (CNA_{q25} et CNA_{q75}) sur 200 scénarios. (b) Regrets de la stratégie D : regret sur un scénario (R), regret moyen (R_m) et quantiles 25 % et 75 % de regret (R_{q25} et R_{q75}) sur 200 scénarios.

La Figure 5-10 montre comment la variable $\tau_{eff,max}$ impacte la répartition moyenne des coûts détaillés de la stratégie D dans cette étude de cas. D'après la Figure 5-11, augmenter $\tau_{eff,max}$ a en moyenne pour conséquence de :

- diminuer les investissements du réseau HTA (I_{HTA}), ce qui est cohérent avec le fait de considérer l'effacement de production avant le renforcement de réseau dans les analyses décisionnelles du GRD ;
- augmenter légèrement les pertes actives sur le réseau HTA (C_{pertes}) en raison des renforcements de réseau évités avec l'effacement de production ;
- augmenter très légèrement les surcoûts de PCS (IC_{PCS}) en raison du plus grand nombre de producteurs HTA raccordés en départ mixte (Figure 5-7.b) ;
- augmenter le volume d'énergie effacée (IC_{PCS}), ce qui est cohérent avec la définition de $\tau_{eff,max}$.

La valeur de $\tau_{eff,max}$ n'a en revanche aucune incidence sur les investissements du réseau BT (I_{BT}) sous les hypothèses de cette étude.

Il est intéressant de noter que le plus grand gain réalisé entre la stratégie D et la stratégie actuelle correspond à la baisse des investissements du réseau HTA causée par le simple fait de considérer l'effacement de production comme levier alternatif au renforcement (voir l'écart entre (a) et (b) sur la Figure 5-11).

Rappelons que la technique d'effacement considérée est conservatrice : elle tend à majorer l'énergie à effacer et donc le coût d'effacement. Un effacement « derniers arrivés, premiers effacés » avec une estimation de P_{max} en exploitation obtiendrait des volumes d'effacement plus faibles que la technique considérée.

D'après la Figure 5-12, le GRD (IC^{GRD}) et les producteurs HTA (IC^{PH}) atteignent en moyenne leurs coûts minimaux pour $\tau_{eff,max} = 1\%$ (voir (a) sur la Figure 5-12). Ce résultat montre que la baisse des investissements du réseau HTA observée lorsque $\tau_{eff,max}$ passe de 0 à 1 % (voir (b) sur la Figure 5-11) correspond à la fois à une réduction des coûts de raccordement des producteurs HTA et à une réduction des coûts d'intégration des producteurs BT dans cette étude de cas. Les coûts supportés par les producteurs BT (I^{PB}) ne dépendent pas de la valeur de $\tau_{eff,max}$. Comme tous les acteurs ont en moyenne des coûts minimaux pour une valeur de $\tau_{eff,max}$ de 1 %, il n'est pas nécessaire de mettre en place un mécanisme de compensation financière entre le GRD et les producteurs HTA pour utiliser l'effacement de production en cas de surtension dans cette étude de cas.

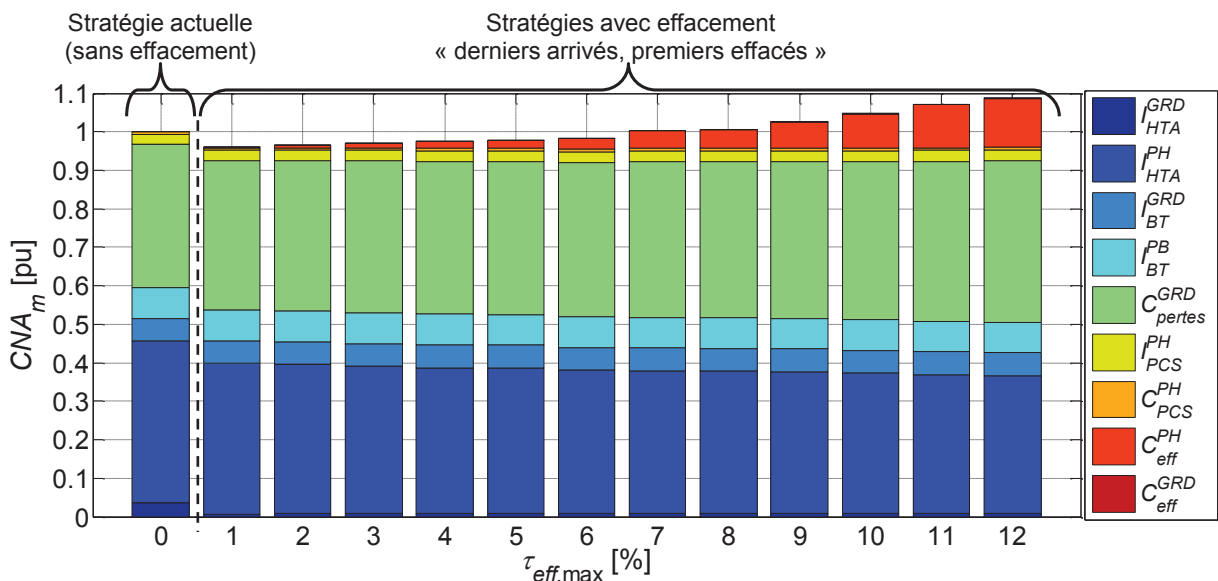


Figure 5-10 Répartition moyenne des CNA de la stratégie D de la stratégie de planification sur 200 scénarios.

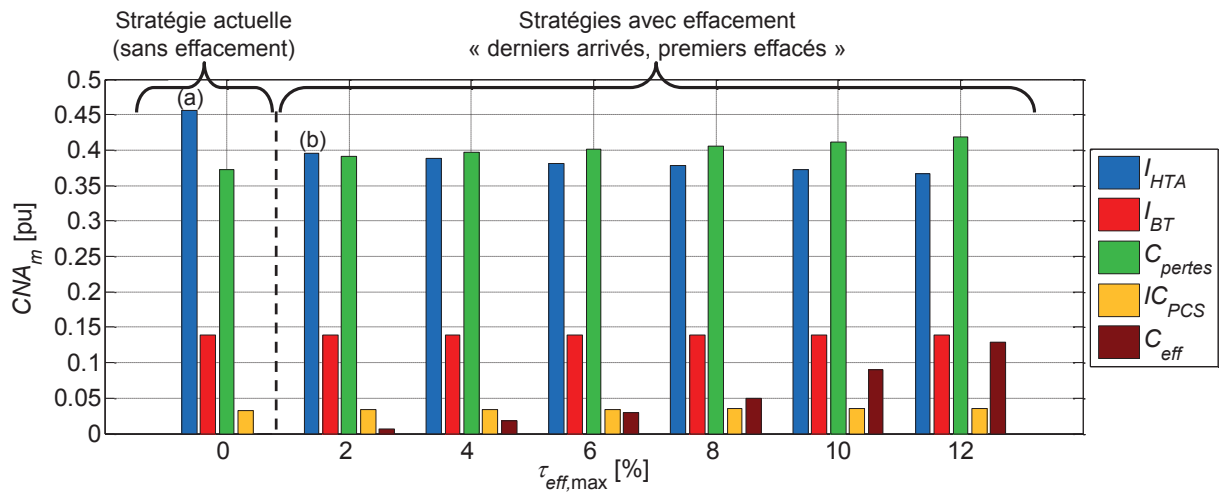


Figure 5-11 Répartition moyenne des CNA de la stratégie D entre catégories de coût : investissements du réseau HTA (I_{HTA}), investissements du réseau BT (I_{BT}), coût d'achat des pertes actives sur le réseau HTA (C_{pertes}), surcoût des PCS des producteurs HTA (IC_{PCS}) et coût d'effacement de production (C_{eff}).

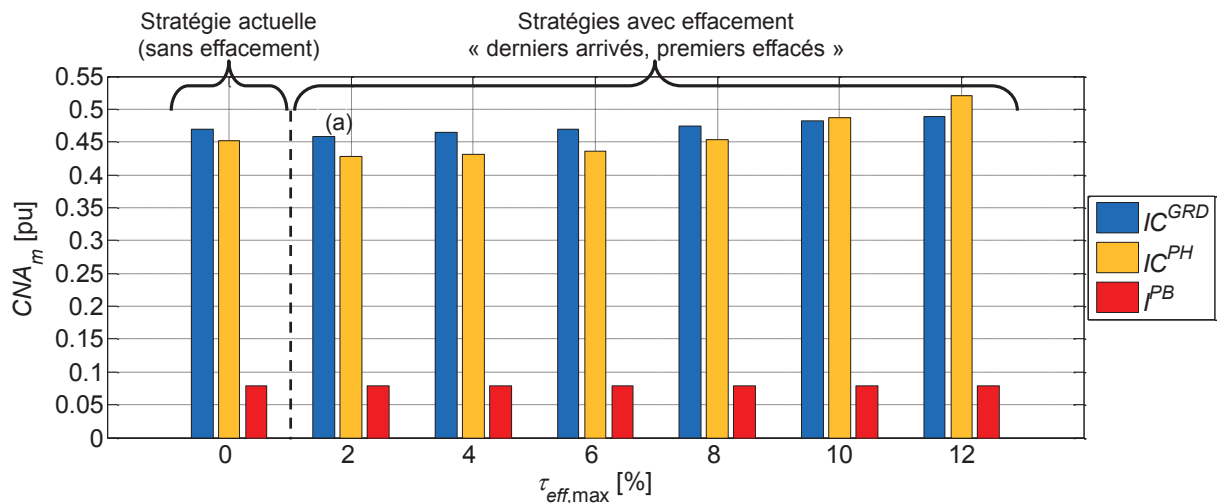


Figure 5-12 Répartition moyenne des CNA entre acteurs : gestionnaire de réseau de distribution (IC^{GRD}), producteurs HTA (IC^{PH}) et producteurs BT (I^{PB}).

5.3.2 Comparaison des techniques d'effacement « derniers arrivés, premiers effacés » et « au prorata »

Répartir l'effacement entre les producteurs HTA de différentes façons peut :

- entraîner des prises de décision différentes concernant la mise en œuvre ou non de l'effacement de production lors des études de raccordement des producteurs HTA ;
- faire aboutir ou non un projet de raccordement de site de production ;
- engendrer des volumes d'énergie effacée différents pour résoudre les contraintes détectées en exploitation.

Deux techniques différentes d'effacement de production peuvent donc conduire au final à des bilans économiques différents.

A titre illustratif, nous présentons ici quelques résultats obtenus en comparant :

- la stratégie d'effacement D, i.e., lorsque la puissance maximale P_{maxU1} des producteurs HTA est déterminée en phase de planification selon la technique d'effacement n°1 « derniers arrivés, premiers effacés » ;
- la stratégie d'effacement E, i.e., lorsque la puissance maximale P_{maxU2} des producteurs HTA est déterminée en phase de planification selon la technique d'effacement n°2 « au prorata (de la puissance nominale) ».

La Figure 5-13 montre par exemple les puissances maximales des producteurs HTA en cas de surtension lorsque les techniques d'effacement 1 et 2 sont appliquées au scénario 5 pour $\tau_{eff,max} = 10\%$ (scénario présenté dans la partie 5.3.1.1.1 pour la technique d'effacement 1). Pour ce scénario, l'architecture finale du réseau est identique pour les deux stratégies d'effacement (Figure 5-13.a). En revanche, comme les puissances maximales des producteurs P1 et P3 sont différentes aux années 9 et 10, le volume d'énergie effacée diffère entre les deux stratégies (Figure 5-13.b).

Il est intéressant de noter que les deux techniques d'effacement n'obtiennent pas la même somme des puissances P_{maxU} des producteurs : $\sum_{i=1}^3 P_{maxU1}^i \neq \sum_{i=1}^3 P_{maxU2}^i$. Cet écart est dû à la nature locale des contraintes de tension haute : le gain de tension apporté par l'effacement d'un kilowatt de puissance dépend de la distance électrique entre le producteur effacé et la surtension. Très peu d'écart de puissances P_{maxS} aurait en revanche été observé entre différentes techniques d'effacement servant à résoudre des contraintes de puissance apparente au transformateur HTB/HTA : la puissance totale effacée au transformateur est égale, aux pertes techniques près, à la somme des puissances effacées des producteurs situés en aval du transformateur.

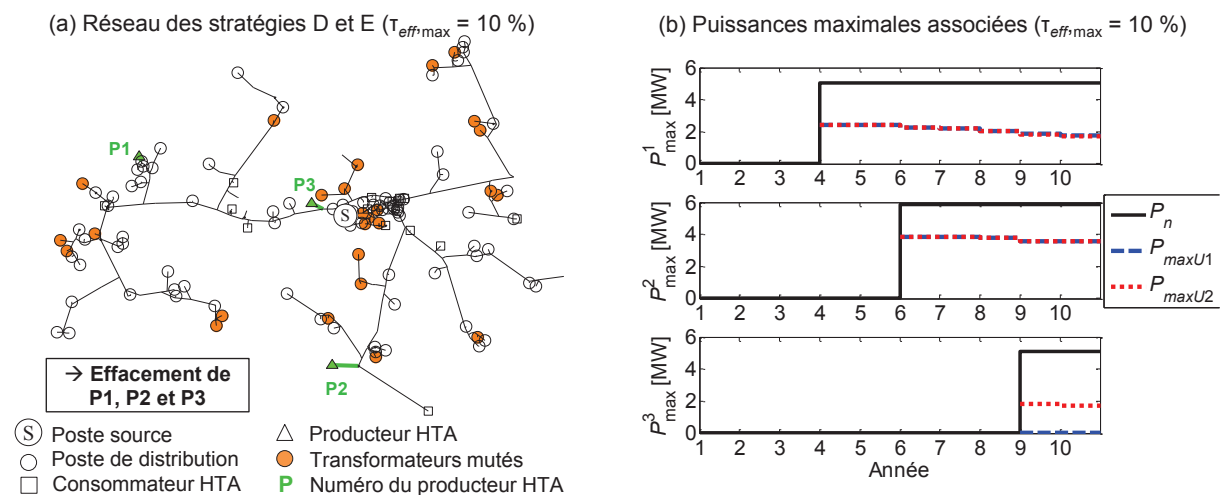


Figure 5-13 Scénario 5 : (a) architecture finale du réseau pour les stratégies d'effacement D et E, (b) puissances maximales des producteurs HTA selon les techniques d'effacement « derniers arrivés, premiers effacés » (P_{maxU1}) et « au prorata » (P_{maxU2}).

Lorsque nous observons les différences de coût entre les deux stratégies d'effacement sur 200 scénarios (Figure 5-14), nous constatons que :

- dans plus de 90 % des scénarios considérés, les deux stratégies d'effacement ont des coûts totaux similaires ($\Delta CNA \sim 0$) pour toute valeur de $\tau_{eff,max}$ inférieure à 12 % ;
- pour les 10 % de scénarios restants (cercles bleus sur la Figure 5-14), les écarts de coût ΔCNA entre les deux stratégies restent modérés pour de faibles valeurs de $\tau_{eff,max}$ (inférieurs à 25 % pour $\tau_{eff,max} \leq 3\%$) mais peuvent devenir significatifs pour des valeurs élevées de $\tau_{eff,max}$ (jusqu'à 100 % pour $\tau_{eff,max} = 11\%$).

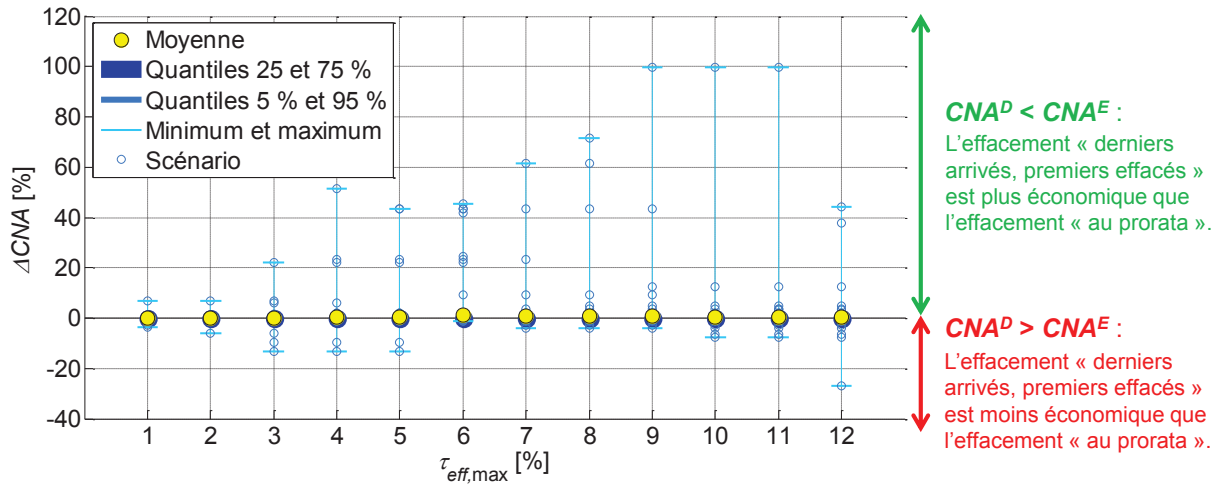


Figure 5-14 Distribution des écarts relatifs de coût entre les stratégies D et E sur 200 scénarios.

D'après la Figure 5-15, le coût d'effacement C_{eff} est la principale cause d'écart de coût entre les deux stratégies d'effacement (barres marron sur la Figure 5-15.c) dans cette étude de cas. A l'instar de la Figure 5-14, la Figure 5-15 montre que les deux stratégies d'effacement obtiennent en moyenne des résultats similaires pour résoudre des contraintes de tension haute sur le réseau HTA. Ici, les deux techniques d'effacement ne peuvent donc être départagées qu'à la lumière des résultats obtenus lorsqu'elles sont appliquées à la résolution des contraintes de puissance apparente au transformateur HTB/HTA.

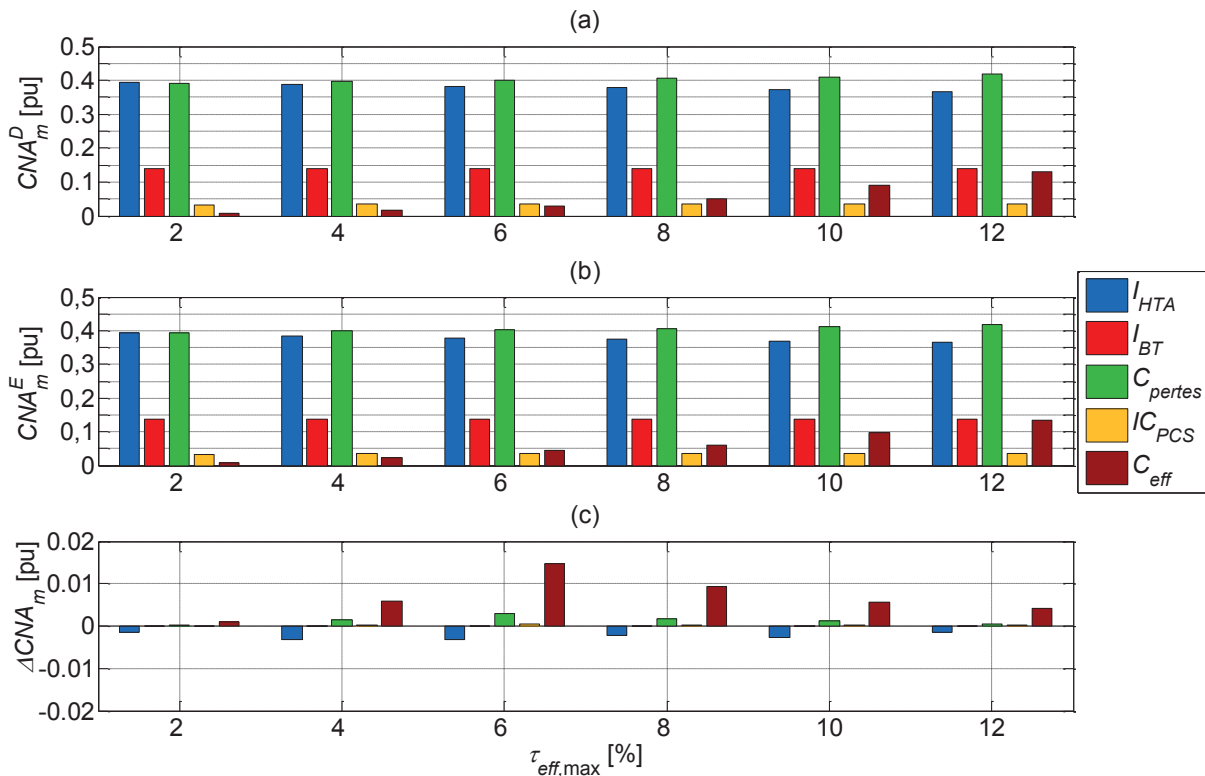


Figure 5-15 Comparaison des catégories de coût entre les stratégies D et E : (a) coûts moyens de la stratégie D, (b) coûts moyens de la stratégie E, (c) écarts absolus des coûts moyens entre les stratégies D et E.

5.4 Discussion des hypothèses de l'étude

Plusieurs hypothèses de l'étude présentée dans la partie 5.3 peuvent être discutées afin de nuancer et/ou compléter les résultats obtenus et de montrer d'autres applications envisageables de l'outil de simulation :

- les grandeurs d'intérêt de l'effacement de production HTA (partie 5.4.1) ;
- la détermination des puissances maximales des producteurs HTA en cas de contrainte (partie 5.4.2) ;
- la valorisation de l'énergie effacée dans le bilan économique de la stratégie de planification (partie 5.4.3) ;
- les coûts intervenant dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA (partie 5.4.4) ;
- les contraintes opérationnelles liées à l'effacement de production (partie 5.4.5) ;
- la contractualisation de l'effacement de production (partie 5.4.6).

La discussion que nous souhaitons engager autour de cette liste d'hypothèses non exhaustive a pour but de montrer les possibilités d'étude offertes par l'outil de simulation, de mettre en évidence les défis qu'il reste à relever et de proposer d'éventuelles pistes d'amélioration pour étudier l'effacement de production sous différentes formes.

5.4.1 Les grandeurs d'intérêt de l'effacement de production

Dans l'étude de la partie 5.3, nous avons retenu, comme grandeur d'intérêt pour l'effacement de production, le taux d'effacement en énergie d'un producteur HTA i à l'année t , défini comme suit :

$$\tau_{eff}^{i,t} = E_{eff}^{i,t} / E_{ini}^{i,t}, \quad (5.11)$$

où $E_{eff}^{i,t}$ est l'énergie active effacée par le producteur HTA i à l'année t et $E_{ini}^{i,t}$ l'énergie active que le producteur i aurait produite à l'année t si aucun effacement de production n'avait été mis en œuvre. Un taux d'effacement en énergie a pour avantage d'être facilement convertible en un pourcentage de coût économique, notamment lorsqu'un coût unitaire d'énergie est considéré. En pratique, le taux d'effacement en énergie est difficile à calculer puisqu'il implique d'avoir une bonne estimation de l'énergie produite par le producteur s'il ne s'était pas effacé. En l'absence de définition précise de la méthode d'estimation à employer, l'incertitude du taux d'effacement en énergie peut entraîner des désaccords sur le montant des compensations financières entre le GRD et les producteurs.

C'est pourquoi un **taux d'effacement en temps** est également envisagé en pratique. Le taux d'effacement en temps d'un producteur HTA i à l'année t est défini comme suit :

$$\tau_{eff}^{i,t} = H_{eff}^{i,t} / H^t, \quad (5.12)$$

où $H_{eff}^{i,t}$ est le nombre d'heures que le producteur HTA i s'est effacé à l'année t et H^t le nombre d'heures dans l'année t ($H^t = 8760$ h, si l'année t n'est pas bissextile, 8784 h sinon). Bien qu'il ne traduise pas directement le volume de productible perdu, le taux d'effacement en temps présente l'intérêt d'être mesurable, n'offrant aucune ambiguïté possible pour le calcul des compensations/pénalités financières entre le GRD et les producteurs.

Une autre grandeur d'intérêt du point de vue des producteurs est le **taux d'effacement marginal**. Le taux d'effacement marginal d'un producteur HTA i à l'année t peut être défini selon la formule suivante :

$$\tau_{eff}^{i,t} = E_{eff}^{i,t} / (E_{ini}^{i,t} - E_{base}^i), \quad (5.13)$$

où E_{base}^i est l'énergie active que le producteur HTA i aurait produite à l'année t si sa puissance nominale était égale à la capacité d'accueil du réseau existant $P_{raccmax}$ (définie dans la partie 1.4.1). Cette grandeur d'intérêt permet d'estimer les impacts technico-économiques pour le producteur de demander une puissance de raccordement supérieure à la capacité d'accueil en contrepartie de l'effacement de production.

Qu'ils soient en énergie ou en temps, différents taux d'effacement peuvent être définis comme limites d'action de l'effacement de production. Dans l'étude de la partie 5.3, nous avons considéré des taux d'effacement maximaux par producteur : $\tau_{eff,max}$ et $\tau_{eff,max,GRD}$. La définition de ces limites d'action invite à rechercher des stratégies de planification avec effacement qui ne nécessitent pas de mécanisme de compensation financière entre producteurs. Toutefois, ces limites d'action ne conduisent pas à une stratégie de planification optimale du point de vue de la société. Pour rechercher des stratégies optimales pour la société, il vaut mieux utiliser, comme limites d'action, des **taux d'effacement maximaux par poste source**, quitte à définir un mécanisme de compensation financière en cas d'efforts d'effacement disparates entre les producteurs. Du point de vue des producteurs, il serait également intéressant de définir des **taux d'effacement marginaux maximaux par producteur et par poste source**. Cette limite pourrait être utilisée pour modéliser le comportement du producteur en réponse à une offre de raccordement du GRD. Par exemple, nous pouvons supposer qu'un producteur accepte une offre de raccordement avec effacement seulement si son taux prévisionnel d'effacement marginal ne dépasse pas un certain seuil, et, si cette condition n'est pas respectée, demande une offre de raccordement classique après avoir limité sa puissance nominale à la capacité d'accueil du réseau $P_{raccmax}$.

L'outil de simulation requiert a priori très peu de développement pour étudier l'effacement de production au vu des grandeurs d'intérêt ci-dessus. Les méthodes présentées dans la partie 5.2 peuvent être facilement appliquées à ces grandeurs d'intérêt.

5.4.2 Les puissances maximales des producteurs en cas de contrainte

Pour réduire le temps de calcul, nous avons supposé que les puissances maximales des producteurs HTA P_{max} sont déterminées en phase de planification à partir de la situation de réseau la plus contraignante (partie 5.2.2.2.1). Avec cette hypothèse, l'énergie à effacer est généralement plus élevée que nécessaire.

Quelle que soit la technique d'effacement considérée, une autre possibilité serait de **déterminer P_{max} en phase d'exploitation en tenant compte de la localisation et de l'amplitude des contraintes observées**. Cela implique que le GRD connaisse « en temps réel », de quelques heures avant à quelques minutes après l'apparition de la contrainte, les niveaux de consommation et de production des utilisateurs HTA et des postes de distribution HTA/BT ainsi que la topologie et les impédances électriques du réseau HTA. Le cas échéant, le volume d'énergie effacée est minimal du point de vue de la technique d'effacement considérée. De plus grands gains pourraient alors être réalisés avec les stratégies d'effacement.

En appliquant les procédures des Tableau 5-6 et Tableau 5-7, le temps d'exécution des simulations risque d'augmenter fortement à cause des calculs supplémentaires de P_{max} aux pas de temps en contrainte :

- dans les analyses décisionnelles du GRD lors de l'étude de faisabilité technico-économique de l'effacement de production (étape 2 du Tableau 5-6) ;

- dans le simulateur d'état du réseau lors de l'estimation des puissances et énergies effacées (étape 2 du Tableau 5-7).

Pour réduire le temps de calcul, une idée naturelle déjà évoquée dans les parties 5.2.2 et 5.2.3 serait de construire des méta-modèles pour estimer au pas 10 minutes :

- la puissance effacée P_{eff} des producteurs HTA afin d'en déduire τ_{eff} dans les analyses décisionnelles du GRD et E_{eff} dans le simulateur d'état du réseau ;
- les grandeurs électriques U, I, P_{pertes} et S_{bilan} après mise en œuvre de l'effacement de production dans le simulateur d'état du réseau.

Or les relations liant les sorties $P_{eff}, U, I, P_{pertes}$ et S_{bilan} aux entrées $P_{conso}, P_{eol}, P_{pv}$ et ΔU_{jdb} contiennent des points anguleux difficiles à estimer (voir un exemple sur la Figure 5-2). **Pour calculer les profils temporels de $P_{eff}, U, I, P_{pertes}$ et S_{bilan} , l'option qui nous paraît la plus adaptée est d'estimer des variables intermédiaires sans point anguleux à l'aide de la procédure d'approximation du Tableau 3-11 puis de construire $P_{eff}, U, I, P_{pertes}$ et S_{bilan} à partir de ces variables intermédiaires.** Comme les points anguleux apparaissent lors de la transition entre un état sans contrainte et un état avec contrainte, nous suggérons de prendre comme variables intermédiaires :

- Les variables $P_{eff}^-, U, I, P_{pertes}^-$ et S_{bilan}^- obtenues en étendant le cas sans contrainte au domaine de définition :
 - o $P_{eff}^- = 0$ pour tous les producteurs (non estimé) ;
 - o U, I, P_{pertes}^- et S_{bilan}^- estimés sans l'effacement de production, comme dans la procédure actuelle (Tableau 5-7).
- Les variables $P_{eff}^+, U^+, I^+, P_{pertes}^+$ et S_{bilan}^+ obtenues en étendant le cas avec contrainte au domaine de définition :
 - o P_{eff}^+ calculé comme suit, pour chaque pas de temps k et chaque producteur HTA i :

$$P_{eff}^i(k) = P_{ini}^i(k) - P_{max}^i(k), \quad (5.14)$$

où P_{ini}^i est la puissance active du producteur i avant effacement et P_{max}^i la puissance maximale du producteur i . A noter que P_{eff}^+ peut être négatif.

- o U^+, I^+, P_{pertes}^+ et S_{bilan}^+ estimés après avoir soutiré P_{eff}^+ à la puissance injectée des producteurs HTA.

Les variables finales $Y \in \{P_{eff}, U, I, P_{pertes}, S_{bilan}\}$ sont ensuite déduites des variables intermédiaires :

- $Y(k) = Y(k)$ si aucune contrainte n'est détectée au pas de temps k ;
- $Y(k) = Y^+(k)$ si au moins une contrainte est détectée au pas de temps k .

Une difficulté potentielle est de déterminer laquelle des deux variables intermédiaires décrit le mieux la variable finale lorsque les grandeurs électriques à maîtriser (tensions, puissance apparente) sont proches de leurs limites admissibles. La détection des contraintes devra probablement être réalisée à l'aide d'un critère basé sur le signe de P_{eff}^+ et sur les écarts de U et S_{bilan}^- par rapport à leur limite admissible. La précision du critère implique d'obtenir une bonne approximation des points anguleux et donc d'affiner les plans d'expériences et les échantillons tests dans la zone d'apparition des points anguleux.

5.4.3 La valorisation de l'énergie effacée

La perte de productible représente, pour le producteur HTA, un manque à gagner qu'il faut tenir compte dans le bilan économique de la stratégie de planification. L'énergie effacée peut être valorisée de différentes façons selon le point de vue adopté et les données économiques à disposition.

L'approche la plus simple consiste à attribuer un coût annuel fixe pour chaque mégawattheure d'énergie effacée. Par exemple, l'énergie effacée peut être valorisée sur la base du tarif d'achat (de l'ordre de 80 €/MWh) si nous adoptons le point de vue du producteur ; du coût d'achat des pertes (de l'ordre 70 €/MWh, comme dans l'étude de la partie 5.3) ou du prix moyen de l'électricité sur le marché « spot » (de l'ordre de 40 €/MWh) si nous adoptons le point de vue de la société. Comme illustré sur la Figure 5-16, le coût unitaire attribué à l'énergie effacée impacte les indicateurs statistiques de coût de la stratégie. La valeur optimale de $\tau_{eff,max}$ pour un indicateur de coût donné peut dépendre du coût unitaire attribué à l'énergie effacée (ce n'est pas le cas dans cette étude d'après la Figure 5-16).

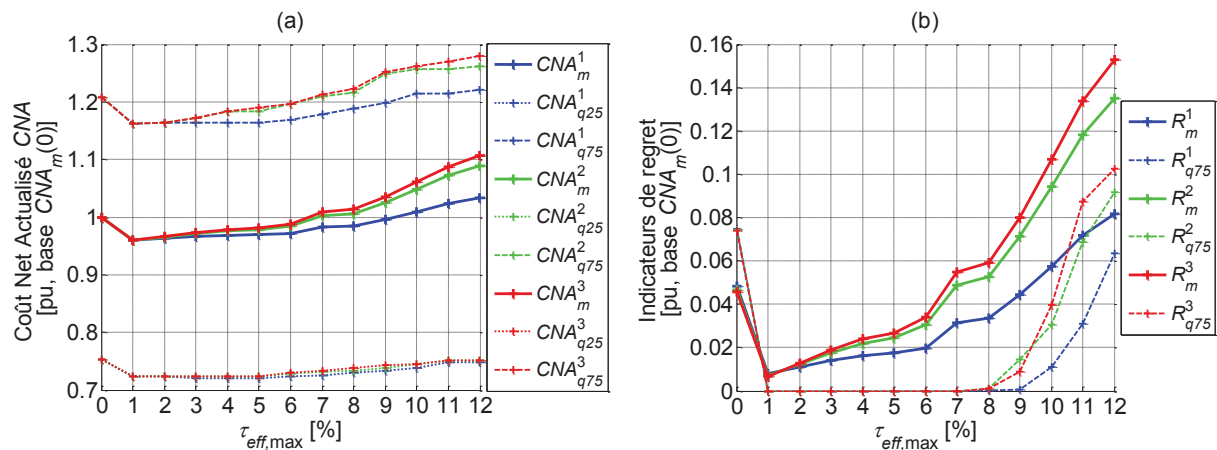


Figure 5-16 Indicateurs de coût de la stratégie D sur 200 scénarios : (a) indicateurs de CNA et (b) indicateurs de regret lorsque le coût d'effacement vaut 40 €/MWh (indice 1), 70 €/MWh (indice 2) et 80 €/MWh (indice 3).

Une autre approche, basée sur le point de vue de la société, consiste à valoriser l'énergie effacée au prix du dernier groupe de production démarré pour assurer l'équilibre consommation-production du système électrique après l'effacement de production. Pour être appliquée dans l'outil de simulation, cette approche nécessite d'avoir :

- au mieux un modèle du mécanisme d'ajustement qui indique le coût de l'offre d'ajustement à la hausse la moins coûteuse ;
- au pire des profils temporels du prix de l'électricité sur le marché « spot », qui peut être assimilé au coût du dernier groupe de production démarré lorsque le volume d'effacement est marginal devant la production totale du système électrique.

5.4.4 Les coûts intervenant dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA

Les composantes du calcul économique peuvent avoir une forte influence sur la configuration finale de raccordement des producteurs HTA et donc sur les coûts finaux de la stratégie de planification (Annexe 7).

Comme mentionné dans la partie 5.2.2.2.3 (Tableau 5-4), l'effacement de production permet d'élaborer jusqu'à six configurations de raccordement des producteurs HTA :

- C1 : raccordement en départ mixte sans effacement (configuration de référence en départ mixte) ;
- C2 : raccordement en départ mixte avec effacement en cas de surtension ;
- C3 : raccordement en départ mixte avec effacement en cas de contrainte de puissance apparente ;
- C4 : raccordement en départ mixte avec effacement en cas de surtension et de contrainte de puissance apparente.
- C5 : raccordement en départ direct sans effacement (configuration de référence en départ direct) ;
- C6 : raccordement en départ direct avec effacement en cas de contrainte de puissance apparente.

Dans cette étude, nous avons supposé que l'effacement de production était systématiquement mis en œuvre dans les études de raccordement si les taux prévisionnels d'effacement des producteurs HTA étaient inférieurs à $\tau_{eff,max}$. Les deux configurations retenues, l'une en départ mixte et l'autre en départ direct, étaient ensuite comparées financièrement sur la base des investissements nécessaires sur le réseau HTA (partie 5.2.2.2.3). Cette approche peut conduire à choisir des configurations de raccordement plus coûteuses que la configuration économique et donc à surestimer le bilan économique des stratégies d'effacement.

Une approche plus réaliste est d'inclure les coûts prévisionnels d'effacement dans le calcul technico-économique des configurations de raccordement lors des études de raccordement des producteurs HTA. Cette approche peut être décomposée en trois étapes :

- 1) Estimer les volumes annuels prévisionnels d'effacement sur une durée représentative de T_0 années pour chaque configuration de raccordement techniquement faisable.
- 2) Calculer le bilan économique prévisionnel de chaque configuration Ck en considérant les investissements requis ainsi que les coûts prévisionnels d'effacement sur T_0 ans :

$$CNA_k = I_{HTA,k} + I_{PCS,k} - \frac{V_{HTA,k} + V_{PCS,k}}{(1+i)^{T_0}} + \sum_{t=1}^{T_0} \frac{C_{eff,k}(t)}{(1+i)^{t-1}}, \quad (5.15)$$

$$\text{avec } C_{eff,k}(t) = c_{eff} \sum_{l=1}^L E_{eff,k}^l(t),$$

où :

- T_0 : le nombre d'années couvertes par le bilan économique ;
- i : le taux d'actualisation des coûts réels ;
- $I_{HTA,k}$: les investissements du réseau HTA requis pour raccorder le producteur HTA [€] ;
- $I_{PCS,k}$: les surcoûts d'investissement du PCS du producteur HTA [€] (facultatif) ;
- $V_{HTA,k}$: la valeur d'usage de l'investissement $I_{HTA,k}$ à la fin de l'année T_0 [€] ;
- $V_{PCS,k}$: la valeur d'usage de l'investissement $I_{PCS,k}$ à la fin de l'année T_0 [€] (facultatif) ;
- L : le nombre de producteurs HTA sur le réseau ;
- c_{eff} : le coût d'un mégawattheure d'énergie effacée [€/MWh] ;
- $E_{eff,k}^l(t)$: le volume prévisionnel d'énergie effacée du producteur HTA l à l'année t si la configuration Ck est mise en œuvre [MWh].

- 3) Mettre en œuvre la configuration de raccordement techniquement faisable Ck^* ayant le plus faible bilan économique :

$$k^* = \operatorname{argmin}_{1 \leq k \leq 6} (CNA_k). \quad (5.16)$$

La mise en œuvre de cette approche soulève deux questions :

- 1) Combien d'années T_0 faut-il considérer ?
- 2) Comment calculer les volumes prévisionnels d'énergie effacée sur T_0 années sans pénaliser le temps de calcul ?

Concernant la première question, la valeur de T_0 dépend du point de vue adoptée : environ 20 ans du point de vue du GRD et environ 10 ans du point de vue du producteur. T_0 pourrait sinon être une variable de la stratégie de planification, ce qui permettrait d'évaluer son influence sur le coût de la stratégie.

Concernant la seconde question, deux approximations peuvent être faites afin d'éviter des calculs coûteux en temps :

- Dans le cas où l'étude de raccordement montre que le producteur l peut être amené à s'effacer après le raccordement du nouveau producteur, son volume prévisionnel d'effacement (après le

raccordement du nouveau producteur) est supposé égal à une fraction α_l de son volume d'effacement maximal toléré :

$$\forall t \in [1 ; T_0] \quad E_{eff}^l(t) = \alpha_l \tau_{eff,max} E_{ini}^l(t) \quad \text{avec} \quad \alpha_l \in [\tau_{eff}^l / \tau_{eff,max} ; 1], \quad (5.17)$$

où E_{ini}^l est le productible annuel du producteur l en l'absence d'effacement de production. La valeur minimale de α_l peut être une variable de la stratégie de planification, ce qui permettrait d'évaluer son influence sur le coût de la stratégie.

- Le productible annuel du producteur l est approché par le productible annuel moyen d'un site de production de même type (éolien/photovoltaïque) :

$$\forall t \in [1 ; T_0] \quad E_{ini}^l(t) = E_{moy,l} = P_{n,l} H_l, \quad (5.18)$$

avec :

- o $P_{n,l}$: la puissance nominale du producteur l ;
- o H_l : le nombre d'heures de fonctionnement moyen à puissance nominale d'une installation de production de même type que le producteur l dans la zone géographique considérée [h/an] (par exemple, $H_l = 1200$ h/an pour un site photovoltaïque, $H_l = 1700$ h/an pour un site éolien).

En considérant cette nouvelle approche, la configuration finale de raccordement d'un producteur HTA trouvée par l'outil de simulation serait a priori celle qui est la plus susceptible d'être mise en œuvre en pratique.

5.4.5 Les contraintes opérationnelles liées à l'effacement de production

Dans l'étude de la partie 5.3, nous avons supposé qu'il n'y avait pas de délai entre la détermination des consignes d'effacement chez le GRD et l'activation de l'effacement chez les producteurs HTA. En pratique, un **délai d'activation** d'effacement est requis pour tenir compte :

- de la durée de transmission des consignes d'effacement du GRD vers les producteurs ;
- du temps de mise en œuvre de l'effacement chez le producteur imposé par les limites constructives de ses matériels.

D'autre part, un **délai de neutralisation** peut également être considéré afin d'éviter une usure prématurée des matériels du producteur et de limiter le nombre d'échanges d'information entre le GRD et le producteur. Ce délai de neutralisation correspond à la durée minimale d'application d'une consigne d'effacement.

La Figure 5-17 présente un exemple d'effacement de production en considérant ou non un délai d'activation de 10 minutes et un délai de neutralisation de 30 minutes. Pour une technique d'effacement donnée, ces délais font augmenter le volume d'énergie effacée et donc le coût final de la stratégie de planification. En particulier :

- un délai de neutralisation entraîne un volume d'énergie effacée plus élevé lorsque la contrainte à résoudre est plus courte que le délai de neutralisation ;
- un délai d'activation oblige à surdimensionner le volume d'énergie effacée pour se couvrir des incertitudes de production et de consommation.

Une étude mériterait d'être réalisée en considérant différents délais d'activation et de neutralisation pour l'effacement de production.

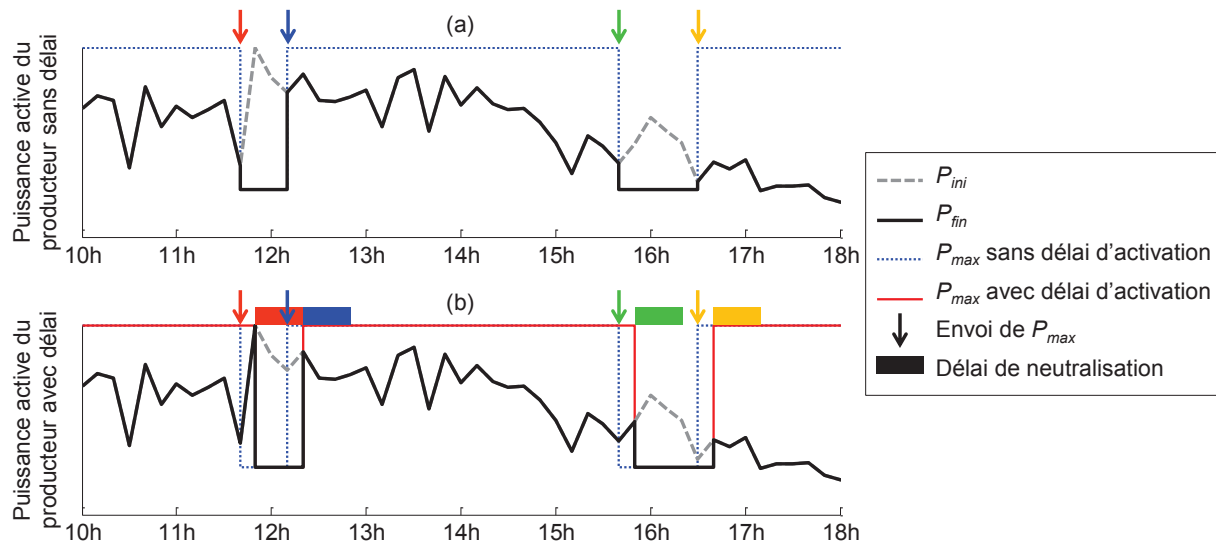


Figure 5-17 Exemple d'effacement de production : (a) sans délais et (b) avec délais de neutralisation et d'activation.

5.4.6 La contractualisation de l'effacement de production

Plus généralement, l'outil de simulation pourrait servir à étudier différents types de contrat d'effacement entre le GRD et le producteur HTA. Un contrat d'effacement doit contenir a minima les éléments suivants :

- 1) la technique d'effacement de production utilisée ;
- 2) éventuellement, la puissance minimale à laquelle le producteur peut être limité en cas de contrainte détectée en exploitation ;
- 3) les délais d'activation et de neutralisation d'une consigne d'effacement (voir partie 5.4.5) ;
- 4) le taux d'effacement maximal (en énergie ou en temps) du producteur sur une durée fixe ;
- 5) les compensations financières prévues entre le GRD et le producteur en cas de dépassement du taux d'effacement maximal et/ou de non-respect des consignes d'effacement par le producteur ;
- 6) la durée du contrat ou les conditions de fin du contrat.

Par exemple, le contrat d'effacement derrière l'étude de la partie 5.3 précise les éléments suivants :

- 1) La technique d'effacement est :
 - la technique n°1 « derniers arrivés, premiers effacés » pour la stratégie D ;
 - la technique n°2 « au prorata » pour la stratégie E.
- 2) La puissance maximale du producteur est :
 - P_{maxUk} en cas de surtension sur le départ HTA d'accueil ;
 - P_{maxSk} en cas de contrainte de puissance apparente au transformateur HTB/HTA amont.
 Cette puissance est déterminée à partir de cas pessimistes de production et de consommation lors des études de planification du GRD. Elle peut si besoin être révisée chaque année.
- 3) Il n'y a pas de délais d'activation et de neutralisation des consignes d'effacement.
- 4) Le taux d'effacement maximal en énergie du producteur est égal à $\tau_{eff,max}$ sur 1 an.
- 5) Si le seuil $\tau_{eff,max}$ est dépassé, le GRD paye l'excédent d'énergie effacée au coût d'achat des pertes.
- 6) Le contrat prend fin lorsque le GRD estime que le taux d'effacement prévisionnel d'un des producteurs dépasse $\tau_{eff,max}$.

Outre la modification des éléments 1-6 déjà évoquée dans les parties 5.4.1-5.4.5, il est possible de considérer, moyennant quelques développements de l'outil, **un contrat d'effacement à durée fixe** qui peut être renouvelé ou non. Comme l'effacement de production engendre des coûts annuels réguliers, il est judicieux de limiter sa mise en œuvre dans le temps. Le réseau est renforcé pour résoudre définitivement les contraintes lorsque le contrat d'effacement prend fin et qu'il n'est pas renouvelé.

Cela suppose de réaliser à la fin du contrat une comparaison technico-économique entre l'effacement de production et le renforcement de réseau en tenant compte du volume d'énergie effacée depuis le raccordement du producteur HTA. Cet aspect pourrait être étudié à l'aide de l'outil de simulation moyennant l'ajout d'une phase supplémentaire dans les analyses décisionnelles du GRD : le traitement des fins de contrat d'effacement. La durée du contrat pourrait être une variable de la stratégie de planification, ce qui permettrait d'évaluer son influence sur le coût de la stratégie.

5.5 Conclusion

Le chapitre 5 a présenté de nouvelles méthodes pour étudier des leviers novateurs d'intégration d'ENR à l'aide de l'outil de simulation. Chaque levier ayant ses propres spécificités, nous nous sommes intéressés à la modélisation et l'étude de l'effacement de production HTA. Des méthodes simples ont d'abord été présentées pour créer et étudier des stratégies de planification incluant l'effacement de production. Une étude de cas a ensuite été menée pour illustrer le potentiel de l'outil après implantation des méthodes spécifiques à l'effacement de production. Deux stratégies d'effacement conservatives ont été étudiées pour résoudre des contraintes de tension haute sur les départs HTA mixtes : l'effacement « derniers arrivés, premiers effacés » et l'effacement « au prorata de la puissance nominale », tous deux avec une détermination des puissances maximales des producteurs HTA en phase de planification. Enfin, plusieurs axes de discussion ont été proposés afin de nuancer les résultats de l'étude de cas et, plus généralement, montrer les possibilités offertes par l'outil de simulation pour étudier l'effacement de production sous différentes formes.

Les Tableau 5-11 et Tableau 5-12 présentent les principaux défis qu'il reste à relever pour étudier chacun des leviers novateurs d'intégration d'ENR à l'aide de l'outil de simulation. La structure de l'outil de simulation est a priori suffisamment flexible pour inclure certains leviers novateurs avec des efforts de modélisation modérés voir faibles. Outre ces défis, une difficulté potentielle est de mettre en œuvre des combinaisons de leviers novateurs dans le simulateur d'état de réseau sans pénaliser le temps de calcul. Pour s'attaquer à ce problème, il est préférable de commencer par modéliser des combinaisons de deux à trois leviers en se basant sur les combinaisons les plus prometteuses (partie 1.5.6) avant d'essayer de modéliser des combinaisons de leviers plus avancées.

Comme mentionné dans le chapitre 2, l'outil de simulation peut être utilisé pour identifier les stratégies de planification les plus efficaces, qui réduisent les coûts d'intégration des ENR à moyen/long terme dans des conditions optimales de sécurité et de qualité. L'efficacité des stratégies peut être évaluée par un ou plusieurs indicateurs statistiques caractérisant l'incertitude du scénario d'insertion d'ENR pour un réseau initial et un taux final de pénétration d'ENR donnés. Avant de comparer les stratégies entre elles, il est important d'optimiser l'efficacité de chaque stratégie, c'est-à-dire, trouver les valeurs des variables décisionnelles de la stratégie qui minimisent le(s) indicateur(s) statistique(s) considéré(s). Cette problématique sera abordée dans le chapitre 6.

Chapitre 5 Application à l'étude de stratégies de planification incluant des leviers novateurs :
exemple de l'effacement de production

Levier d'intégration des ENR dans les réseaux de distribution	Ordre de priorité	Prérequis principaux pour l'étude du levier	Niveau de difficulté de modélisation
Renforcement ou création d'ouvrages du réseau	1	<ul style="list-style-type: none"> - Topologie de raccordement : raccordement à une infrastructure existante, dédoublement de départ, etc. - Détermination du renforcement économique sous contrainte. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aucune si raccordement à une infrastructure existante (déjà modélisé). - Faible si dédoublement de départ.
Réglage de la puissance réactive des producteurs HTA à $\tan(\phi)$ fixe	1	Aucun (déjà modélisé).	Aucune (déjà modélisé).
Effacement ponctuel de la production HTA	2	<ul style="list-style-type: none"> - Localisation du réglage : local, centralisé ou coordonné. - En cas de réglage centralisé ou coordonné, répartition de l'effacement entre producteurs. - En cas de réglage local $P(U)$, forme de la loi implantée : statique, bande-morte, etc. - Calcul de la puissance maximale P_{max} des producteurs en cas de contrainte. - Calcul du volume d'énergie effacée et du taux d'effacement sur une durée temporelle. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aucune si réglage centralisé avec P_{max} précalculé en planification (déjà modélisé). - Intermédiaire si réglage centralisé P_{max} calculé en exploitation (voir partie 5.4.2). - Elevée si réglage local : risque de divergence des algorithmes de load-flow. - Elevée si réglage coordonné : déterminer les consignes sans pénaliser le temps de calcul.
Réglage avancé de la tension dans les postes sources	2	<ul style="list-style-type: none"> - Grandeur de référence : consigne de tension ou prise du transformateur régleur. - Calcul du nombre de passages de prise sur une durée temporelle. 	Faible : faire varier ΔU_{jdb} en entrée du méta-modèle.
Réglage avancé de la puissance réactive des producteurs HTA	2	<ul style="list-style-type: none"> - Localisation du réglage : local, centralisé ou coordonné. - En cas de réglage local $Q(U)$, forme de la loi implantée : statique, bande-morte, etc. - Calcul de la consigne de puissance réactive des producteurs en cas de contrainte. - Répartition du réglage centralisé ou coordonné entre producteurs en cas de réglage. 	<ul style="list-style-type: none"> - Elevée si réglage local : risque de divergence des algorithmes de load-flow. - Intermédiaire si réglage centralisé (similaire à l'effacement de production). - Elevée si réglage coordonné : déterminer les consignes sans pénaliser le temps de calcul.
Réglage avancé de la tension dans les postes HTA/BT	3	Grandeur de référence : consigne de tension ou prise du transformateur régleur.	Faible : modifier le rapport de transformation en cas de contrainte puis relancer les calculs BT (peu coûteux en temps).

Tableau 5-11 Principaux prérequis et difficulté de modélisation des leviers d'intégration d'ENR (partie 1 sur 2).

Chapitre 5 Application à l'étude de stratégies de planification incluant des leviers novateurs :
exemple de l'effacement de production

Levier d'intégration des ENR dans les réseaux de distribution	Ordre de priorité	Prérequis principaux pour l'étude du levier	Niveau de difficulté de modélisation
Gestion active de la consommation	3	- Localisation du réglage : local, centralisé ou coordonné. - Modélisation de l'effet rebond après effacement. - Calcul de la part de consommation pilotable à chaque instant.	Elevée : créer un modèle réaliste de la consommation pilotable et réviser potentiellement le modèle du réseau BT.
Installation d'un système de stockage distribué (SSED)	4	- Localisation du SSED. - Modélisation du fonctionnement du SSED. - Calcul de la capacité énergétique sur une durée temporelle (pour résoudre tout ou partie des contraintes).	Elevée : déterminer le point de connexion du SSED, déterminer les périodes de charge du SSED et estimer les coûts opérationnels du SSED en cas de mutualisation des services.
Installation d'un moyen de compensation de puissance réactive	5	- Localisation du moyen de compensation. - Forme de la loi de commande : puissance réactive absorbée en continu ou par palier.	- Intermédiaire si asservissement continu en tension au point de connexion (nœud PV dans les calculs de load-flow). - Difficile sinon : déterminer les consignes sans pénaliser le temps de calcul.
Installation d'un autotransformateur régleur en réseau	5	- Localisation de l'autotransformateur. - Modélisation du fonctionnement de l'autotransformateur. - Calcul du nombre de passages de prise sur une durée temporelle.	Elevée : déterminer le point de connexion de l'autotransformateur, modéliser efficacement le régleur en charge de l'autotransformateur.
Contrôle des flux de puissance par des convertisseurs statiques	5	- Localisation des convertisseurs : entre deux départs HTA, entre deux phases électriques. - Modélisation du fonctionnement des convertisseurs	- Intermédiaire si convertisseurs situés entre deux départs HTA : déterminer les échanges de puissance active et réactive sans pénaliser le temps de calcul. - Très élevée si convertisseurs situés entre deux phases électriques : choisir un modèle de réseau triphasé déséquilibré et faire des calculs BT sans pénaliser le temps de calcul.
Reconfiguration du réseau HTA en exploitation	5	- Localisation des points d'ouverture sur le réseau. - Fonction objectif de la reconfiguration de réseau.	- Intermédiaire si reconfiguration prédéfinie en cas de contrainte. - Elevée si reconfiguration non prédéfinie : déterminer la reconfiguration optimale sans pénaliser le temps de calcul.
Modification des phases de rattachement des utilisateurs BT	5	Connaissance des phases de rattachement des utilisateurs BT.	Elevée : représenter le réseau BT par un modèle triphasé déséquilibré.
Installation d'une réactance variable série	5	- Localisation de la réactance variable. - Modélisation du fonctionnement de la réactance variable série.	Elevée : déterminer le point de connexion de l'installation et déterminer la réactance optimale sans pénaliser le temps de calcul.

Tableau 5-12 Principaux prérequis et difficulté de modélisation des leviers d'intégration d'ENR (partie 2 sur 2).

Chapitre 6

Optimisation d'une stratégie de planification

6.1 Introduction

Comme mentionné dans le chapitre 2, l'outil de simulation développé dans le cadre de cette recherche doit aider à identifier les stratégies de planification les plus efficaces pour réduire les coûts d'intégration des ENR à moyen/long terme dans des conditions optimales de sécurité et de qualité. Une étape intermédiaire consiste à déterminer, pour chaque stratégie, les valeurs des variables qui minimisent un objectif technico-économique donné.

Dans les chapitres 4 et 5, nous avons étudié l'influence de certaines variables sur les coûts des stratégies de planification. La valeur optimale des variables a été déterminée à l'aide d'une approche « par force brute », consistant à estimer l'efficacité de la stratégie sur quelques points candidats à partir d'un jeu de scénarios. Cette procédure, simple à mettre en œuvre, s'avère coûteuse en temps dans notre cas : une estimation du coût moyen précise à 2 % nécessite la simulation de 200 scénarios en chaque point candidat, soit un temps de calcul d'environ 4 heures¹ par point candidat.

Pour réduire le temps de calcul alloué à cette tâche, le chapitre 6 propose une première contribution sur l'optimisation automatique des stratégies de planification. Dans un premier temps, nous présenterons des formulations mathématiques possibles de notre problème d'optimisation et nous expliquerons notre démarche pour choisir un algorithme d'optimisation adapté aux particularités de notre problème. Nous expliquerons ensuite le fonctionnement de l'algorithme retenu, Informational Approach to Global Optimization (IAGO, [VIL08], [VIL09], [VIL09-2]), pour optimiser une stratégie de planification mono-variable étape par étape. Des perspectives en matière d'optimisation seront finalement abordées suite à la discussion des résultats obtenus sur cet exemple.

6.2 Présentation de la problématique d'optimisation

Cette partie a pour but d'introduire la problématique de l'optimisation des stratégies de planification, et en particulier :

- discuter des différents choix possibles pour formuler le problème d'optimisation ;
- expliquer pourquoi il est intéressant d'utiliser un algorithme d'optimisation dans notre cas ;
- expliquer comment nous avons choisi un algorithme adapté à notre problème.

6.2.1 La formulation mathématique du problème d'optimisation

6.2.1.1 Notations mathématiques

Soit $f : \mathbf{R}^d \rightarrow \mathbf{R}$ une fonction continue avec $d \in \mathbf{N}^*$ et soit Θ un sous-espace borné de \mathbf{R}^d . Notre objectif est d'estimer à partir d'une séquence d'évaluations de f aux points $\theta_1, \dots, \theta_n \in \Theta$:

- le minimum de f , noté f^* :

$$f^* = \min_{\theta \in \Theta} f(\theta), \quad (6.1)$$

- le minimiseur de f , noté θ^* :

$$\theta^* = \operatorname{argmin}_{\theta \in \Theta} f(\theta) \quad (\Leftrightarrow f(\theta^*) = f^*). \quad (6.2)$$

¹ Temps de calcul sans parallélisation sur un ordinateur portable Dell équipé d'un processeur One Intel Core i7-3740QM (2,70GHz, 6MB cache, Quad Core) ; unité centrale utilisée à 12 % lors des simulations sous MATLAB.

En général, f et θ sont respectivement appelés « fonction objectif » et « variables décisionnelles ».

Dans notre étude, la variable multidimensionnelle θ représente le jeu des variables d'entrée de la stratégie de planification à optimiser. La fonction f peut être de différentes formes selon l'objectif poursuivi par l'utilisateur.

6.2.1.2 Définir un objectif économique

Comme précisé dans le chapitre 2, le coût d'une stratégie de planification donnée inclut différents postes reflétant l'impact des choix du GRD sur les investissements à mobiliser ainsi que sur le fonctionnement du réseau de distribution. C'est pourquoi il paraît important d'inclure un objectif d'ordre économique dans la fonction objectif.

6.2.1.2.1 Objectif déterministe versus objectif stochastique

En l'absence de générateur aléatoire de scénarios, une idée naturelle consiste à optimiser les variables de la stratégie de planification de façon à minimiser son coût total C sur un scénario particulier d'insertion d'ENR S_{ref} , ce qui revient à choisir la fonction objectif suivante :

$$f(\theta) = C(\theta, S_{ref}), \quad (6.3)$$

où le scénario S_{ref} est un scénario choisi à dire d'expert satisfaisant certaines propriétés. Par exemple, S_{ref} peut être un scénario pessimiste conduisant au coût le plus élevé parmi un ensemble fini de scénarios testés \mathbf{S} :

$$S_{ref} = \arg \max_{S_i \in \mathbf{S}} C(\theta, S_i) \\ (\Leftrightarrow C(\theta, S_{ref}) = \max_{S_i \in \mathbf{S}} C(\theta, S_i)). \quad (6.4)$$

Comme mentionné ultérieurement, une telle approche a pour inconvénient majeur de ne pas prendre en compte l'incertitude sur le scénario d'insertion d'ENR :

- la stratégie de planification est optimisée pour un scénario particulier qui a très peu de chance de se réaliser ;
- la stratégie de planification ainsi optimisée pourrait conduire à des coûts très élevés pour la plupart des scénarios possibles et potentiellement plus réalistes que le pire cas considéré.

En utilisant un générateur aléatoire de scénarios, il est possible de considérer l'incertitude sur le scénario d'insertion d'ENR dans la fonction objectif f à travers différents indicateurs statistiques comme :

- le coût moyen ou espérance du coût (en rouge sur la Figure 6-1) :

$$f(\theta) = C_m(\theta) = E_S(C(\theta, S)), \quad (6.5)$$

- le coût médian (en bleu sur la Figure 6-1) :

$$f(\theta) = C_{med}(\theta), \\ \text{avec } P(C(\theta, S) \leq C_{med}(\theta)) \leq 0,5 \quad \text{et} \quad P(C(\theta, S) \geq C_{med}(\theta)) \geq 0,5, \quad (6.6)$$

- ou encore un quantile haut du coût (en noir sur la Figure 6-1) :

$$f(\theta) = C_{qk}(\theta) \quad \text{avec} \quad P(C(\theta, S) \leq C_{qk}(\theta)) = k. \quad (6.7)$$

L'indicateur statistique à privilégier dépend du but recherché par l'utilisateur et de son appréciation vis-à-vis de la prise d'un risque et de l'importance de l'incertitude sur un résultat établi. Par exemple, il vaut mieux choisir un quantile haut de coût qu'un coût moyen si l'utilisateur cherche plutôt à minimiser la probabilité d'avoir un coût élevé que la tendance principale de coût d'une stratégie donnée.

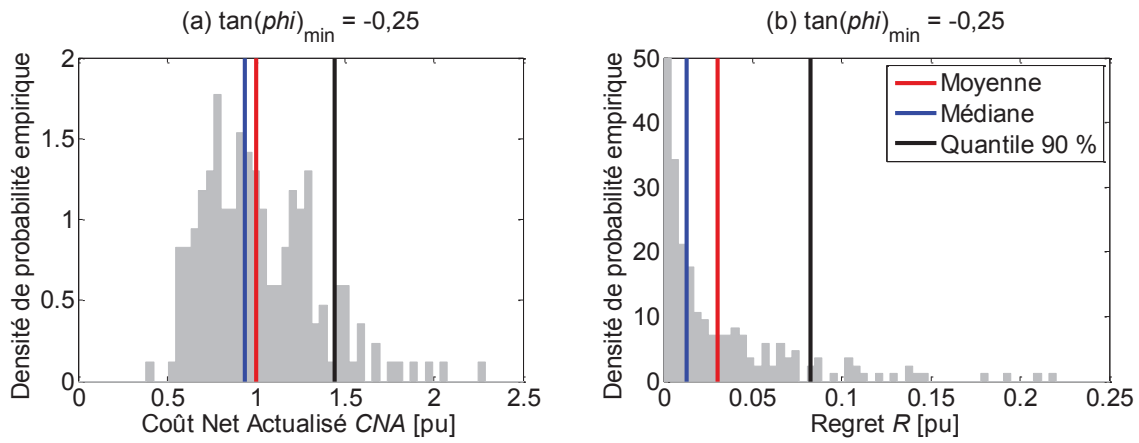


Figure 6-1 Densité de probabilité empirique sur 200 scénarios du coût net actualisé (a) et du regret (b) de la stratégie de planification A pour $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$.

6.2.1.2.2 Les différentes grandeurs économiques

La variable de coût C dans la fonction objectif f peut désigner différentes grandeurs économiques. Deux grandeurs sont particulièrement appropriées dans notre cas :

- **le Coût Net Actualisé (CNA)** de la stratégie de variable θ sur le scénario S , introduit dans la partie 2.7.2.1 :

$$CNA(\theta, S) = \sum_{k=1}^T \left(\frac{I_k(\theta, S)}{(1+i)^{k-1}} + \frac{C_k(\theta, S)}{(1+i)^{k-1}} - \frac{V_k(\theta, S)}{(1+i)^T} \right), \quad (6.8)$$

- le regret anticipé de la stratégie de variable θ sur le scénario S , introduit dans la partie 4.2.4.1.2 :

$$R(\theta, S) = CNA(\theta, S) - CNA^*(S) \quad \text{avec} \quad CNA^*(S) = \min_{\theta \in \Theta} CNA(\theta, S). \quad (6.9)$$

La variable la plus appropriée entre CNA et R dépend de l'indicateur statistique retenu dans la fonction objectif :

- Par linéarité, les espérances CNA_m et R_m atteignent leur minimum au même point $\theta = \theta^*$. L'estimation de CNA_m étant plus simple que celle de R_m , avec un terme de moins à estimer, **il est préférable d'utiliser CNA_m que R_m comme fonction objectif**.
- Lorsque la fonction objectif est une médiane, le choix entre CNA et R est moins évident. Sans préférence de l'utilisateur, il vaut mieux privilégier CNA_{med} qui est plus simple à estimer que R_{med} .
- **Lorsque la fonction objectif est un quantile haut, le regret R offre une solution plus robuste que CNA avec un risque de surcoût plus maîtrisé par rapport au coût minimum.** L'utilisation du regret est d'autant plus pertinente lorsque les scénarios de coût élevé varient faiblement et que les scénarios de coût faible varient fortement, comme illustré sur la Figure 6-2 (exemple fictif à but illustratif) :
 - o Choisir un quantile 75 % de CNA (CNA_{q75}) comme fonction objectif revient à accorder plus d'importance aux scénarios de coût élevé, même si leur coût dépend faiblement de θ . Le cas échéant, la valeur optimale de θ est $\theta_1^* = 0,76$ (Figure 6-2.a).
 - o Choisir un quantile 75 % de regret (R_{q75}) comme fonction objectif revient à accorder plus d'importance aux scénarios dont le coût dépend fortement de θ . Le cas échéant, la valeur optimale de θ est $\theta_2^* = 0,38$ (Figure 6-2.b).
 - o D'après la Figure 6-2.c, environ 54 % des scénarios considérés ont des faibles variations de CNA quelle que soit la fonction objectif retenue (voire aire orange de la densité de probabilité de ΔCNA). En revanche, les 46 % de scénarios restants ont un CNA bien plus élevé en prenant CNA_{q75} plutôt que R_{q75} comme fonction objectif (voire aire bleue de la densité de probabilité

de ΔCNA). Cet exemple illustre bien l'intérêt de choisir un quantile haut de regret comme fonction objectif par rapport à un quantile haut de CNA.

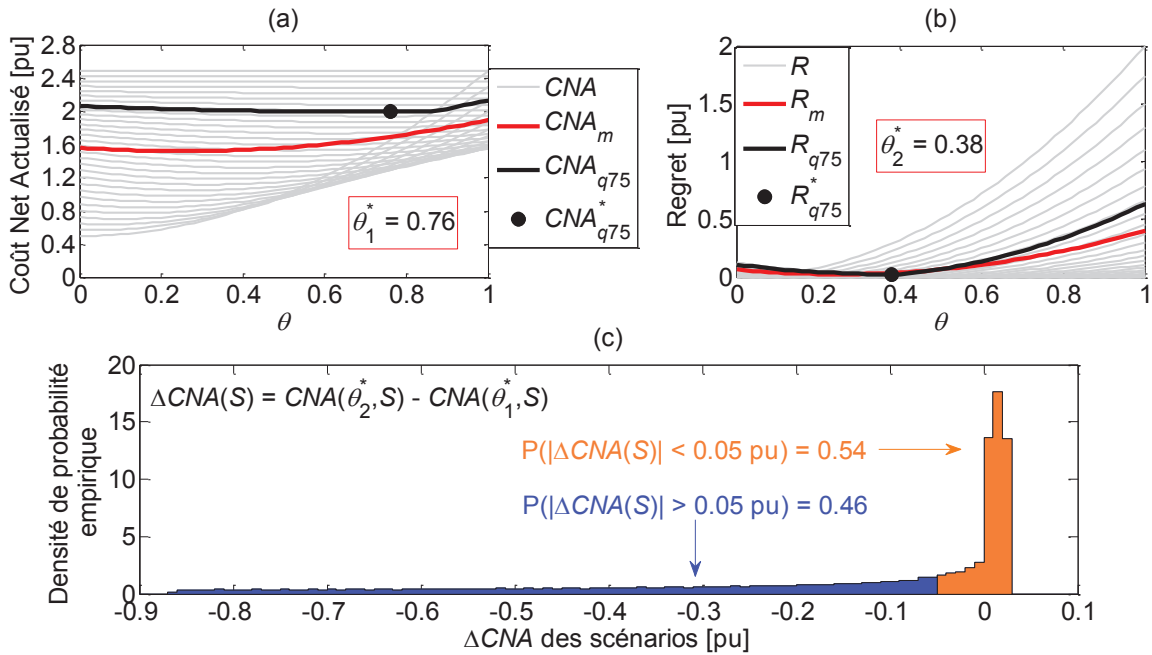


Figure 6-2 Illustration des différences de résultat possibles entre CNA et R à partir de scénarios fictifs : (a) CNA des scénarios, (b) regret des scénarios, (c) densité de probabilité des écarts de CNA des scénarios entre $\theta = 0,38$ et $\theta = 0,76$.

6.2.1.3 Inclure d'autres indicateurs que le coût

Il est important que les stratégies de planification à comparer aient une qualité de fourniture similaire sur le réseau. Pour remplir ce prérequis, l'optimisation des stratégies peut inclure d'autres indicateurs que le coût, en particulier les taux de contrainte résiduelle (tensions, courants, puissances apparentes) sur le réseau HTA et/ou le taux de Clients Mal Alimentés (CMA) sur le réseau BT.

A titre d'illustration, la Figure 6-3 montre un ensemble de solutions optimales pour la stratégie de planification A (issues des résultats de la partie 4.2) lorsque l'objectif économique est le CNA moyen (Figure 6-3.a) ou le quantile 75 % du regret (Figure 6-3.b) et que la probabilité d'un taux de CMA supérieur à 3 % est considérée.

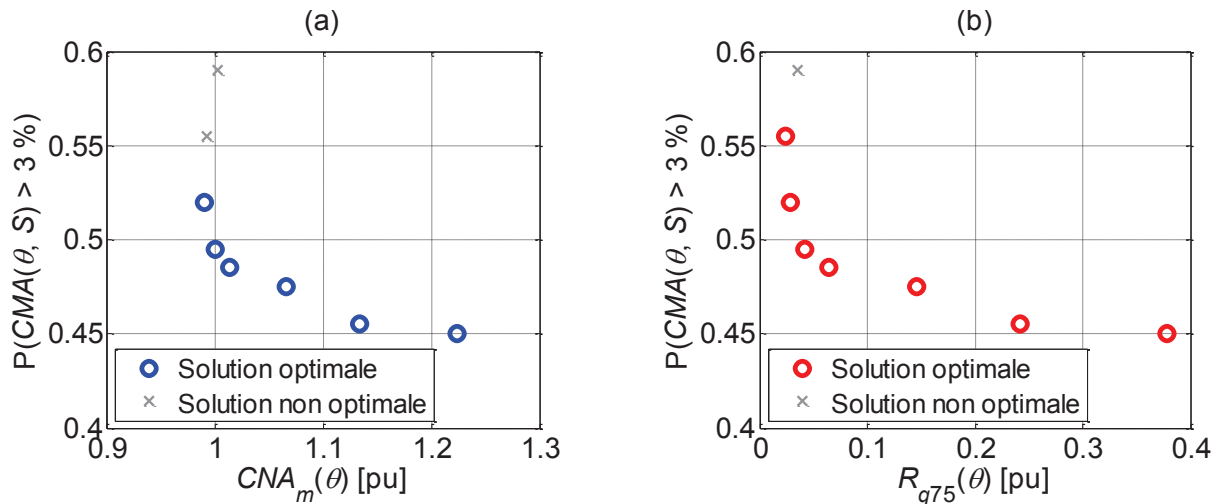


Figure 6-3 Solutions optimales de la stratégie A : probabilité d'un taux de CMA supérieur à 3 % en fonction du CNA moyen (a) ou du quantile 75 % du regret (b).

Les indicateurs non économiques peuvent être intégrés au problème d'optimisation de trois façons différentes :

- Avec une traduction économique pour garder un seul objectif.
- Sous la forme d'une contrainte à satisfaire pour atteindre l'objectif économique. Le problème d'optimisation devient mono-objectif avec contrainte.
- Sous la forme d'un objectif supplémentaire à minimiser en plus de l'objectif économique. Le problème d'optimisation devient multi-objectif sans contrainte. La minimisation du coût et des contraintes sur le réseau étant deux objectifs contradictoires, plusieurs solutions optimales sont possibles en fonction du poids relatif accordé à chaque objectif.

Par exemple, si nous souhaitons privilégier les stratégies avec un taux de CMA inférieur à 3 % dans la majorité des scénarios, le problème d'optimisation peut être formulé comme :

- le problème mono-objectif contraint suivant :

$$\begin{aligned} & \min_{\theta \in \Theta} f(\theta), \\ \text{s.c.} \quad & \text{P}(CMA(\theta, S) > 3 \%) \leq \alpha, \end{aligned} \quad (6.10)$$

où α est la probabilité maximale tolérée par l'utilisateur qu'un scénario ait un taux de CMA supérieur à 3 % ;

- le problème multi-objectif suivant :

$$\min_{\theta \in \Theta} f(\theta) \quad \text{et} \quad \min_{\theta \in \Theta} \text{P}(CMA(\theta, S) > 3 \%). \quad (6.11)$$

Ce problème d'optimisation peut éventuellement être transformé en un problème mono-objectif en faisant une somme pondérée des objectifs :

$$\min_{\theta \in \Theta} \lambda f(\theta) + (1 - \lambda) \text{P}(CMA(\theta, S) > 3 \%) \quad \text{avec} \quad \lambda \in [0 ; 1]. \quad (6.12)$$

6.2.1.4 Problème d'optimisation illustratif

Pour illustrer notre démarche, nous considérerons dans la suite du chapitre la version la plus simple du problème d'optimisation, c'est-à-dire la minimisation de l'espérance du Coût Net Actualisé (CNA) d'une stratégie de planification mono-variable :

$$\min_{\theta \in \Theta} f(\theta) \quad \text{avec} \quad f(\theta) = E_{S \in \mathcal{S}}(CNA(\theta, S)). \quad (6.13)$$

La stratégie de planification à optimiser est la stratégie A présentée dans la partie 4.2 :

- Le modèle de la stratégie est celui de la stratégie de planification actuelle.
- La variable décisionnelle θ est égale à la tangente phi minimale des producteurs HTA ($\theta = \tan(\varphi)_{\min} = \tan(\varphi)_{\min, GRD}$) définie sur l'intervalle borné $\Theta = [-0,6 ; 0]$.
- Les autres paramètres d'entrée de la stratégie sont constants : $U_{jdb, \min} = 1,02$ pu et $CMA_{\max} = +\infty$.

L'espérance du CNA de la stratégie A est minimisée sur le cas de référence (partie 2.2) :

- Le réseau initial est un réseau radial constitué d'un poste source, de quatre départs HTA et de 111 postes de distribution (Figure 2-1).
- La variable S appartient à l'ensemble des scénarios d'arrivée d'ENR de 20-22 MW sur 10 ans, noté \mathcal{S} .

6.2.2 La résolution numérique du problème d'optimisation

La littérature regorge de méthodes d'optimisation dont l'application et les performances dépendent des particularités du problème d'optimisation. Il n'existe pas de méthode universelle fonctionnant dans tous les cas, mais des familles d'algorithmes donnant de très bons résultats pour des classes de problème spécifiques. C'est pourquoi il est essentiel d'identifier d'abord les particularités du problème à optimiser pour ensuite choisir un algorithme d'optimisation adapté au problème.

6.2.2.1 Les particularités du problème d'optimisation

Pour résoudre le problème d'optimisation défini dans la partie 6.2.1.4, nous disposons d'un modèle de simulation correspondant à la combinaison de plusieurs blocs de l'outil de simulation appliqué à la stratégie de planification A (Figure 6-4). Chaque évaluation du modèle permet de calculer le CNA de la stratégie A pour :

- une valeur $\theta_i \in \Theta$ de la variable décisionnelle θ ;
- un scénario $S_i \in \mathbf{S}$ créé aléatoirement par le générateur de scénarios.

Le modèle de simulation a trois particularités qu'il faut considérer lors du choix de la méthode d'optimisation. **Tout d'abord, ce modèle peut être vu comme une « boîte noire »** : la relation liant les variables θ et S et la sortie $CNA(\theta, S)$ ne peut pas être décrite sous forme analytique. Ceci dit, il n'existe pas de formulation mathématique exacte de la fonction objectif et de ses dérivatives. **La méthode d'optimisation doit donc fonctionner en l'absence d'information sur le gradient de la fonction objectif.**

Ensuite, la fonction objectif f (Equation 6.13) n'est pas connue exactement mais peut être estimée à partir des CNA de plusieurs scénarios indépendants d'insertion d'ENR. Cela signifie que le coût de la stratégie pour $\theta = \theta_i$ et $S = S_i$ contient de l'information sur $f(\theta_i)$ et donc que **l'évaluation du CNA de la stratégie au point $(\theta = \theta_i, S = S_i)$ peut être vue comme une évaluation bruitée de f au point θ_i** :

$$f_i^{obs} = CNA(\theta_i, S_i) = f(\theta_i) + \varepsilon_i \quad \text{avec} \quad \varepsilon_i = CNA(\theta_i, S_i) - f(\theta_i), \quad (6.14)$$

où les variables ε_i sont indépendantes et de moyenne nulle. Comme montré dans la partie 4.2.4.1.1, les observations f_i^{obs} sont très dispersées par rapport à la variation de l'espérance du CNA de la stratégie A sur son domaine de définition. Le problème d'optimisation ainsi formulé conduit donc à des évaluations très bruitées de f . Pour les présents travaux, **la méthode d'optimisation doit donc obtenir de bonnes performances en rapidité de convergence et en précision en présence d'évaluations très bruitées.**

Enfin, le modèle est **coûteux à évaluer** : il faut compter environ 80 secondes pour obtenir une évaluation très bruitée de f au point θ_i . Plusieurs évaluations au même point peuvent être requises afin de réduire l'incertitude du bruit et localiser l'optimum avec précision. **La méthode d'optimisation doit donc converger rapidement vers l'optimum en très peu d'évaluations du modèle.**

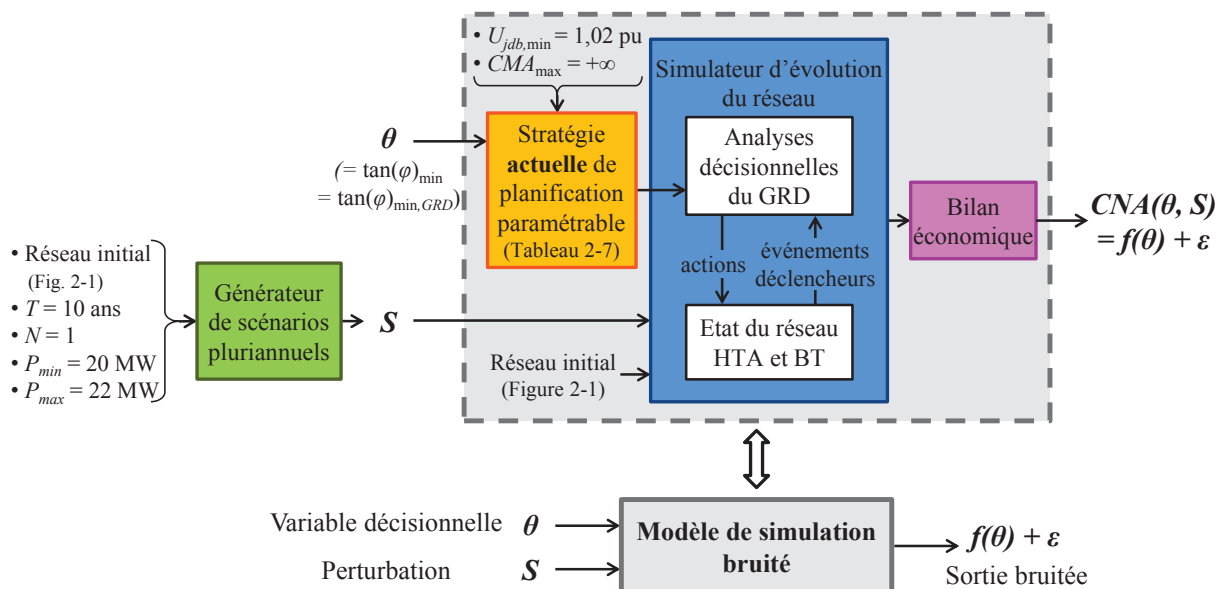


Figure 6-4 Modèle de simulation utilisé pour l'estimation de la fonction objectif.

6.2.2.2 Les inconvénients d'une optimisation par force brute de type Monte-Carlo

Avant d'aller plus loin dans la recherche d'une méthode d'optimisation « automatique », il nous paraît important d'insister sur les inconvénients de l'approche « par force brute » que nous avons jusqu'à présent utilisée pour estimer le CNA moyen (CNA_m) d'une stratégie en plusieurs points candidats $\theta_1, \dots, \theta_m$. Cette méthode basée sur des simulations de Monte-Carlo est décrite dans le Tableau 6-1.

<p>1) Estimer le nombre de scénarios N à évaluer pour obtenir une estimation de CNA_m avec une précision donnée δ^*, selon la procédure du Tableau 2-11.</p> <p>2) Diviser l'espace des variables Θ en une grille régulière à k niveaux pour obtenir $m = k^d$ points candidats $\theta_1, \dots, \theta_m$, où d est la dimension de Θ.</p> <p>3) Calculer le Coût Net Actualisé de la stratégie pour chacun des points candidats $\theta_1, \dots, \theta_m$ et scénarios S_1, \dots, S_N en utilisant $m.N$ fois le modèle de simulation.</p> <p>4) Estimer le Coût Net Actualisé moyen CNA_m de la stratégie pour chaque point candidat :</p> $\forall k \in [1 ; m] \quad CNA_m(\theta_k) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N CNA(\theta_k, S_i). \quad (6.15)$ <p>5) Choisir la valeur optimale θ^* qui minimise CNA_m parmi les m points candidats :</p> $\theta^* = \arg \min_{k \in [1 ; m]} CNA_m(\theta_k). \quad (6.16)$

Tableau 6-1 Procédure d'estimation du CNA moyen d'une stratégie par « force brute ».

Cette procédure est certes simple à mettre en œuvre mais présente deux inconvénients majeurs :

- L'évaluation d'une grille régulière de k niveaux devient vite chronophage lorsque le nombre de variables d augmente et que l'on souhaite malgré tout garder une bonne représentativité de Θ . Par exemple, si une grille de 10 niveaux était appliquée à une stratégie de 4 variables, il faudrait estimer CNA_m en $10^4 = 10000$ points candidats.
- Un grand nombre de scénarios doit être évalué en chaque point candidat pour obtenir une bonne précision sur CNA_m . Par exemple, pour la stratégie A, il faut considérer 200 scénarios pour estimer CNA_m avec une précision de 2 %, soit un temps de calcul d'environ 4 heures² par point candidat.

En raison du nombre élevé d'évaluations nécessaires, l'approche « par force brute » est très coûteuse en temps et devient difficilement applicable pour l'optimisation et la comparaison de stratégies multi-variables. Le recours à un algorithme d'optimisation permettrait d'utiliser au mieux le budget d'évaluations pour déterminer θ^* parmi un plus grand nombre de points candidats.

6.2.2.3 Les solutions classiques envisagées pour l'optimisation automatique

Trois méthodes sont habituellement envisagées dans les domaines applicatifs pour considérer le bruit des évaluations, avec une meilleure allocation du budget d'évaluations que la méthode classique de simulations de Monte-Carlo du Tableau 6-1 :

- 1) La méthode n°1, dénommée « [direct] meta-model approach » dans [BEY07], consiste à appliquer un méta-modèle sur un jeu de simulations de Monte-Carlo, le minimum du méta-modèle étant assimilé au minimum de f .
- 2) La méthode n°2, dénommée « naive Monte-Carlo [optimization] » dans [BEY07], consiste à utiliser un algorithme d'optimisation classique, fonctionnant sur des évaluations exactes, pour minimiser la moyenne d'un jeu de simulations de Monte-Carlo. Cette méthode est généralement

² Temps de calcul sans parallélisation sur un ordinateur portable Dell équipé d'un processeur One Intel Core i7-3740QM (2,70GHz, 6MB cache, Quad Core) ; unité centrale utilisée à 12 % lors des simulations sous MATLAB.

appliquée lorsqu'il est impossible de générer des trajectoires aléatoires communes aux points candidats.

- 3) La méthode n°3, dénommée « Sample path optimization » dans [FU07], est une version améliorée de la méthode n°2, qui requiert la création de trajectoires aléatoires communes aux points candidats. Si de telles trajectoires peuvent être créées, la méthode 3 consiste à utiliser un algorithme d'optimisation classique pour minimiser la moyenne d'un jeu de trajectoires de Monte-Carlo. Dans notre cas, les trajectoires aléatoires sont les scénarios créés aléatoirement par le générateur de scénarios (voir bloc vert sur la Figure 6-4).

Les processus de ces trois méthodes classiques sont respectivement détaillés dans les Tableau 6-2, Tableau 6-3 et Tableau 6-4.

- 1) Estimer le nombre de simulations N à évaluer pour obtenir une estimation de f avec une précision donnée δ^* , selon la méthode décrite dans le chapitre 2.
- 2) Appliquer un plan d'échantillonnage de type « space-filling » sur Θ (par exemple, un plan LHS « maximim ») afin de limiter le nombre de points m à évaluer à l'étape suivante.
- 3) Evaluer le modèle de simulation N fois en chacun des points candidats $\theta_1, \dots, \theta_m$.
- 4) Construire un méta-modèle de f sur Θ à partir des observations en $\theta_1, \dots, \theta_m$ et d'une méthode d'approximation (par exemple, le krigeage).
- 5) Trouver la valeur optimale θ^* qui minimise le méta-modèle de f . La valeur θ^* est assimilée au minimiseur de f .

Tableau 6-2 Procédure générale de la méthode « direct meta-model approach ».

- 1) Estimer le nombre de trajectoires N à évaluer pour obtenir une estimation de f avec une précision donnée δ^* , selon la méthode décrite dans le chapitre 2.
- 2) Utiliser un algorithme d'optimisation classique pour résoudre le problème suivant :

$$\min_{\theta \in \Theta} \hat{f}(\theta),$$

avec : $\forall \theta \in \Theta \quad \hat{f}(\theta) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N f_k^{obs}(\theta).$

La valeur optimale θ^* (qui minimise \hat{f}) est assimilée au minimiseur de f .

Tableau 6-3 Procédure générale de la méthode « naive Monte-Carlo optimization ».

- 1) Estimer le nombre de trajectoires N à évaluer pour obtenir une estimation de f avec une précision donnée δ^* , selon la méthode décrite dans le chapitre 2.
- 2) Générer N trajectoires aléatoires S_1, \dots, S_N .
- 3) Utiliser un algorithme d'optimisation classique pour résoudre le problème suivant :

$$\min_{\theta \in \Theta} \hat{f}(\theta),$$

avec : $\forall \theta \in \Theta \quad \hat{f}(\theta) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N f^{obs}(\theta, S_k).$

La valeur optimale θ^* (qui minimise \hat{f}) est assimilée au minimiseur de f .

Tableau 6-4 Procédure générale de la méthode « Sample path optimization ».

Comme le montrent les Tableaux 6-2, 6-3 et 6-4, les performances des trois méthodes classiques en termes de précision et de rapidité, dépendent fortement du nombre de simulations N :

- Si N n'est pas suffisamment grand, l'erreur d'estimation de f risque d'être très élevée par rapport à la variation de f sur son domaine de définition. Le cas échéant, l'estimation de θ^* peut être très médiocre.
- Si N est très grand, l'estimation de θ^* est relativement précise, mais en contrepartie d'un budget d'évaluations significatif. Il est à noter qu'une partie des évaluations est allouée à l'estimation précise de f à tous les points candidats, même ceux qui sont éloignés de l'optimum.

Ceci dit, ces trois méthodes classiques peuvent s'avérer onéreuses dans notre cas où la variance du bruit est très élevée. La Figure 6-5 en donne une illustration simple pour trois points candidats en présence d'évaluations très bruitées :

- Pour comparer deux points candidats θ_i et θ_j et trouver lequel est le meilleur (i.e., ayant une valeur minimale de f), les estimations de $f(\theta_i)$ et $f(\theta_j)$ doivent être relativement précises entre elles, de sorte que leurs intervalles de confiance, de 95 % par exemple³, ne se chevauchent pas. D'après la Figure 6-5.a, 10 évaluations du modèle ne suffisent pas pour comparer les estimations de f en θ_1 , θ_2 et θ_3 . Par conséquent, si l'une des trois méthodes classiques était appliquée sur $N = 10$ évaluations du modèle en chaque point, la valeur optimale serait erronée puisque l'estimation moyenne de f est minimum en θ_2 .
- Il faut donc évaluer plusieurs fois le modèle aux points candidats jusqu'à réduire suffisamment les intervalles de confiance des estimations⁴. D'après la Figure 6-5.b, 300 évaluations du modèle sont nécessaires en θ_2 et θ_3 pour trouver lequel des deux points est meilleur. Pour déterminer la bonne valeur optimale θ^* avec l'une des trois méthodes classiques, il faudrait donc faire $N = 300$ évaluations en θ_1 , θ_2 et θ_3 , soit un total de $3N = 3.300 = 900$ évaluations.
- En pratique, il n'est pas nécessaire de faire 300 évaluations en θ_1 pour savoir que ce point est moins bon que les points θ_2 et θ_3 . D'après la Figure 6-5.c, 10 évaluations suffisent amplement en θ_1 pour savoir que ce point n'est pas optimal comparé à θ_2 et θ_3 . Par conséquent, $300.2 + 10 = 610$ évaluations suffisent pour trouver l'optimum entre θ_1 , θ_2 et θ_3 . Dans cet exemple, les méthodes classiques requièrent toutes les trois $900 - 610 = 290$ évaluations supplémentaires qu'il aurait mieux valu économiser ou allouer à la recherche d'un nouveau point θ_4 plus proche de l'optimum.

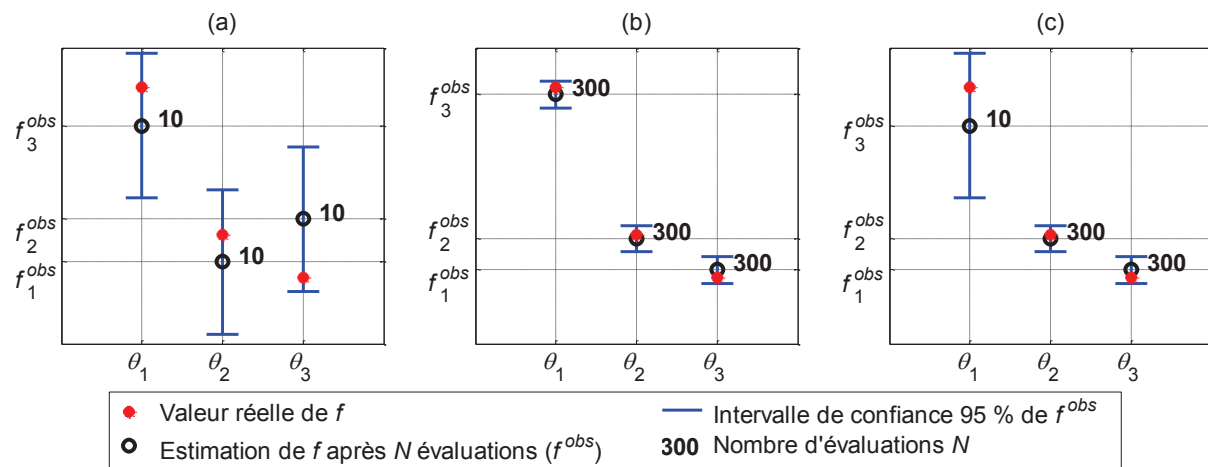


Figure 6-5 Comparaison de trois points candidats en considérant un nombre d'évaluations identique par point (a), un nombre d'évaluations différent par point (b).

³ Ou un autre pourcentage que 95 %, en fonction du risque pris sur l'incertitude de l'estimation de f .

⁴ Comme expliqué dans le chapitre 2, diviser la longueur de l'intervalle de confiance de 95 % par k (i.e., multiplier la précision de l'estimateur par k) implique de multiplier le nombre d'évaluations par k^2 .

Finalement, les trois méthodes présentées ci-dessus ne sont pas adaptées à l'optimisation de fonctions coûteuses, d'autant plus si les évaluations du modèle de simulation sont très bruitées. Dans ce contexte, **il est préférable d'utiliser un algorithme d'optimisation spécialement conçu pour l'optimisation de fonctions coûteuses en présence d'évaluations bruitées.**

Parmi les différents algorithmes d'optimisation bruitée, **les algorithmes d'optimisation bruitée à base de krigeage sont particulièrement adaptés à notre type de problème**, où la fonction objectif est coûteuse à évaluer et relativement lisse [PIC13]. Nous nous intéresserons uniquement à cette famille d'algorithmes dans la suite du chapitre. Pour le lecteur intéressé, un état de l'art des algorithmes d'optimisation bruitée est disponible dans [FU02] et [FU05] sous l'appellation « simulation optimization » et dans [BEY07] sous l'appellation « robust optimization ».

6.2.3 Les algorithmes d'optimisation bruitée à base de krigeage

6.2.3.1 Caractéristiques communes des algorithmes d'optimisation à base de krigeage

Les algorithmes d'optimisation à base de krigeage sont dédiés à l'optimisation globale de fonctions coûteuses relativement lisses. De tels algorithmes sont construits de sorte à résoudre le problème séquentiel suivant : étant données k évaluations (bruitées) de f aux points $\Theta_1, \dots, \Theta_k \in \Theta$, trouver le prochain point à évaluer Θ_{k+1} afin d'obtenir les meilleures estimations de θ^* et f^* au sens d'un certain critère J_k .

Le problème ainsi formulé autorise l'algorithme, en cas de bruit, à réévaluer si besoin un point déjà sélectionné dans une itération précédente. Il est donc important de distinguer les notions de point candidat et de point d'évaluation avec ce type d'algorithme :

- Les **points candidats** $\theta_1, \dots, \theta_m$ sont les points de Θ où f peut être évaluée pendant la procédure d'optimisation ;
- Le **point d'évaluation** Θ_k est le point de Θ où f est évaluée à l'itération k de la procédure d'optimisation.

En présence de bruit, l'allocation automatique des évaluations résulte alors d'un compromis entre l'estimation d'un point particulier et la recherche de nouveaux points meilleurs.

Cette famille d'algorithmes nécessite la mise en place d'un cadre bayésien classique (voir partie 6.3.2) afin d'approcher la fonction objectif f , supposée relativement lisse, par un modèle de krigeage et, éventuellement, de traiter le bruit ε des évaluations. En cas de bruit, les variables $\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_k$ sont supposées, par souci de simplicité, Indépendantes et Identiquement Distribuées (IID), gaussiennes et de moyenne nulle.

Chaque itération k d'un algorithme d'optimisation à base de krigeage peut en général être décomposée en trois étapes :

- 1) Estimer la fonction objectif f à l'aide d'un méta-modèle dont les paramètres sont ajustés par krigeage sur les k observations $\Theta_1, f_1^{obs}, \dots, \Theta_k, f_k^{obs}$.
- 2) Sélectionner le prochain point d'évaluation Θ_{k+1} en résolvant un problème d'optimisation simple : la maximisation ou minimisation d'un critère d'échantillonnage J_k qui exploite des informations issues du méta-modèle de f .
- 3) Evaluer le modèle de simulation en Θ_{k+1} .

Certains algorithmes sélectionnent plusieurs points d'évaluation à l'étape 2, ce qui est utile en cas de parallélisation des calculs.

La plupart des algorithmes d'optimisation à base de krigeage utilisent une formulation similaire du modèle de krigeage. Leur principale différence réside dans le critère d'échantillonnage J utilisé pour sélectionner les prochains points à évaluer [PIC13]. Les différents critères disponibles dans la

littérature ont des rôles variant de l'exploration pure du domaine de définition Θ à la réévaluation intensive des meilleures solutions trouvées.

6.2.3.2 Quelques exemples de critère de sélection

Efficient Global Optimization (EGO) est le premier algorithme proposé pour l'optimisation globale de fonctions coûteuses à base de krigeage [JON98]. Cet algorithme choisit, comme nouveau point d'évaluation Θ_{k+1} , le point candidat qui apporte en moyenne la plus grande amélioration de l'estimation de f^* sachant les k précédentes observations, selon le critère « Expected Improvement » (EI). Ce critère ne fonctionne bien qu'en présence d'évaluations exactes de la fonction f : dans le cas bruité, l'estimation du minimum inclus dans EI ne converge plus vers f^* lorsque le nombre d'évaluations augmente [VIL09-2].

Plusieurs critères d'échantillonnage ont été proposés, par différents auteurs, pour tenir compte du bruit des évaluations dans le processus d'optimisation, parmi lesquels :

- « Augmented Expected Improvement » (AEI) qui est une forme de critère EI modifié tenant compte de la variance du bruit des évaluations [HUA06] ;
- l'Entropie Conditionnelle du Minimiseur (ECM) qui évalue le gain d'information obtenu en moyenne par un nouveau point d'évaluation sur la position du minimiseur [VIL09] ;
- « Integrated Expected Conditional Improvement » (IECI) qui mesure l'amélioration moyenne apportée par un nouveau point d'évaluation sur l'estimation globale de f [GRA10] ;
- « Approximate Knowledge Gradient » (AKG) qui estime l'effet global d'un nouveau point d'évaluation sur la moyenne du modèle de krigeage [SCO11] ;
- « Expected Quantile Improvement » (EQI) qui évalue l'amélioration moyenne apportée par un nouveau point d'évaluation sur le plus petit quantile β du modèle de krigeage, où β est préalablement choisi entre 50 et 100 % [PIC13-2].

Pour le lecteur intéressé, une description détaillée des différents critères d'échantillonnage en présence d'évaluations bruitées est disponible dans [PIC13].

Dans la suite du chapitre, nous ne détaillerons le fonctionnement que d'un seul de ces algorithmes d'optimisation à base de krigeage : l'algorithme Informational Approach to Global Optimization (IAGO) basé sur le critère ECM [VIL08], [VIL09], [VIL09-2]. Cet algorithme est disponible dans la Toolbox open source STK sous MATLAB [BEC14].

6.3 Informational Approach to Global Optimization : fondamentaux et formulation

L'objectif de cette partie est de présenter le fonctionnement global de l'algorithme IAGO. Plus précisément, nous souhaitons :

- expliquer l'intérêt d'utiliser le krigeage pour estimer la fonction objectif ;
- expliquer le principe de l'entropie et comment cet indicateur est utilisé dans IAGO pour sélectionner le prochain point à évaluer.

Pour une meilleure compréhension, nous illustrerons les explications théoriques par des exemples concrets issus de l'optimisation d'une stratégie de planification (problème défini dans les parties 6.2.1.4. et 6.2.2.1).

6.3.1 Approximation par krigeage

A chaque itération k de la procédure d'optimisation, le krigeage est utilisé pour construire un méta-modèle de la fonction objectif f à partir des observations bruitées $\Theta_1, f_1^{obs}, \dots, \Theta_k, f_k^{obs}$. Un modèle

construit par krigeage a plusieurs avantages que nous allons présenter ici sur un exemple illustratif en deux étapes :

- 1) Initialisation des paramètres du méta-modèle de f sur un plan d'échantillonnage.
- 2) Ajustement des paramètres du méta-modèle de f suite à l'ajout successif de nouveaux lots d'observations en des points candidats sélectionnés aléatoirement dans Θ .

6.3.1.1 Initialisation du modèle de krigeage sur un plan d'échantillonnage

La Figure 6-6 montre le méta-modèle de f lorsqu'il est ajusté par krigeage à un plan d'échantillonnage initial de 70 observations : 7 lots de 10 observations en des points régulièrement espacés dans Θ .

Comme illustré sur la Figure 6-6, le krigeage donne **une estimation de f** , non seulement aux points du plan initial (voir points noirs sur la Figure 6-6), mais aussi **sur tout le domaine Θ** .

Le krigeage fournit deux informations en chaque point candidat :

- l'estimation moyenne de f (voir courbe rouge sur la Figure 6-6) ;
- la variance de l'estimation de f , qui peut être utilisée pour définir un intervalle de confiance de l'estimation de f (voir aire grise sur la Figure 6-6).

Ainsi, contrairement aux méthodes d'approximation classiques, le krigeage établit un **méta-modèle probabiliste** dont l'incertitude peut être quantifiée.

Outre son aspect probabiliste, le méta-modèle de f **tient compte de la variance élevée du bruit des observations**. C'est pourquoi la moyenne du méta-modèle de f ne passe pas nécessairement par la moyenne des 7 lots d'observations (voir notamment le point noir en $\theta = -0,4$ sur la Figure 6-6).

Grâce au caractère probabiliste du méta-modèle de f , nous pouvons évaluer la qualité d'estimation du minimiseur θ^* . Par exemple, d'après la Figure 6-6, il est impossible de localiser le minimiseur θ^* en se basant uniquement sur les observations du plan initial : l'intervalle de confiance est trop large par rapport à la variation de la moyenne du méta-modèle sur son domaine de définition. Par exemple, dans la région $[-0,45 ; -0,35]$, où les valeurs du méta-modèle sont en moyenne plus faibles, l'estimation moyenne de f varie de 0,05 pu (= 1,01 pu – 0,96 pu) alors que la largeur de l'intervalle de confiance vaut environ 0,26 pu. D'autres évaluations de f sont donc nécessaires pour affiner le méta-modèle.

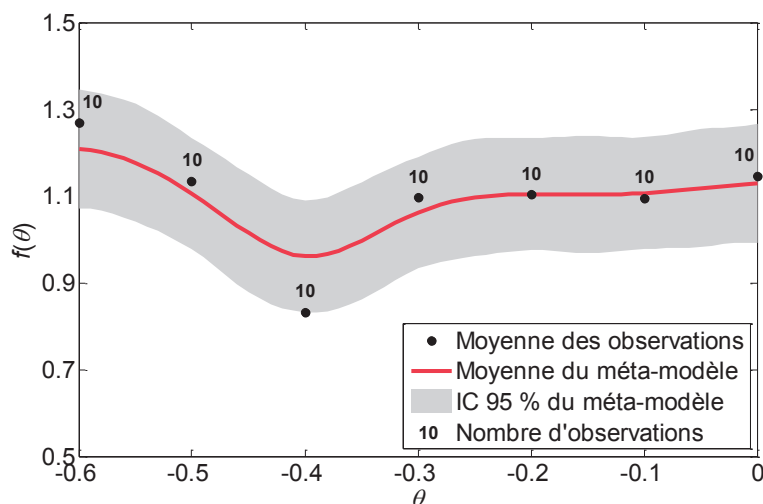


Figure 6-6 Méta-modèle de f sur un plan initial de 70 observations.

6.3.1.2 Ajustement du modèle de krigeage après ajout de lots de 500 observations

La Figure 6-7 montre le méta-modèle de f sur le plan initial décrit précédemment (Figure 6-7.a) et après ajout successif de 2 lots de 500 observations en deux points candidats sélectionnés aléatoirement : $\theta_1 = -0,08$ (Figure 6-7.b) et $\theta_2 = -0,41$ (Figure 6-7.c).

Comme illustré sur les Figure 6-7.b et Figure 6-7.c, le méta-modèle de f est affiné à chaque fois qu'un nouveau lot d'observations est ajouté au plan d'échantillonnage :

- L'estimation moyenne du minimiseur θ^* évolue. Initialement estimé en $\theta = -0,4$ (Figure 6-7.a), le minimiseur θ^* est ensuite estimé en $\theta = -0,08$ après l'ajout des 2 lots de 500 observations (Figure 6-7.c).
- L'intervalle de confiance de f est fortement réduit en θ_1 (Figure 6-7.b) puis en θ_2 (Figure 6-7.c). L'ajout de 500 évaluations en θ_1 et θ_2 permet de diviser l'intervalle de confiance de $f(\theta_1)$ et $f(\theta_2)$ par un facteur 5 ($\approx 0,26$ pu / $0,05$ pu).
- L'intervalle de confiance de f est également plus restreint pour les points voisins de θ_1 et θ_2 (Figure 6-7.c). Faire plusieurs évaluations bruitées au même point réduit la variance du bruit non seulement en ce point mais aussi dans le voisinage de ce point.

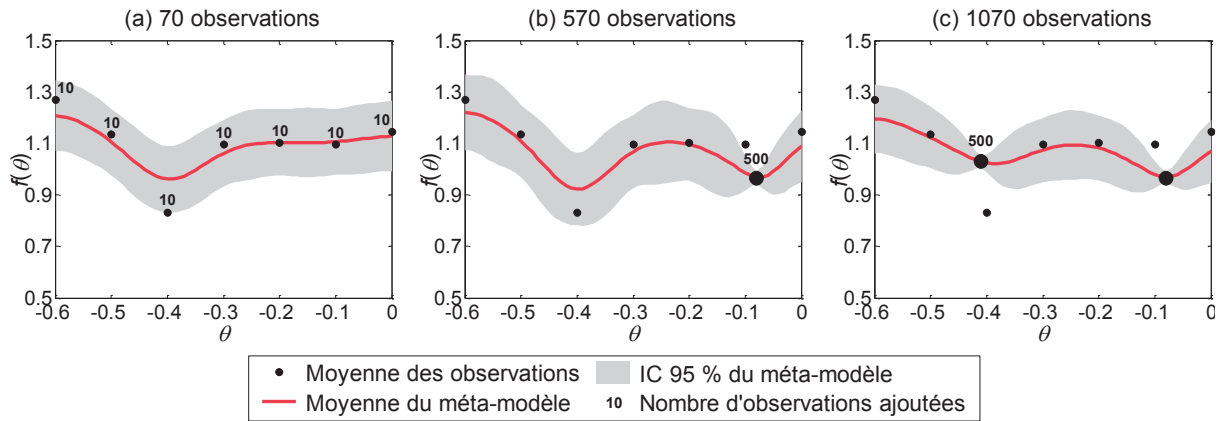


Figure 6-7 Evolution du méta-modèle de f après plusieurs évaluations du modèle : (a) plan initial de 70 observations, (b) ajout d'un premier lot de 500 évaluations, (c) ajout d'un deuxième lot de 500 évaluations.

Dans un contexte d'optimisation, le budget d'évaluations doit être réparti sur Θ de sorte à affiner le méta-modèle de f dans les régions de Θ où il est probable de trouver le minimiseur θ^* . Il est donc essentiel de définir un critère de sélection des points d'évaluation en cohérence avec cet objectif.

6.3.2 Sélection du prochain point d'évaluation

Comme mentionné dans la partie 6.2.3.1, l'utilisation d'algorithmes à base de krigeage nécessite la mise en place d'un cadre bayésien classique. Ce cadre bayésien définit un espace de probabilité dont les propriétés sont utilisées à chaque itération de IAGO pour estimer la position du minimiseur et sélectionner le prochain point d'évaluation.

6.3.2.1 Estimation de la position du minimiseur par simulations conditionnelles

6.3.2.1.1 Définition des notions issues du cadre bayésien

La mise en place d'un cadre bayésien classique nous permet de définir un espace de probabilité, des processus aléatoires ainsi que des trajectoires de processus aléatoire. Ces différentes notions sont décrites ci-dessous.

Soit un espace de probabilité (Ω, B, P) où (Ω, B) est un espace mesurable et P une probabilité sur B .

Soit un ensemble T de \mathbf{R} . Un **processus aléatoire** F défini sur (Ω, B, P) et à valeur réelle est une famille indexée par T de variables aléatoires F_t définies sur (Ω, B, P) et à valeurs réelles :

$$\Omega \rightarrow \mathbf{R}$$

$$F = (F_t)_{t \in T} \quad \text{où} \quad F_t : \omega \mapsto F_t(\omega) \quad \text{pour } t \in T \text{ fixé.}$$

La variable $\omega \in \Omega$ représente l'aspect aléatoire de la variable F_t .

Nous appelons **trajectoire du processus aléatoire** F , toute fonction $F(\omega)$ définie sur \mathbf{T} et à valeur réelle, de la forme suivante :

$$\begin{aligned} \mathbf{T} &\rightarrow \mathbf{R} \\ F(\omega) : t &\mapsto F_t(\omega) \quad \text{avec } \omega \in \Omega \text{ fixé.} \end{aligned}$$

6.3.2.1.2 Les simulations conditionnelles

En adoptant un cadre bayésien classique, nous pouvons supposer que :

- la fonction f est une **trajectoire d'un processus aléatoire gaussien** $F = (F_\theta)_{\theta \in \Theta}$ défini sur un espace de probabilité (Ω, B, P) ;
- le minimiseur θ^* de f , noté $\theta^*(f)$, est une **réalisation de la variable aléatoire Θ^* qui est le minimiseur du processus aléatoire F : $\Theta^* = \theta^*(F)$.**

Grâce à ces hypothèses, il est possible de simuler des fonctions similaires à f à partir des observations de f . Pour ce faire, il faut dans un premier temps générer des trajectoires d'un processus aléatoire gaussien, puis conditionner ces trajectoires aux observations de f à l'aide du krigeage. Les trajectoires ainsi obtenues sont communément appelées **simulations conditionnelles de f** . A titre illustratif, la Figure 6-8 montre 50 trajectoires d'un processus aléatoire gaussien sans conditionnement (Figure 6-8.a) et après conditionnement aux 70 observations du plan initial (Figure 6-8.b). Il est intéressant de noter qu'après conditionnement des trajectoires par krigeage, la plupart des trajectoires sont comprises dans l'intervalle de confiance de 95 % de l'estimation de f .

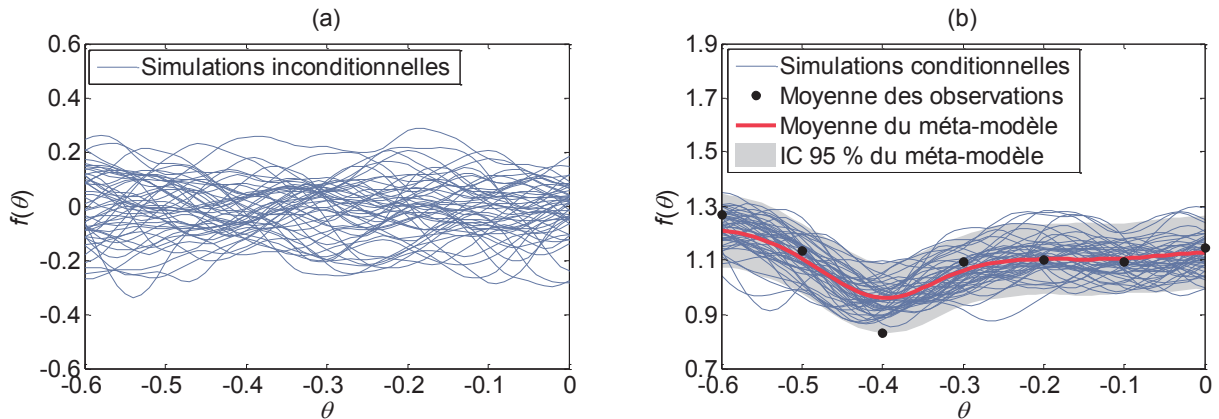


Figure 6-8 Simulations d'un processus gaussien : (a) inconditionnelles, (b) conditionnées aux observations de f sur le plan initial.

Une estimation probabiliste des caractéristiques de la fonction f peut être obtenue en analysant les caractéristiques de plusieurs simulations conditionnelles de f . Dans un contexte d'optimisation, les simulations conditionnelles sont très utiles pour estimer la position du minimiseur θ^* sachant les observations bruitées de f .

6.3.2.1.3 Estimation a posteriori de la position du minimiseur

Pour tout point candidat $\theta \in \Theta$, nous souhaitons connaître la probabilité que le minimiseur Θ^* soit égal à θ sachant les k observations bruitées de f :

$$p_k(\theta) = P(\Theta^* = \theta \mid I_k) \quad \text{avec } I_k = \{\theta_1, f_1^{obs}, \dots, \theta_k, f_k^{obs}\}. \quad (6.17)$$

L'ensemble des valeurs de p_k aux m points candidats, $p_k = \{p_k(\theta)\}_{\theta \in \{\theta_1, \dots, \theta_m\}}$, correspond à la **loi de probabilité discrète du minimiseur après k observations**.

Après avoir défini un cadre bayésien classique, la loi discrète du minimiseur Θ^* peut être estimée à partir de L simulations conditionnelles de f , selon la procédure décrite dans le Tableau 6-5. En général,

une bonne estimation de la loi discrète du minimiseur est possible en moins d'une seconde avec $L = 1000$ simulations conditionnelles.

<p>1) Générer L simulations de Monte-Carlo de trajectoires gaussiennes de F conditionnées aux k observations de f, notées $F_{k,\theta}(\omega_1), \dots, F_{k,\theta}(\omega_L)$.</p> <p>2) Pour chacun des m points candidats, estimer la probabilité p_k selon la formule suivante :</p> $p_k(\theta) = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^L \delta_{k,i}(\theta) \quad \text{avec} \quad \delta_{k,i}(\theta) = \begin{cases} 1 & \text{si } \theta = \operatorname{argmin}_{\theta \in \{\theta_1, \dots, \theta_m\}} (F_{k,\theta}(\omega_i)) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (6.18)$
--

Tableau 6-5 Procédure d'estimation de la loi discrète du minimiseur.

A titre illustratif, la Figure 6-9 montre la loi du minimiseur discrétisée sur $m = 61$ points candidats (Figure 6-9.b) lorsqu'elle est estimée à partir de $L = 1000$ simulations conditionnelles sur le plan initial de 70 observations (Figure 6-9.a).

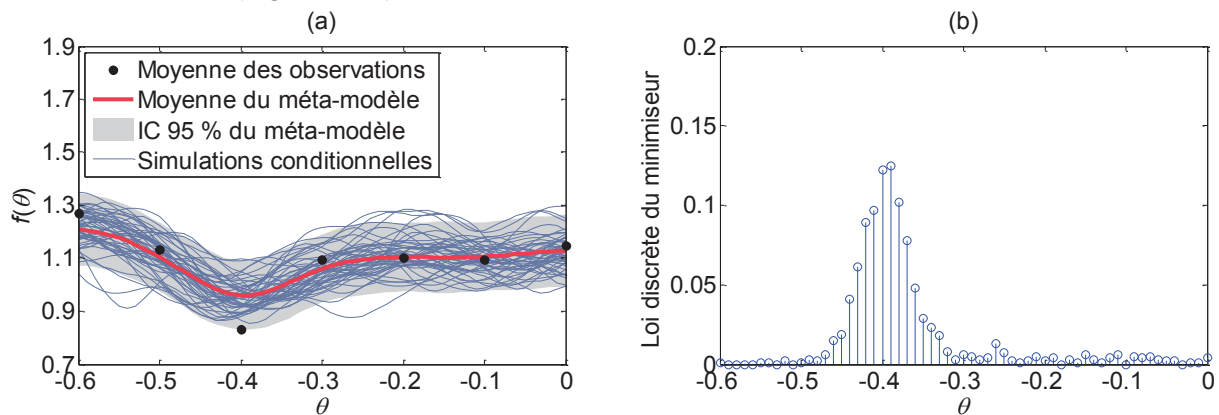


Figure 6-9 (a) Simulations conditionnelles d'un processus gaussien sachant les observations de f sur le plan initial, (b) loi discrète du minimiseur estimée à partir des simulations conditionnelles.

Par construction, **la loi discrète du minimiseur nous donne une information qualitative sur la position de Θ^*** :

- Plus la loi du minimiseur est dispersée avec des valeurs proches de zéro, plus la position de Θ^* est incertaine.
- Plus la loi du minimiseur est étroite avec des pics de valeur proche de 1, plus le nombre de positions potentielles pour Θ^* est faible.
- La position de Θ^* est trouvée de façon certaine lorsque la loi du minimiseur est une distribution de Dirac, i.e., est égale à 1 en un seul point candidat, assimilé à θ^* , et à 0 aux autres points candidats (voir un exemple sur la Figure 6-11.c).

Par exemple, la loi discrète du minimiseur sur le plan initial (Figure 6-9.b) est :

- quasiment nulle sur $[-0,6 ; -0,5]$ et $[-0,3 ; 0]$, ce qui signifie que le minimiseur ne se trouve probablement pas dans ces régions sachant les observations du plan initial ;
- inférieure à 0,15 pu sur $[-0,5 ; -0,3]$, ce qui signifie que la position du minimiseur reste incertaine dans cette région.

Les observations du plan initial ne suffisent donc pas à localiser le minimiseur de f .

6.3.2.1.4 Prédiction de la loi du minimiseur en cas d'ajout d'un nouveau point d'évaluation

A l'aide de simulations conditionnelles, il est également possible d'établir une prédiction de la loi du minimiseur si un nouveau point d'évaluation θ_{k+1} est ajouté.

Supposons, par exemple, qu'une évaluation exacte de f soit possible au point $\theta_3 = -0,45$ et que $f(\theta_3)$ vaille 1,18 pu. Les simulations conditionnelles de f passeraient alors par le point θ_3 (Figure 6-10.a) et

auraient un nouveau minimum. Si une telle évaluation était possible, la loi du minimiseur deviendrait (Figure 6-10.b) :

- quasiment nulle sur $[-0,5 ; -0,39]$, ce qui signifierait que le minimiseur ne se trouve probablement pas dans cette région ;
- proche de 0,02 pu sur $[-0,3 ; 0]$, ce qui signifierait que le minimiseur peut potentiellement se trouver dans cette région.

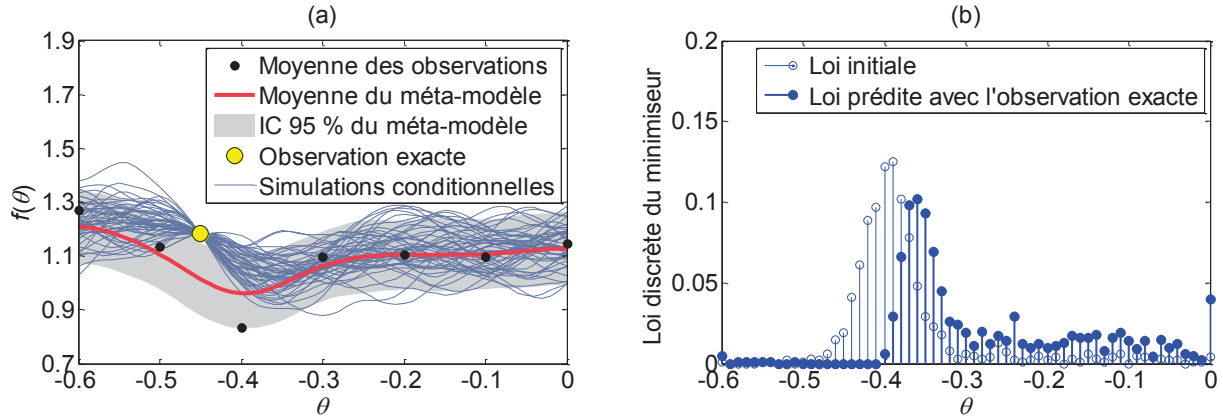


Figure 6-10 (a) Simulations conditionnelles du processus aléatoire F sachant les observations de f sur le plan initial et l'observation exacte en $\theta = -0,45$, (b) loi discrète du minimiseur estimée à partir des simulations conditionnelles de F avec/sans l'observation exacte en $\theta = -0,45$.

En théorie, l'évolution de la loi discrète du minimiseur pourrait être prédite pour différents points d'évaluation θ_{k+1} et pour différentes valeurs possibles de la prochaine observation f_{k+1}^{obs} . Pour comparer l'impact des points candidats sur la loi du minimiseur, il faut au préalable **convertir l'information qualitative contenue dans la loi du minimiseur en une information quantitative**. Une solution naturelle est d'utiliser l'entropie de Shannon.

6.3.2.2 Mesure de l'impact d'une nouvelle observation sur la position du minimiseur avec l'entropie de Shannon

6.3.2.2.1 Définition de l'entropie de Shannon

L'**entropie de Shannon** H est une fonction mathématique à valeur réelle positive qui correspond à la quantité d'information contenue par une source d'information. Lorsque la source est une variable aléatoire discrète X pouvant prendre n valeurs possibles x_1, \dots, x_n , l'entropie H de X indique la quantité d'information contenue par x_1, \dots, x_n sur la valeur de X , et est définie comme suit :

$$H(X) = -\sum_{i=1}^n p(x_i) \log(p(x_i)), \quad (6.19)$$

où $p(x_i)$ est la probabilité que la variable X soit égale à x_i .

La Figure 6-11 montre la valeur de l'entropie H de X pour trois lois de probabilité de X plus ou moins dispersées. Cette illustration met en évidence que :

- H est élevée lorsque la loi de probabilité de X est dispersée et donc la valeur de X incertaine (Figure 6-11.a) ;
- H est plus faible lorsque la loi de probabilité de X est plus étroite (Figure 6-11.b) ;
- H est nulle lorsque la loi de probabilité de X est une distribution de Dirac et que la valeur de X est trouvée de façon certaine (Figure 6-11.c).

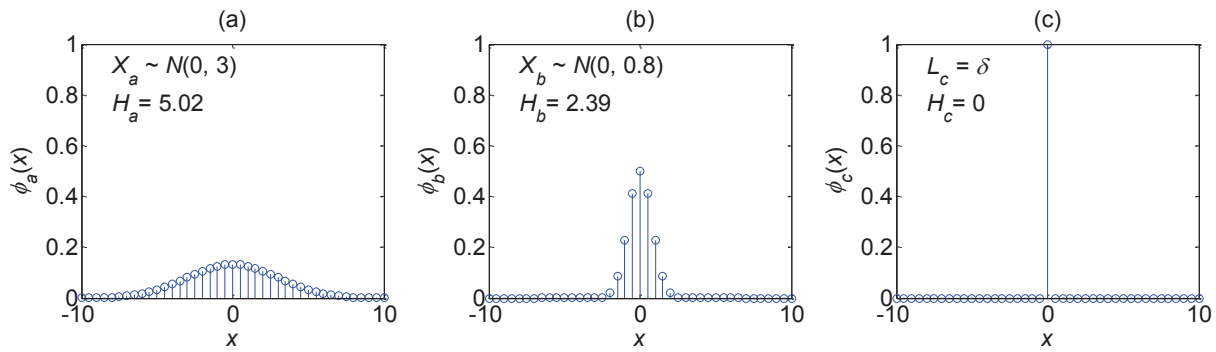


Figure 6-11 Exemples de loi de probabilité avec leur entropie correspondante : (a) loi normale de moyenne nulle et de variance 3, (b) loi normale de moyenne nulle et de variance 0,8, (c) distribution de Dirac.

6.3.2.2 Application de l'entropie à la loi discrète du minimiseur

L'entropie de Shannon est utilisée dans IAGO pour mesurer la quantité d'information contenue par la loi discrète du minimiseur sur la position du minimiseur sachant les k observations.

L'**Entropie Conditionnelle du Minimizeur (ECM)**, sachant les k observations, est définie comme suit :

$$H_k(\Theta^*) = -\sum_{\theta \in \Theta} p_k(\theta) \log(p_k(\theta)), \quad (6.20)$$

où $p_k(\theta)$ est la probabilité que le minimiseur Θ^* soit égal à θ sachant les k observations (Equation 6.17). Par construction, l'ECM indique la quantité d'information contenue par les observations bruitées de f sur la position du minimiseur Θ^* :

- Une valeur élevée de l'ECM signifie que la loi du minimiseur est dispersée et que la position du minimiseur est incertaine.
- Une valeur plus faible de l'ECM signifie que la loi du minimiseur est plus étroite et que le nombre de positions potentielles pour le minimiseur est plus faible.
- La position du minimiseur est trouvée de façon certaine lorsque l'ECM est nulle.

L'ECM permet notamment de mesurer le gain d'information qu'un nouveau point d'évaluation pourrait apporter sur la position du minimiseur. Si nous considérons l'exemple présenté à la partie 6.3.2.1.4, l'ECM vaut $H_1 = 2,96$ sur le plan initial, et vaudrait $H_2 = 3,35$ si une évaluation exacte de f était possible au point $\theta_3 = -0,45$ et que $f(\theta_3)$ valait 1,18 pu. L'ajout d'une évaluation exacte en θ_3 fait augmenter l'ECM et remet donc en cause l'estimation du minimiseur obtenue sur le plan initial. D'autres évaluations sont nécessaires pour diminuer l'ECM.

En présence d'évaluations très bruitées de f , le budget d'évaluations alloué à l'optimisation est généralement atteint avant que l'ECM soit nulle. Il est donc essentiel de **sélectionner les points d'évaluation de sorte à diminuer efficacement l'ECM** et ainsi obtenir la meilleure estimation possible du minimiseur une fois le budget consommé. Le critère de sélection de l'algorithme IAGO a été construit dans ce but.

6.3.2.3 Utilisation d'un critère de sélection

6.3.2.3.1 Définition du critère de sélection

A chaque itération k , l'algorithme IAGO choisit, comme prochain point d'évaluation Θ_{k+1} , **le point qui apporterait en moyenne le plus grand gain d'information sur la position du minimiseur si un lot de K évaluations de f était fait en ce point.**

Autrement dit, Θ_{k+1} est le point qui **minimise le critère de sélection $J_{K,k}$** :

$$\Theta_{k+1} = \operatorname{argmin}_{\theta \in \Theta} J_{K,k}(\theta), \quad (6.21)$$

où $J_{K,k}$ est l'espérance de l'ECM si K évaluations bruitées de f étaient faites au même point :

$$J_{K,k}(\theta) = E_k(H_{k+1}(\Theta^*) \mid \Theta_{k+1} = \dots = \Theta_{k+K} = \theta), \quad (6.22)$$

avec : $E_k = E(\cdot \mid I_k)$, $I_k = \{\Theta_1, f_1^{obs}, \dots, \Theta_k, f_k^{obs}\}$ et $K \in \mathbf{N}^*$.

Il est à noter que, comme les termes E_k et H_{k+1} dans l'Equation 6.22 ne peuvent pas être calculés analytiquement, le critère de sélection $J_{K,k}$ est calculé par une méthode numérique rapide basée sur des simulations conditionnelles [VIL09-2], [DUT15].

6.3.2.3.2 Illustration du critère de sélection sur le plan initial

A titre d'exemple, la Figure 6-12.b montre le critère de sélection $J_{+\infty,1}$ sachant les 70 observations du plan initial (Figure 6-12.a). Le paramètre K du critère de sélection est ici fixé à l'infini ($K = +\infty$), ce qui signifie que le prochain point d'évaluation est celui qui apporterait en moyenne le plus grand gain d'information sur la position du minimiseur si tout le budget d'évaluations était alloué en ce point.

D'après la Figure 6-12.b, le point qui minimise le critère $J_{+\infty,1}$ est $\theta = -0,36$. La prochaine évaluation de f doit donc être faite en $\Theta_2 = -0,36$.

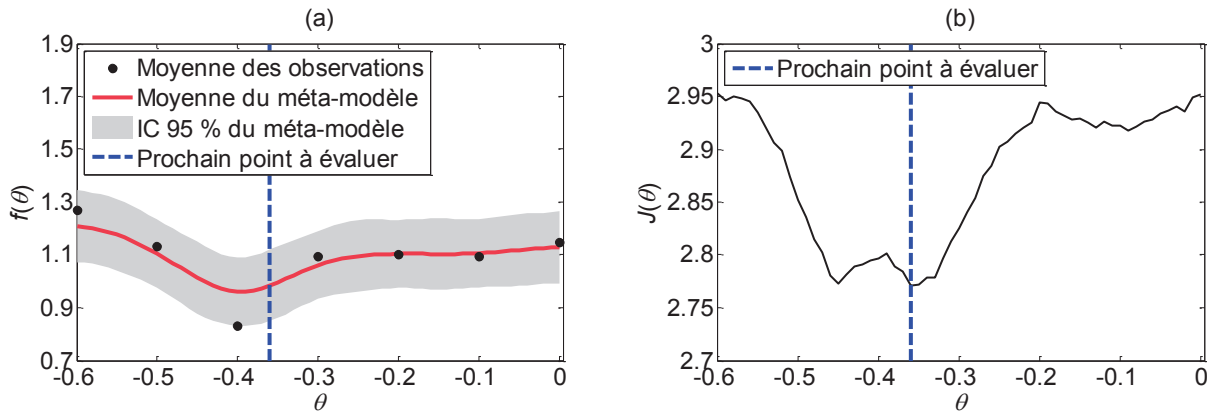


Figure 6-12 (a) Méta-modèle de f sur un plan initial de 70 observations, (b) critère de sélection J sur le plan initial de 70 observations avec $K = +\infty$.

6.3.2.3.3 Signification et choix du paramètre K dans le critère de sélection

Il est important de noter que le paramètre K peut être différent du nombre d'évaluations faites à chaque itération de la procédure d'optimisation. Il s'agit d'une astuce numérique qui permet de choisir le prochain point d'évaluation comme si un lot de K évaluations de f était fait au même point à la prochaine itération. Pour autant, une fois le prochain point sélectionné, il est possible de réaliser un nombre différent d'évaluations en ce point.

Par souci de clarté, nous appellerons :

- **K , le nombre virtuel d'évaluations de f** , K étant un paramètre du critère de sélection J_K ;
- **K_0 , le nombre réel d'évaluations de f** à chaque itération de la procédure d'optimisation.

Pour obtenir un bon compromis entre précision et rapidité, il est préférable de choisir :

- Une valeur de K suffisamment grande de sorte que le minimum de l'approximation de J_K soit détectable. K peut être choisi empiriquement à partir de plusieurs approximations indépendantes de J_K .
- Une valeur de K_0 proche de 1 en fonction du coût d'évaluation de f et de la possibilité de paralléliser les évaluations :
 - $K_0 = 1$ lorsque la fonction f est coûteuse à évaluer et que le budget d'évaluations alloué à l'optimisation de f est très limité ;

- $K_0 > 1$ lorsque la fonction f est modérément coûteuse ou qu'une parallélisation des évaluations est envisageable.

Une autre possibilité serait d'adapter la valeur de K et/ou K_0 à chaque itération afin de tenir compte du budget restant comme suggéré dans [PIC10].

Dans la suite du chapitre, nous considérerons les valeurs suivantes :

- $K = +\infty$, ce qui signifie qu'à chaque itération, le point sélectionné est celui qui apporterait en moyenne le plus grand gain d'information sur la position du minimiseur si une évaluation exacte était faite en ce point ;
- $K_0 = 10$, ce qui signifie qu'à chaque itération, un lot de 10 évaluations est fait au dernier point sélectionné.

6.4 Application à l'optimisation d'une stratégie de planification mono-variable

6.4.1 Démarche de l'étude

Pour illustrer son fonctionnement, l'algorithme IAGO est appliqué au problème décrit dans les parties 6.2.1.4. et 6.2.2.1. Pour rappel, le but est de rechercher la valeur de tangente phi minimale des producteurs HTA, notée θ^* , qui minimise l'espérance du CNA de la stratégie de planification A, notée f , sur le cas de référence. La fonction objectif f est estimée à partir des évaluations bruitées d'un modèle de simulation (Figure 6-4). Le bruit de la $i^{\text{ème}}$ évaluation de f au point θ_i est supposé de la forme : $\varepsilon_i = CNA(\theta_i, S_i) - f(\theta_i)$, où S_i est le scénario d'insertion d'ENR considéré à la $i^{\text{ème}}$ évaluation.

Dans cette étude, **les scénarios S_1, \dots, S_k sont des scénarios indépendants créés aléatoirement par le générateur de scénarios à chaque itération de l'algorithme.** S_1, \dots, S_k sont donc Indépendants et Identiquement Distribués (IID).

Les bruits des évaluations $\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_k$ sont de moyenne nulle et supposés IID et gaussiens. Par simplicité, la variance du bruit est supposée constante et connue⁵, estimée sur le plan initial.

Le Tableau 6-6 récapitule les données principales en entrée de l'algorithme IAGO.

⁵ Il est également possible de considérer une variance de bruit qui est une fonctionnelle connue ou inconnue de θ moyennant quelques étapes supplémentaires dans la procédure d'optimisation.

Fonction objectif à minimiser	$f(\theta) = E_{S \in \mathcal{S}}(CNA(\theta, S))$
Domaine de définition	$\Theta = [-0,6 ; 0]$
Points candidats	$m = 61$ points régulièrement espacés dans Θ .
Echantillonnage des scénarios S_i	Indépendants et Identiquement Distribués (IID).
Bruits des évaluations ε_i	Supposés IID et gaussiens. Moyenne nulle. Variance supposée constante, estimée sur le plan initial.
Plan initial	Lots de 10 observations en 7 points régulièrement espacés dans Θ (soit 70 observations).
Nombre d'évaluations par itération	$K_0 = 10$
Budget total d'évaluations	10000 évaluations avec le plan initial (soit 993 itérations de IAGO).
Paramètre K du critère de sélection	$K = +\infty$
Covariance du modèle de krigeage	Covariance de Matérn avec une régularité $\nu = 5/2$ et une portée $\rho = 1/4$.
Paramètres d'estimation du critère de sélection	1000 trajectoires gaussiennes indépendantes. Quadrature standard de Gauss-Hermite de degré 15.

Tableau 6-6 Données d'entrée de l'algorithme IAGO.

Le fonctionnement d'une exécution de IAGO sera d'abord présenté à différentes étapes de l'optimisation. Les performances de IAGO seront ensuite analysées à partir de 200 exécutions de la procédure d'optimisation. L'évolution de trois indicateurs sera notamment observée en fonction du nombre d'évaluations :

- F_k^* , **le minimum du méta-modèle de f après k évaluations**. Cet indicateur est utilisé comme estimation du minimum de f noté f^* .
- Θ_k^* , **le minimiseur du méta-modèle de f après k évaluations**. Cet indicateur est utilisé comme estimation du minimiseur de f noté θ^* .
- $H_k(\Theta^*)$, **l'entropie conditionnelle du minimiseur après k évaluations**, estimée à partir de 1000 simulations conditionnelles. Cet indicateur nous permet d'apprécier la qualité de l'estimation du minimiseur Θ_k^* : plus $H_k(\Theta^*)$ est proche de zéro, plus il est probable que Θ_k^* soit une bonne estimation de θ^* .

6.4.2 Résultats d'une exécution de l'algorithme IAGO

La Figure 6-13 montre quelques résultats de IAGO sur les 70 observations du plan initial (ligne 1 de la Figure 6-13), et après la sélection et l'évaluation de 200, 2000 et 10000 nouveaux points (lignes 2-4 de la Figure 6-13).

D'après les Figure 6-13.a (colonne 1), l'algorithme IAGO choisit les nouveaux points d'évaluation de façon à améliorer l'estimation de f d'abord dans la région $[-0,5 ; -0,2]$ (Figure 6-13.a lignes 2 et 3), puis dans la région $[-0,3 ; -0,2]$ (Figure 6-13.a ligne 4). Il s'agit des régions où le minimiseur a le plus de chance de se trouver, d'après la valeur moyenne du modèle de krigeage (voir courbes rouges des Figure 6-13.a).

D'après les Figure 6-13.b (colonne 2), l'ajout de nouveaux points d'évaluation permet en moyenne de réduire l'entropie conditionnelle du minimiseur. La loi discrète du minimiseur après 10000 évaluations (Figure 6-13.b, ligne 4) montre qu'il est plus probable que le minimiseur se situe dans la région $[-0,3 ; -0,2]$. Notons que $H_k(\Theta^*)$ demeure plutôt élevée même après 10000 évaluations de f , ce qui signifie que le minimiseur θ^* reste difficile à localiser. Ceci est dû à l'allure relativement plate de f

dans la région du minimum, comme le montre le modèle de krigeage sur 10000 évaluations (Figure 6-13.a, ligne 4).

D'après les Figure 6-13.c (colonne 3), les nouveaux points d'évaluation ont été principalement sélectionnés dans la région du minimiseur. Il est intéressant de noter qu'avec une approche « par force brute », le budget de 10000 évaluations aurait été réparti équitablement entre les $m = 61$ points candidats, soit une allocation fixe d'environ 1,6 % des évaluations par point candidat.

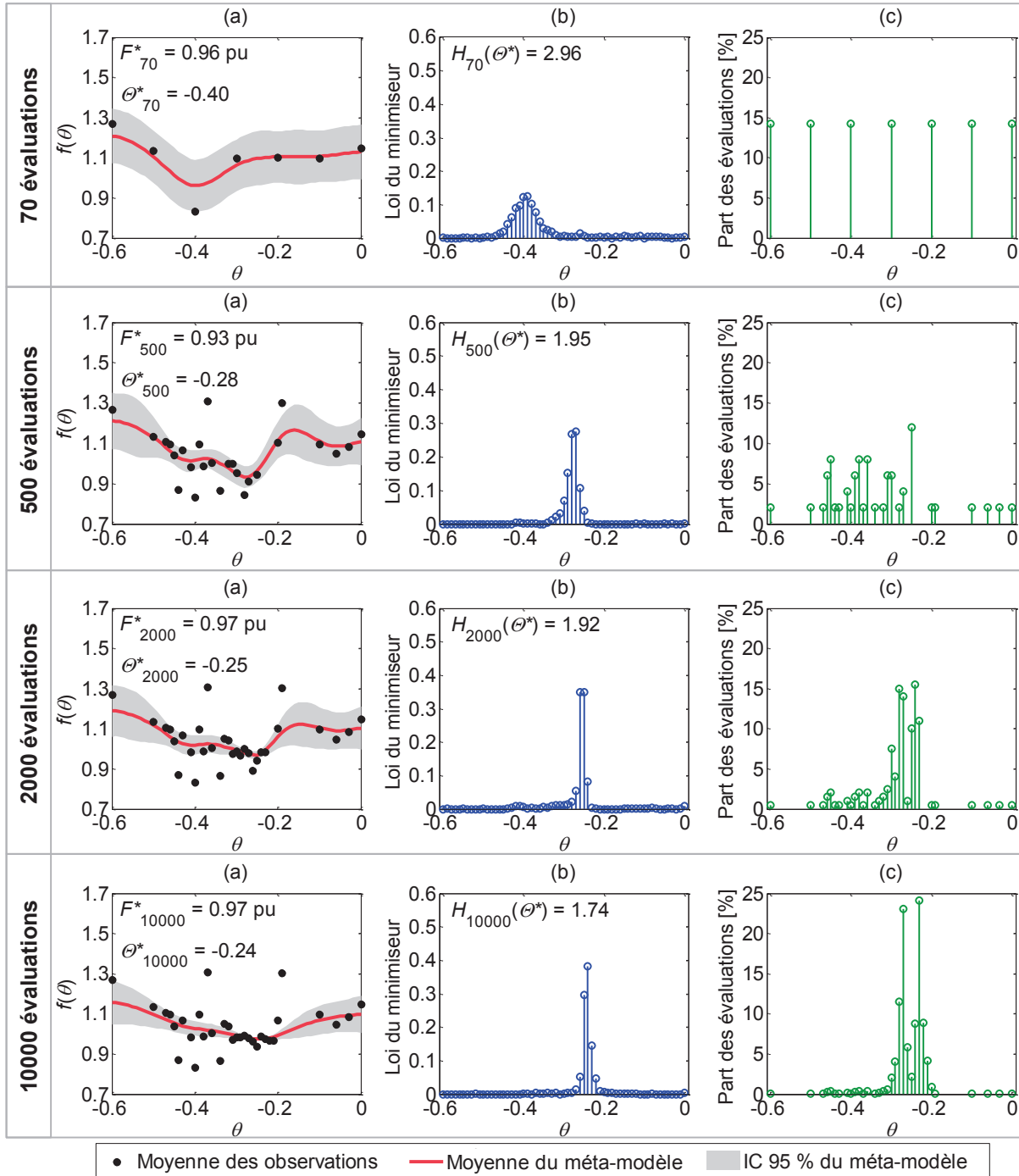


Figure 6-13 Résultats d'optimisation après 70, 500, 5000 et 20000 évaluations : (a) méta-modèle de la fonction objectif, (b) loi discrète du minimiseur, (c) allocation des évaluations aux points candidats.

La Figure 6-14 montre l'évolution des minimum F_k^* et minimiseur Θ_k^* du méta-modèle de f et de l'entropie conditionnelle du minimiseur $H_k(\Theta^*)$ en fonction du nombre d'évaluations k . Nous constatons que :

- les valeurs de F_k^* et Θ_k^* semblent se stabiliser après 2000 évaluations respectivement vers 0,97 pu (Figure 6-14.a) et $-0,25$ (Figure 6-14.b) ;
- l'entropie conditionnelle du minimiseur $H_k^*(\Theta)$ diminue en moyenne rapidement lors des premières évaluations puis beaucoup plus lentement (Figure 6-14.c).

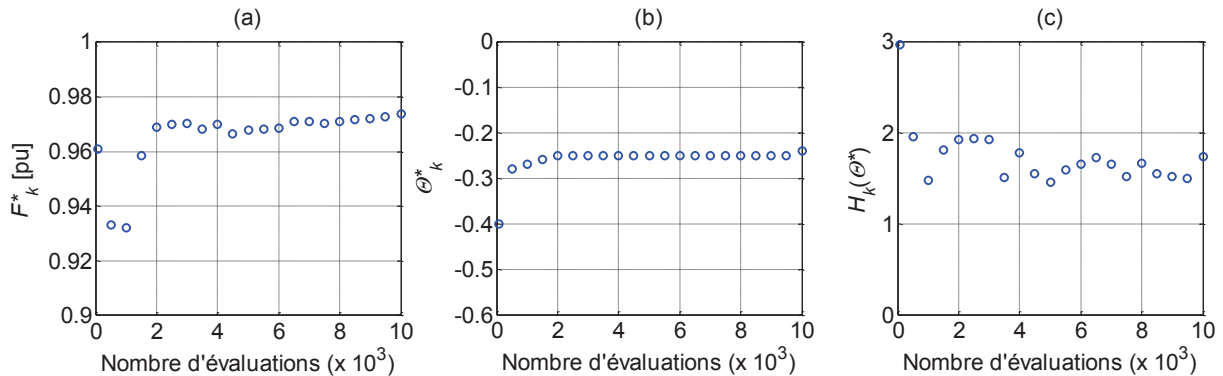


Figure 6-14 Estimation du minimum F_k^* (a), du minimiseur Θ_k^* (b) et de l'entropie conditionnelle du minimiseur $H(\Theta^*)$ (c) en fonction du nombre d'évaluations.

6.4.3 Performances de l'algorithme IAGO sur 200 exécutions

La procédure d'optimisation est lancée 200 fois afin d'évaluer les résultats statistiques de l'algorithme IAGO. A titre indicatif, la même procédure d'optimisation a été lancée en remplaçant le critère de sélection de IAGO par une sélection aléatoire du nouveau point d'évaluation, que nous dénommons « IID ».

La Figure 6-15 montre les résultats statistiques des algorithmes IAGO et IID sur 200 exécutions :

- la distribution du minimum estimé F_k^* (Figure 6-15.a) ;
- la distribution du minimiseur estimé Θ_k^* (Figure 6-15.b) ;
- la distribution de l'entropie conditionnelle du minimiseur $H_k(\Theta^*)$ (Figure 6-15.c) ;

en fonction du nombre d'évaluations k .

Les résultats indiquent que IAGO converge plus vite que IID :

- Quel que soit l'algorithme, l'estimation du minimum F_k^* est relativement précise à partir de 1000 évaluations (Figure 6-15.a). Pour un même nombre d'évaluations, IAGO obtient une distribution de F_k^* plus étroite que IID.
- L'estimation du minimiseur Θ_k^* est en revanche moins bonne, même après 10000 évaluations de la fonction f (Figure 6-15.b). Nous pouvons néanmoins noter que IAGO propose en général des estimations du minimiseur moins dispersées que IID. Par exemple, après 8000 évaluations, 75 % des estimations du minimiseur se trouvent dans l'intervalle $[-0,18 ; -0,12]$ pour IAGO, contre un intervalle plus large de $[-0,17 ; -0,09]$ pour IID.
- IAGO obtient en moyenne une entropie conditionnelle du minimiseur $H_k(\Theta^*)$ plus faible que IID (Figure 6-15.c). Notons toutefois que $H_k(\Theta^*)$ reste plutôt élevée même après 10000 évaluations. La faible réduction de $H_k(\Theta^*)$ montre que IAGO et IID n'ont pas réussi à localiser le minimiseur avec précision. Comme $H_k(\Theta^*)$ décroît faiblement en fonction du nombre d'évaluations, un budget conséquent d'évaluations semble nécessaire pour avoir une bonne approximation du minimiseur.

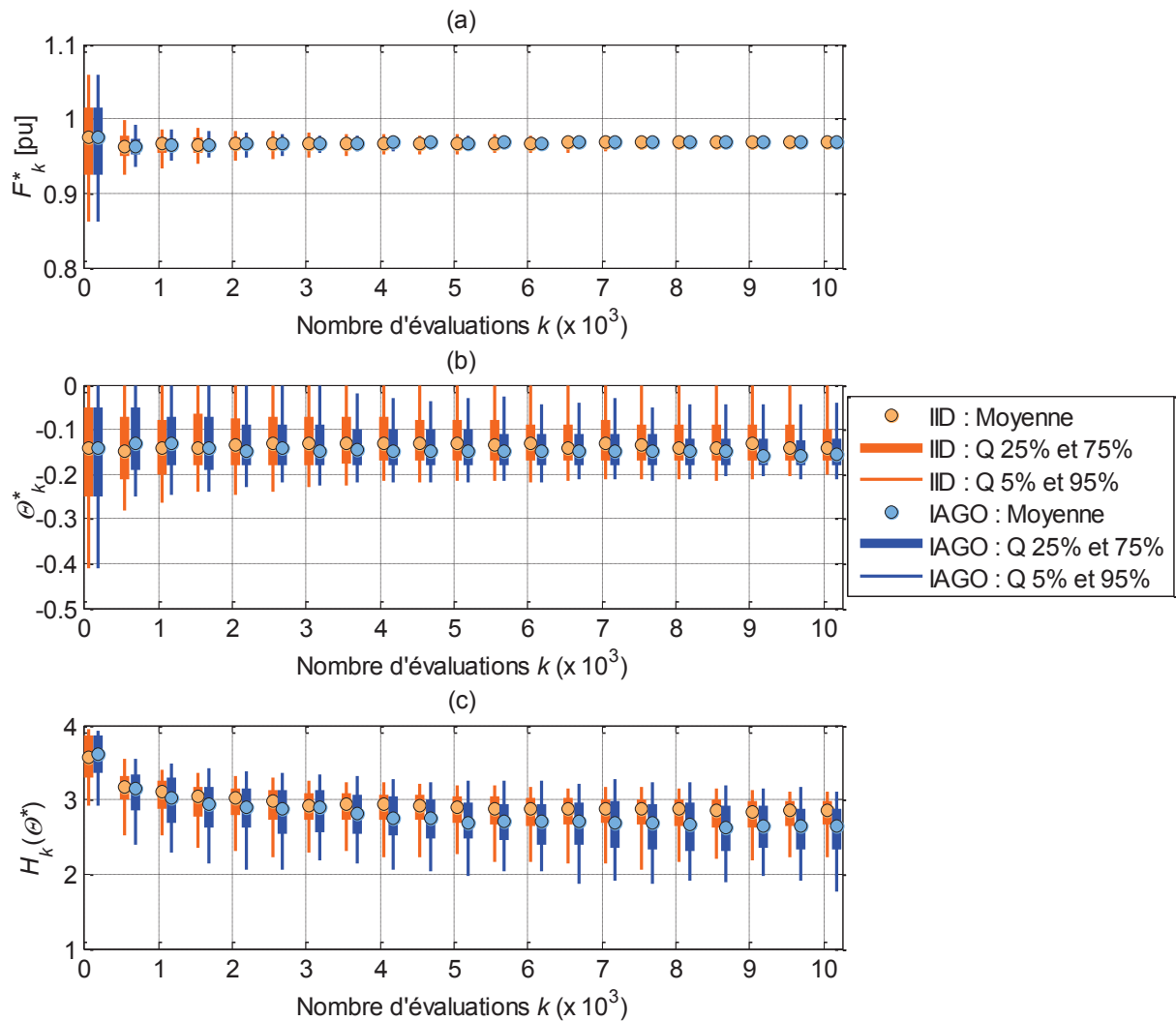


Figure 6-15 Evolution des performances de IAGO et IID en fonction du nombre d'évaluations : (a) distribution du minimum du modèle de krigeage, (b) distribution du minimiseur du modèle de krigeage, (c) distribution de l'entropie conditionnelle du minimiseur.

En résumé, l'algorithme IAGO converge au bout de 2000 évaluations vers un CNA moyen de 0,97 pu pour la stratégie de planification A. Bien que le minimiseur n'ait pas été localisé avec précision, nous avons néanmoins trouvé qu'une valeur de θ ($= \tan(\varphi)_{\min} = \tan(\varphi)_{\min,GRD}$) comprise entre $-0,2$ et 0 conduit à un CNA moyen proche du minimum estimé.

6.5 Perspectives en matière d'optimisation

Le problème que nous avons traité dans la partie 6.4 est la forme la plus simple parmi les problèmes d'optimisation possibles des stratégies de planification. Nous avons expliqué dans la partie 6.2.1 qu'il pouvait être intéressant de minimiser un quantile haut du regret pour maîtriser les surcoûts des scénarios ou encore de considérer des indicateurs de contrainte sur le réseau pour assurer une certaine qualité de fourniture. A terme, nous pouvons également souhaiter optimiser des stratégies de planification multi-variables, pour trouver par exemple le meilleur équilibre entre différents leviers d'intégration d'ENR. Ces différents besoins nous amènent à réfléchir aux limites de notre étude précédente et à identifier les pistes d'amélioration pour traiter efficacement une large variété de problèmes d'optimisation des stratégies de planification.

Nous avons choisi de détailler ci-après les points suivants :

- l'échantillonnage des scénarios (partie 6.5.1) ;

- la robustesse des solutions optimales (partie 6.5.2) ;
- la sélection des points d'évaluation (partie 6.5.3) ;
- l'optimisation des stratégies de planification multi-variables (partie 6.5.4).

6.5.1 L'échantillonnage des scénarios

Dans la partie 6.4, nous avons constaté que l'algorithme IAGO n'arrivait pas à localiser précisément le minimiseur de l'espérance du CNA même après un budget conséquent d'évaluations. Ceci est en partie dû à l'allure relativement plate de la fonction objectif dans la région du minimum **par rapport à la variance élevée du bruit d'évaluation**. Pour résoudre ce problème d'optimisation, nous avons considéré un échantillonnage IID des scénarios : les scénarios S_1, \dots, S_k étaient indépendants, créés aléatoirement à chaque itération de l'algorithme. De ce fait, la variabilité du coût entre scénarios n'a pas été prise en compte dans la procédure d'optimisation.

Or il s'avère que **la variabilité du coût d'une stratégie vient principalement de la variabilité du coût entre scénarios**. La Figure 6-16, que nous allons expliquer ci-dessous, met en évidence ce phénomène sur les résultats de l'étude de la stratégie A (voir partie 4.2).

En prenant l'espérance du CNA comme fonction objectif, $f = E_{S \in \mathcal{S}}(CNA(., S))$, le bruit d'évaluation $\varepsilon = CNA(., S) - E_{S \in \mathcal{S}}(CNA(., S))$ est très élevé lorsqu'un échantillonnage IID des scénarios est considéré. D'après la Figure 6-16.a, la variance du bruit vaut environ 0,104 pu dans la région du minimum $[-0,3 ; 0]$. Autrement dit, dans la région du minimum $[-0,3 ; 0]$, la largeur de l'intervalle de confiance de 95 % d'une observation bruitée de f (environ 1,266 pu d'après l'aire grise sur la Figure 6-16.a) demeure environ 55 fois plus élevée que la variation effective de f (environ 0,023 pu d'après la courbe rouge sur la Figure 6-16.a). Un nombre significatif d'évaluations est donc nécessaire pour réduire le bruit d'évaluation dans la région du minimum.

Avec un échantillonnage plus avancé des scénarios, permettant d'évaluer un même scénario en plusieurs points, il serait possible de tenir compte de la variabilité de coût entre scénarios. Cela reviendrait à considérer, non seulement le CNA, mais aussi le biais du CNA ε_{CNA} de chaque scénario. Le biais du CNA ε_{CNA} d'un scénario est obtenu en soustrayant au CNA du scénario la part fixe du CNA propre au scénario :

$$\varepsilon_{CNA}(\theta, S) = CNA(\theta, S) - E_{\theta \in \Theta}(CNA(\theta, S)). \quad (6.23)$$

Par linéarité, l'espérance du CNA et l'espérance du biais du CNA atteignent leur minimum au même point θ^* . La fonction objectif $f = E_{S \in \mathcal{S}}(CNA(., S))$ peut donc être remplacée par la fonction $f' = E_{S \in \mathcal{S}}(\varepsilon_{CNA}(., S))$. Avec la fonction objectif f' , le bruit d'évaluation $\varepsilon = \varepsilon_{CNA}(., S) - E_{S \in \mathcal{S}}(\varepsilon_{CNA}(., S))$ devient plus faible. D'après la Figure 6-16.b, la variance du bruit vaut environ 0,004 pu dans la région du minimum $[-0,3 ; 0]$. Autrement dit, dans la région du minimum $[-0,3 ; 0]$, la largeur de l'intervalle de confiance de 95 % d'une observation bruitée de f' (environ 0,240 pu d'après l'aire grise sur la Figure 6-16.b) n'est plus qu'environ 10 fois plus élevée que la variation effective de f' (environ 0,023 pu d'après la courbe rouge sur la Figure 6-16.b). Par conséquent, **la localisation du minimiseur requerrait un budget d'évaluations plus faible si la variabilité entre scénarios était considérée dans la procédure d'optimisation.**

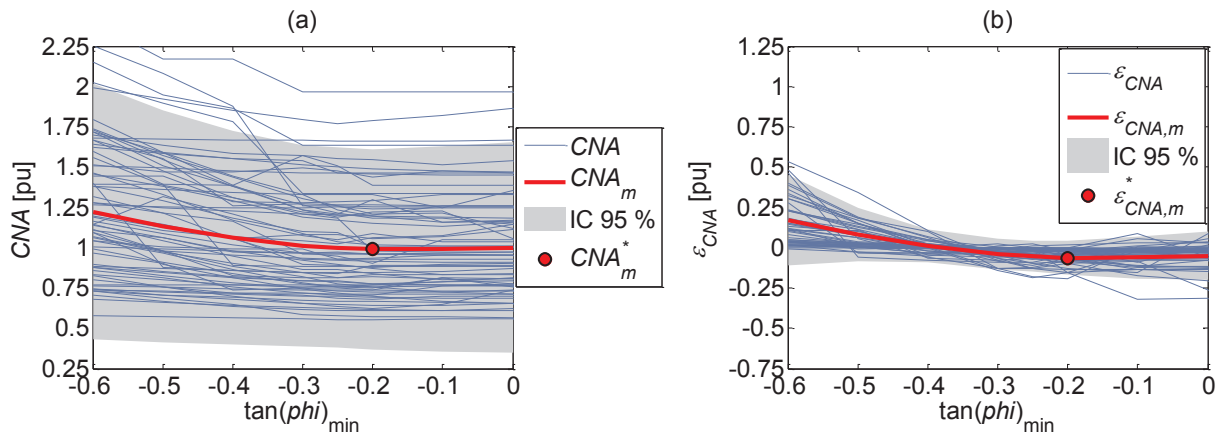


Figure 6-16 Estimation sur 200 scénarios des : (a) CNA moyen et (b) biais moyen du CNA pour la stratégie A.

Pour annuler le bruit d'évaluation dû à la variabilité entre scénarios, l'échantillonnage des scénarios doit être construit de sorte à obtenir une bonne estimation de la part fixe de CNA propre à chaque scénario S_i déjà évalué : $CNA_{mS}(S_i) = E_{\theta \in \Theta}(CNA(\theta, S_i))$. Il est donc nécessaire de construire des modèles de coût des différents scénarios considérés et de les réajuster à chaque itération de la procédure d'optimisation. Cela suppose que nous pouvons approcher les trajectoires de coût de chaque scénario par des simulations conditionnelles gaussiennes. Cela semble envisageable pour une stratégie mono-variable car les trajectoires de coût des scénarios sont relativement lisses (Figure 6-16).

6.5.2 La robustesse des solutions optimales

Comme mentionné dans le chapitre 4 et la partie 6.2.1.2.2, minimiser l'espérance du coût ne garantit pas la robustesse de la solution optimale : nous n'avons aucune certitude que la solution trouvée est optimale dans la majorité des scénarios et qu'elle n'induit pas des surcoûts élevés par rapport au coût minimal des scénarios.

Pour garantir la robustesse de la solution, une possibilité serait de **choisir un quantile haut du regret comme fonction objectif**. Deux axes d'amélioration de l'algorithme d'optimisation sont nécessaires pour considérer une telle fonction objectif :

- Une première amélioration pour considérer le regret au lieu du CNA. Le calcul du regret R nécessite une bonne estimation du CNA minimal de chaque scénario S_i déjà évalué : $CNA^*(S_i) = \min_{\theta \in \Theta}(CNA(\theta, S_i))$. Pour considérer le regret, il est donc nécessaire de construire des modèles de coût des différents scénarios considérés et de les réajuster à chaque itération de la procédure d'optimisation.
- Une deuxième amélioration pour considérer un quantile au lieu d'une moyenne. Pour estimer l'espérance du coût dans la partie 6.4, nous avons supposé que la distribution des coûts en chaque point candidat était gaussienne de variance constante connue. Compte tenu de la dispersion des CNA par rapport à la moyenne du CNA (Figure 6-16.a), ce modèle de distribution pouvait être utilisé sans commettre de trop fortes erreurs sur l'espérance théorique du CNA. En revanche, le choix d'un quantile de coût comme fonction objectif implique d'utiliser un modèle de distribution des coûts plus complexe, capable d'estimer finement les parties extrêmes de la distribution théorique des coûts. Une première possibilité serait de construire en chaque point candidat un méta-modèle de la distribution des coûts à partir de la combinaison de plusieurs distributions paramétriques [MOU15]. Une autre possibilité serait d'estimer la distribution discrète des coûts à partir d'un paquet de trajectoires. La première possibilité, plus simple à mettre en œuvre, semble suffisante pour estimer un quantile de CNA. En revanche, pour considérer un quantile de regret, la

distribution des coûts doit nécessairement être estimée à partir des modèles de coût des différents scénarios. De ce fait, seule la deuxième possibilité peut être envisagée parmi les deux proposées.

6.5.3 La sélection des points d'évaluation

Pour rappel, l'algorithme IAGO choisit, comme prochain point d'évaluation, le point qui minimise le critère de sélection J_K , c'est-à-dire le point qui apporterait en moyenne le plus grand gain d'information sur la position du minimiseur si un lot de K évaluations de f était fait en ce point (Equation 6.22). Le critère J_K est conçu pour faire tendre l'Entropie Conditionnelle du Minimiseur (ECM) vers zéro et donc localiser efficacement le minimiseur θ^* d'une fonction objectif donnée.

D'après les résultats de la partie 6.4, le critère de sélection J_K ne semble pas adapté à l'identification d'une région de valeurs optimales $[\theta_{min}^* ; \theta_{max}^*]$ garantissant une fonction objectif relativement proche de son minimum. En effet, en cas de fonction objectif relativement lisse comme dans la partie 6.4, l'ECM peut demeurer élevée alors que le minimum de la fonction objectif semble avoir été trouvé. Un nouveau critère de sélection, spécialement conçu pour identifier une région $[\theta_{min}^* ; \theta_{max}^*]$, mériterait donc d'être développé dans le cas où l'utilisateur accepte une tolérance donnée sur le minimum.

6.5.4 L'optimisation des stratégies de planification multi-variables

A terme, nous souhaitons optimiser des stratégies de planification multi-variables pour trouver par exemple la meilleure utilisation possible d'une combinaison de leviers d'intégration d'ENR. L'algorithme IAGO peut déjà traiter des problèmes d'optimisation comportant une dizaine de variables décisionnelles [VIL09-2]. Toutefois, la procédure d'optimisation telle qu'utilisée dans la partie 6.4 comporte plusieurs limites pouvant impacter fortement son temps de calcul en dimension élevée.

Tout d'abord, nous avons considéré dans la partie 6.4 un plan de points candidats restant fixe au cours de la procédure d'optimisation. Or l'utilisation d'un plan de taille fixe peut s'avérer vite contraignant lorsque la dimension du problème augmente :

- D'un côté, le choix d'un nombre restreint de points candidats par rapport au nombre de variables décisionnelles peut nuire à la recherche de l'optimum. Plus le nombre de points candidats est faible, plus la probabilité qu'un point candidat soit proche de l'optimum est faible elle aussi.
- D'un autre côté, le critère de sélection doit être calculé pour chaque point candidat et peut donc devenir coûteux en temps lorsque le nombre de points candidats augmente. Par ailleurs, l'utilisation d'un plan fixe de taille élevée ne suffit pas non plus à garantir qu'un des points candidats soit suffisamment proche de l'optimum.

Pour limiter le temps de calcul en dimension élevée, un premier axe d'amélioration serait de rééchantillonner le plan des points candidats à chaque itération de la procédure d'optimisation de sorte à concentrer progressivement les points candidats vers les régions d'intérêt. L'utilisation d'un plan mouvant a déjà montré de bons résultats pour des algorithmes d'optimisation à base de krigeage [BEN13].

Ensuite, le modèle de krigeage utilisé dans la partie 6.4 ne comporte aucune hypothèse structurelle sur la fonction objectif. Or, en l'absence d'hypothèse structurelle, l'algorithme d'optimisation doit explorer sans a priori chaque dimension du problème pour trouver l'optimum, ce qui peut devenir très coûteux en temps en dimension élevée. Un deuxième axe d'amélioration serait donc d'inclure des hypothèses structurelles dans le modèle de krigeage afin de capturer certaines propriétés du problème d'optimisation et d'en tenir compte dans la procédure d'optimisation. A titre d'exemple, nous pourrions supposer que :

- seul un petit nombre de variables décisionnelles est utile pour rechercher l'optimum ;

- la fonction objectif peut être approchée par un modèle additif, c'est-à-dire par une somme de fonctions contenant peu de variables.

Il va de soi que de telles hypothèses amélioreront la rapidité de convergence de la procédure d'optimisation seulement si elles permettent bien de capturer les propriétés du problème.

6.6 Conclusion

Une première contribution sur l'optimisation automatique des stratégies de planification a été proposée dans le chapitre 6. La littérature scientifique montre qu'il n'existe pas de méthode d'optimisation universelle fonctionnant dans tous les cas, mais des familles d'algorithmes d'optimisation donnant de très bons résultats pour des classes de problème spécifiques. Les premiers travaux sur l'optimisation ont donc consisté à définir différentes formulations possibles du problème d'optimisation et à identifier les particularités du problème d'optimisation. Dans notre cas, la fonction objectif du problème d'optimisation ne peut être estimée qu'à partir des évaluations très bruitées d'un outil de simulation, potentiellement coûteux à évaluer. Cette spécificité nous a conduits à choisir un algorithme à base de krigeage, particulièrement adapté à l'optimisation de fonctions coûteuses en présence d'évaluations bruitées. L'algorithme retenu, Informational Approach to Global Optimization (IAGO), a ensuite été décrit étape par étape. Nous avons notamment expliqué l'intérêt d'utiliser le krigeage pour estimer la fonction objectif et l'entropie conditionnelle du minimiseur pour sélectionner le prochain point d'évaluation. A titre illustratif, IAGO a été appliqué à l'optimisation de la stratégie de planification actuelle, l'objectif étant de trouver la tangente phi minimale admissible des producteurs HTA qui minimise l'espérance du coût net actualisé de la stratégie sur le cas de référence. Plusieurs perspectives en optimisation ont finalement été proposées concernant l'échantillonnage des scénarios, la robustesse des solutions optimales, les critères de sélection de la procédure d'optimisation et l'optimisation des stratégies multi-variables.

Conclusion générale

Pour intégrer la production ENR intermittente dans les réseaux de distribution, les méthodes de planification traditionnelles conduisent souvent à des travaux de renforcement du réseau potentiellement onéreux et longs à mettre en œuvre, même si le risque de contrainte causée par la production est faible en exploitation. Dans le chapitre 1, nous avons montré qu'une douzaine de leviers alternatifs au renforcement de réseau pourraient potentiellement conduire à une réduction des coûts d'intégration des ENR tout en maintenant une qualité de fourniture acceptable. Tous les leviers identifiés dans la littérature sont capables de résoudre des contraintes de tension haute, et la moitié d'entre eux des contraintes de courant. Très souvent, les méthodes de planification traditionnelles ne peuvent pas être appliquées aux leviers novateurs d'intégration d'ENR. D'une part, elles ne tiennent pas compte des limites d'action des leviers en matière d'énergie ou de durée temporelle et, d'autre part, elles ne sont pas capables d'estimer les coûts opérationnels des leviers au cours de leur durée de fonctionnement. C'est pourquoi de nouvelles approches de planification ont été récemment proposées pour estimer les impacts technico-économiques des leviers novateurs à différents horizons temporels. Cependant, ces nouvelles approches comportent un certain nombre de limites susceptibles de fausser les résultats des études, comme l'usage de scénarios particuliers d'insertion d'ENR, une connaissance supposée parfaite des futurs événements ou encore l'absence de modèle de réseau BT dans les études de planification HTA.

Ces travaux de recherche ont abouti au développement de nouvelles méthodes pour l'analyse et la planification pluriannuelle des réseaux de distribution en présence d'ENR intermittentes. Comparées aux approches de planification existantes, l'approche proposée dans le chapitre 2 a l'avantage d'estimer les impacts technico-économiques des leviers d'intégration d'ENR à moyen/long terme en considérant trois éléments importants : 1) le comportement du GRD, 2) les interactions entre les réseaux HTA et BT, et 3) les incertitudes sur l'arrivée des ENR. Premièrement, le comportement du GRD est modélisé sous la forme d'un arbre décisionnel paramétrable, appelé « stratégie de planification », qui décrit les analyses du GRD en cas de contrainte sur le réseau et les leviers d'intégration d'ENR mis en œuvre pour accueillir les futurs producteurs. La définition de stratégies de planification permet d'estimer les performances des leviers dans une situation réaliste où, d'une part, le GRD ne peut pas prévoir l'arrivée de futurs producteurs au-delà d'une année et, d'autre part, le GRD mène aussi des études décisionnelles pour anticiper l'accroissement de la demande et améliorer la qualité de fourniture des consommateurs. Deuxièmement, un modèle simplifié de plan de tension BT est utilisé en aval de chaque poste de distribution, ce qui rend possible l'analyse des impacts des choix de planification HTA sur le plan de tension BT et l'étude des leviers novateurs mis en œuvre en basse tension. Troisièmement, l'efficacité des stratégies de planification est estimée sur plusieurs centaines de scénarios stochastiques pluriannuels d'insertion d'ENR. Ces scénarios contiennent plusieurs incertitudes : la puissance nominale des nouveaux producteurs, leur type de production, leur localisation géographique sur le réseau et leur année d'arrivée. Des aléas de production, de consommation et de tension au jeu de barres HTA sont également considérés lors de l'estimation de l'état électrique du réseau.

La recherche de stratégies de planification efficaces nous a conduits à développer un outil de simulation capable de simuler les évolutions annuelles du réseau HTA lorsqu'une stratégie de planification est appliquée sur des scénarios pluriannuels d'arrivée de producteurs HTA et BT (chapitre 2). Le comportement du GRD, les incertitudes d'arrivée des ENR et les interactions entre les réseaux HTA et BT ont pu être abordés grâce à des travaux de réduction de temps de calcul présentés dans le chapitre 3. Ces travaux ont abouti au développement d'une méthode adaptée à l'estimation pluriannuelle de l'état électrique du réseau HTA, consistant à remplacer le processus exact de

load-flow par un modèle approché construit à partir de techniques d'approximation non-intrusives. Cette méthode a l'avantage de commettre une très faible erreur d'approximation et être plus rapide que des calculs exacts de load-flow au pas 10 minutes. Par ailleurs, elle obtient de meilleures performances que la méthode de réduction de temps de calcul communément utilisée dans les études de planification, i.e., les calculs exacts de load-flow au pas 30 minutes et 1 heure.

Les études de cas réalisées dans le chapitre 4 nous ont permis d'appréhender les possibilités offertes par l'outil de simulation pour analyser les stratégies de planification de type traditionnelle en présence d'ENR intermittentes. A titre illustratif, l'outil de simulation a été utilisé pour évaluer les impacts de trois paramètres de la stratégie de planification actuelle des GRD français sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau et sur les coûts engendrés par la stratégie de planification, lorsque 20 scénarios d'arrivée de 20 MW d'ENR sur 10 ans sont appliqués sur un réseau radial de 400 nœuds HTA et de 111 postes de distribution.

Des méthodes supplémentaires ont été présentées dans le chapitre 5 afin de considérer des leviers novateurs d'intégration d'ENR à l'aide de l'outil de simulation. Chaque levier ayant ses propres spécificités, seules les méthodes permettant d'étudier des techniques conservatives d'effacement de production HTA ont été entièrement décrites. Après avoir implanté ces méthodes, le potentiel de l'outil de simulation a été illustré par l'étude de deux stratégies de planification incluant l'effacement de production. A l'issue de l'étude, plusieurs axes de discussion ont été proposés afin de considérer d'autres hypothèses d'effacement de production avec l'outil.

L'outil de simulation a été conçu dans le but final d'identifier les stratégies de planification les plus efficaces pour réduire les coûts d'intégration des ENR à moyen/long terme dans des conditions optimales de sécurité et de qualité. Pour y parvenir, il est nécessaire de déterminer au préalable les valeurs des variables de chaque stratégie qui minimisent un objectif technico-économique donné. Une optimisation des variables « par force brute » n'est pas adaptée dans notre cas puisqu'un nombre élevé de scénarios serait requis en chaque point candidat pour obtenir une bonne précision de la fonction objectif. C'est pourquoi une première contribution sur l'optimisation automatique des stratégies de planification a été proposée dans le chapitre 6. Quelle que soit la formulation mathématique retenue, la fonction objectif du problème d'optimisation ne peut être estimée qu'à partir des évaluations très bruitées d'un outil de simulation, potentiellement coûteux à évaluer. Cette spécificité nous a conduits à choisir un algorithme à base de krigeage, particulièrement adapté à l'optimisation de fonctions coûteuses en présence d'évaluations bruitées. A titre illustratif, l'algorithme Informational Approach to Global Optimization (IAGO) a été appliqué à l'optimisation du coût moyen d'une stratégie de planification mono-variable. Plusieurs axes d'amélioration ont finalement été proposés suite aux résultats encourageants de cette première étude.

L'approche proposée dans ces travaux de recherche ouvre la voie à de nouvelles perspectives pour l'analyse et la planification pluriannuelle des réseaux de distribution en présence d'ENR intermittentes. En utilisant l'outil de simulation, il est possible non seulement d'évaluer l'impact des leviers d'intégration d'ENR mais aussi d'étudier des hypothèses propres à la planification des réseaux de distribution, analyser aussi bien un scénario particulier qu'un ensemble de scénarios stochastiques d'arrivée d'ENR, identifier des relations de causalité entre les incertitudes des scénarios et les coûts d'une stratégie obtenus sur ces scénarios, tester des règles de planification évolutives sur la période étudiée, etc. Quelques exemples sont donnés dans la partie 4.5.

Certains points méthodologiques n'ont pas pu être entièrement traités au cours de ces travaux. Tout d'abord, parmi les leviers novateurs d'intégration d'ENR, seules les techniques conservatives d'effacement de production HTA ont été abordées dans le cadre de ces travaux. Pour accroître les

possibilités d'étude de l'outil, il est nécessaire d'implanter plusieurs leviers novateurs d'intégration d'ENR tout en poursuivant les efforts de réduction du temps de calcul. La partie 5.5 synthétise les principaux défis qu'il reste à relever pour étudier les leviers novateurs à l'aide de l'outil de simulation. Les leviers les plus faciles à implanter sont ceux ayant peu ou aucune dépendance temporelle et nécessitant peu de calculs de load-flow supplémentaires. En revanche, les leviers à forte dépendance temporelle – comme les systèmes de stockage d'énergie – et le réglage coordonné de leviers peuvent être difficiles à simuler sans augmenter significativement le temps de calcul. Outre l'implantation de nouveaux leviers, plusieurs perspectives demeurent en matière d'optimisation des stratégies. A terme, il pourrait être intéressant de considérer des problèmes d'optimisation complexes, comme minimiser un quantile haut du regret pour maîtriser les surcoûts des scénarios ou encore considérer des indicateurs de contrainte sur le réseau pour assurer une certaine qualité de fourniture. L'utilisateur pourrait également souhaiter optimiser des stratégies de planification multi-variables, pour trouver par exemple le meilleur équilibre entre différents leviers d'intégration d'ENR pour une stratégie donnée. Ces différentes finalités impliquent au préalable d'améliorer le processus d'optimisation sur plusieurs aspects comme la rapidité de convergence, l'utilisation de critères de sélection adaptés et la recherche de solutions à la fois optimales et robustes. Quelques pistes d'amélioration sont détaillées dans la partie 6.5.

Une fois ces perspectives traitées, l'approche de planification proposée pourrait être utile aux GRD puisqu'elle leur permettrait d'évaluer dans quelles mesures leurs choix de planification peuvent impacter l'évolution du réseau de distribution et l'insertion de la production ENR intermittente à moyen/long terme. Un outil incluant cette approche de planification aurait sans doute sa place dans les directions nationales des GRD où ont généralement lieu les études et recherches sur la planification du réseau de distribution du futur. L'application de l'outil à un large panel de réseaux de distribution pourrait notamment donner des informations utiles sur la robustesse des leviers d'intégration d'ENR et aider à identifier les situations où ces leviers sont les plus adaptés.

La migration des méthodes proposées vers un outil métier implique des simplifications préalables de l'outil de simulation, dont les principales sont : 1) la restriction de choix des hypothèses d'étude et des sorties de l'outil, 2) une réduction éventuelle du temps de calcul d'une simulation, et 3) la mise en place d'une interface homme-machine. Ces trois simplifications sont détaillées ci-après.

La diversité d'études offerte par l'outil peut apparaître comme un inconvénient pour un utilisateur peu expérimenté. Pour mener à bien ses études, l'utilisateur doit au préalable définir des règles de planification en adéquation avec ses besoins et identifier les variables décisionnelles qu'il souhaite ajuster. Il doit également utiliser des indicateurs statistiques en cohérence avec ses besoins pour orienter l'optimisation des stratégies de planification. Au cours de ces travaux, nous nous sommes efforcés de présenter des astuces de modélisation (voir parties 2.5 et 5.2) ainsi que plusieurs propositions en matière d'hypothèses d'étude (voir parties 2.7.1, 5.4 et 6.2.1) et d'indicateurs de résultat (voir parties 2.7, 2.8, 4.2.4.1 et 6.2.1). Nous espérons que l'utilisateur pourra s'en inspirer pour adapter l'outil de simulation à son usage personnel.

Les travaux présentés dans le chapitre 3 ont permis de réduire considérablement le temps de calcul de l'outil. Toutefois, ce gain de temps peut s'avérer insuffisant après l'ajout de nouveaux leviers novateurs ou en cas d'application intensive de l'outil sur des réseaux de distribution. Les efforts de réduction de temps de calcul doivent porter principalement sur les calculs séquentiels de load-flow intervenant dans l'étude de la faisabilité technico-économique des leviers novateurs en planification et dans l'estimation des performances annuelles des leviers en exploitation. Les équations de load-flow pourraient être simplifiées lorsque les techniques d'approximation non-intrusives ne peuvent pas être

appliquées efficacement, par exemple sur les pas de temps en contrainte nécessitant la modification de puissance de quelques utilisateurs. Une autre piste à explorer consiste à définir si possible un jeu restreint de scénarios qui soit représentatif de l'ensemble des scénarios – par exemple, un jeu représentatif en matière de lois de probabilité des incertitudes. En tout cas, la parallélisation des calculs est indispensable en cas d'utilisation intensive de l'outil. Les calculs peuvent être parallélisés à différentes échelles en fonction de la finalité d'utilisation : à l'échelle des scénarios, des valeurs de variable des stratégies ou encore des évaluations de l'outil à chaque itération de la procédure d'optimisation.

Le développement d'une interface homme-machine faciliterait grandement la construction de stratégies de planification à partir d'un jeu de règles. Idéalement, cette interface devrait permettre à l'utilisateur d'agencer les règles sous le même formalisme que le Tableau 2.7 et de choisir entre une approche de planification traditionnelle et une approche probabiliste. Les informations issues de l'interface seraient ensuite automatiquement traduites en des scripts informatiques décrivant l'arbre décisionnel du GRD. La traduction automatique des scripts n'est pas simple à mettre en œuvre. Elle demande au préalable d'identifier le périmètre et la nature des études électriques à mener avant, pendant et après mise en œuvre de n'importe quel levier d'intégration d'ENR. Néanmoins, les efforts nécessaires à l'automatisation des scripts sont pleinement justifiés par le gain de temps potentiellement élevé obtenu lors de l'élaboration des stratégies de planification.

En conclusion, ces travaux de recherche ont apporté une brique méthodologique dans l'analyse et la planification pluriannuelle des réseaux de distribution en présence d'ENR intermittentes. EDF R&D a d'ores et déjà prévu d'utiliser et de poursuivre le développement de l'outil de simulation dans le cadre de ses activités de recherche amont sur l'intégration des ENR dans les réseaux de distribution. Au cours de ces travaux, le gestionnaire ERDF s'est montré intéressé par les possibilités d'étude offertes par l'outil de simulation. Une migration des fonctionnalités principales de l'outil de simulation est envisagée vers l'outil métier d'ERDF dédié aux études décisionnelles.

Annexes

Annexe 1 Définition de la capacité d'accueil à partir d'un modèle analytique du plan de tension d'un départ unifilaire à grandeurs uniformément réparties

La capacité d'accueil des réseaux de distribution existants est très souvent limitée par les contraintes de tension haute, notamment dans les zones rurales et semi-urbaines où des producteurs de puissance élevée (> 1 MW) demandent à être raccordés. La capacité d'accueil $P_{raccmax}$ d'un départ de type rural ou semi-urbain peut donc être estimée à partir d'un modèle analytique du plan de tension d'un départ unifilaire à grandeurs supposées uniformément réparties.

A1.1 Estimation de la capacité d'accueil d'un départ sur critère tension

A1.1.1 Hypothèses de travail

Soit un départ HTA unifilaire de longueur L , résistance totale R et réactance totale X . Soient $P_c(t)$ et $Q_c(t)$, les puissances active et réactive consommées sur ce départ à l'instant t . Ces grandeurs sont supposées uniformément réparties le long du départ, ce qui nous permet de définir :

- la résistance linéique du départ : $r = R/L$;
- la réactance linéique du départ : $x = X/L$;
- la puissance active consommée distribuée : $p_c(t) = P_c(t)/L$;
- la puissance réactive consommée distribuée : $q_c(t) = Q_c(t)/L$.

Pour tout instant t , nous notons :

- $U(l, t)$, la tension sur le départ à la distance l du poste électrique ;
- $U_0(t)$, la tension au secondaire du transformateur amont ($U_0(t) = U(0, t)$) ;
- $U_{moy}(t)$, la valeur moyenne de la tension sur le départ.

Une installation de production est raccordée au départ à la distance $l = \xi L$ du poste électrique, où ξ désigne la longueur normalisée du départ ($0 \leq \xi \leq 1$). Notons que les valeurs $\xi = 0$ et $\xi = 1$ signifient respectivement que le producteur est raccordé au jeu de barres HTA et à l'extrémité du départ. Soient $P_g(t)$ et $Q_g(t)$, les puissances active et réactive injectées par le producteur sur le réseau, comptées positivement en injection et, pour Q_g , négativement en soutirage. La Figure A1-1 résume le départ étudié et l'ensemble des notations utilisées.

Le but de l'étude est de déterminer l'expression analytique de la capacité d'accueil (sur critère tension) du départ à la distance $l = \xi L$ du poste électrique, c'est-à-dire la production maximale $P_g = P_{raccmax}$ pouvant être injectée à la distance $l = \xi L$ sans causer de contraintes de tension haute sur le départ.

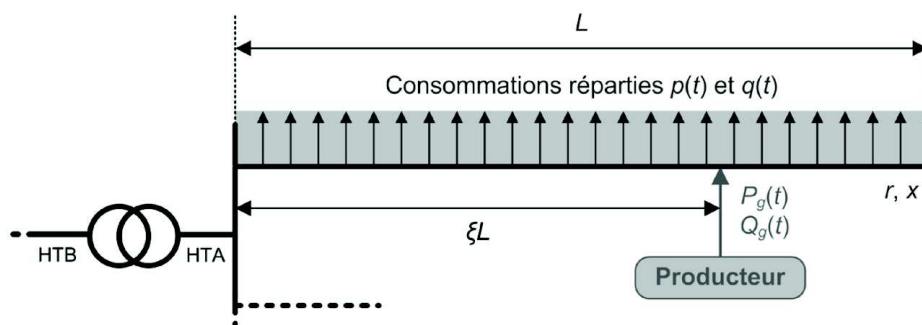


Figure A1-1 Modèle d'un départ HTA « à grandeurs uniformément réparties ».

A1.1.2 Calcul de la chute de tension sur un tronçon élémentaire du départ

En supposant l'angle des tensions très faible, la chute de tension dU sur un tronçon élémentaire du départ de longueur dl peut être exprimée en fonction des puissances active et réactive nettes consommées en aval de ce tronçon, notées P_{av} et Q_{av} :

$$dU^{dl}(l,t) = U(l+dl,t) - U(l,t) = \frac{r.P_{av}(l,t) + x.Q_{av}(l,t)}{U_{moy}(t)} dl, \quad (A1.1)$$

où l est la distance entre le poste électrique et l'extrémité amont du tronçon élémentaire. L'expression des puissances P_{av} et Q_{av} dépendent de la position du tronçon élémentaire par rapport au point de raccordement du producteur (Figure A1-2) :

- Si le tronçon dl est situé **en amont du producteur** ($0 \leq l \leq \xi L$), les puissances P_{av} et Q_{av} valent respectivement :

$$P_{av}(l,t) = p_c(t).(L-l) - P_g(t), \quad (A1.2)$$

$$Q_{av}(l,t) = q_c(t).(L-l) - Q_g(t). \quad (A1.3)$$

La chute de tension dU d'un tronçon dl situé en amont du producteur est obtenue en insérant les Equations A1.2 et A1.3 dans l'Equation A1.1 :

$$dU(l,t) = U(l+dl,t) - U(l,t) = \frac{r.(p_c(t).(L-l) - P_g(t)) + x.(q_c(t).(L-l) - Q_g(t))}{U_{moy}(t)} dl. \quad (A1.4)$$

- Si le tronçon dl est situé **en aval du producteur** ($0 \leq l \leq \xi L$), les puissances P_{av} et Q_{av} valent respectivement :

$$P_{av}(l,t) = p_c(t).(L-l), \quad (A1.5)$$

$$Q_{av}(l,t) = q_c(t).(L-l). \quad (A1.6)$$

La chute de tension dU d'un tronçon dl situé en aval du producteur est obtenue en insérant les Equations A1.5 et A1.6 dans l'Equation A1.1 :

$$dU(l,t) = U(l+dl,t) - U(l,t) = \frac{r.p_c(t).(L-l) + x.q_c(t).(L-l)}{U_{moy}(t)} dl. \quad (A1.7)$$

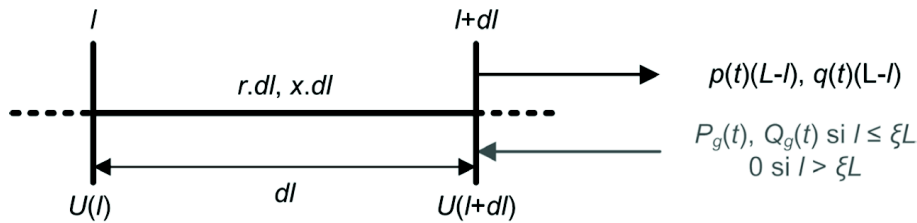


Figure A1-2 Tronçon élémentaire du départ.

A1.1.3 Calcul de la tension le long du départ

La tension U à la distance l_2 du poste électrique s'obtient par intégration des chutes de tension élémentaires dU (Equations A1.4 et A1.7) sur la distance l allant de 0 à l_2 . En particulier, la tension au point de raccordement du producteur, i.e. à la distance $l = \xi L$ du poste électrique, peut s'écrire tous calculs faits :

$$U(\xi L,t) = \int_{l=0}^{\xi L} dU(l,t) = U_0(t) - \frac{2\xi - \xi^2}{2} \frac{R.P_c(t) + XQ_c(t)}{U_{moy}(t)} + \xi \frac{R.P_g(t) + X.Q_g(t)}{U_{moy}(t)}. \quad (A1.8)$$

A1.1.4 Calcul de la capacité d'accueil du départ

La puissance active du producteur P_g peut être exprimée en fonction de sa tension de raccordement U en inversant l'Equation A1.8 :

$$P_g(t) = \frac{2U_{moy}(t)(U(\xi L, t) - U_0(t)) + (2\xi - \xi^2)(R.P_c + X.Q_c)}{2\xi(R + X.\tan(\varphi))} \quad \text{avec} \quad \xi = l/L, \quad (\text{A1.9})$$

où $\tan(\varphi)$ est la tangente phi du producteur : $\tan(\varphi) = Q_g/P_{raccmax}$.

La **capacité d'accueil à la distance $l = \xi L$** sur critère tension est la puissance maximale de raccordement $P_g = P_{raccmax}$ qui respecte à tout moment les contraintes de tension sur le départ. Autrement dit, il s'agit de la puissance de production P_g qui engendre une tension maximale à son point de raccordement ($U(\xi L, t) = U_{max}$) lorsque la consommation du départ est minimale ($P_c = P_{cmin}$ et $Q_c = Q_{cmin}$). En supposant la tension moyenne égale à $U_{moy} = (U_0 + U_{max})/2$, la capacité d'accueil d'un départ rural ou semi-urbain à la distance l du poste électrique vérifie donc l'équation suivante :

$$P_{raccmax}(l) = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin})}{2\xi(R + X.\tan(\varphi))} \quad \text{avec} \quad \xi = l/L. \quad (\text{A1.10})$$

A1.2 Applications numériques

A titre illustratif, l'Equation A1.10 est utilisée pour estimer la capacité d'accueil d'un départ HTA de type rural. Les Tableau A1-1 et Tableau A1-2 récapitulent les données numériques utilisées.

Longueur du départ L	25 km
Tension nominale U_n	20 kV
Consigne de tension au secondaire du transformateur amont U_0	$1,02U_n$ soit 20,4 kV
Tension maximale admissible U_{max} (en tenant compte d'une marge d'incertitude de 1 %¹)	$1,04U_n$ soit 20,8 kV
Puissance active consommée maximale sur le départ P_{max}^*	1 MW
Puissance active consommée minimale sur le départ P_{cmin}	$0,2P_{max}^*$ soit 0,2 MW
Puissance réactive consommée minimale sur le départ Q_{cmin}	$0,4P_{cmin}$ soit 0,08 Mvar
Tangente phi de référence du producteur à raccorder $\tan(\varphi)$	-0,35

Tableau A1-1 Données de référence du départ HTA rural.

	Almélec 54 mm²	Almélec 75 mm²	Almélec 117 mm²
Résistance r [Ω/km]	0,60	0,43	0,28
Réactance x [Ω/km]	0,35	0,35	0,35
Courant maximal I_{max} [A]	195	240	315

Tableau A1-2 Caractéristiques électriques de trois lignes aériennes.

La Figure A1-3 montre la capacité d'accueil théorique le long du départ considéré en fonction du type de conducteur du départ et des contraintes considérées. La capacité d'accueil « contrainte U_{max} » est obtenue à partir de l'Equation A1.10 ; la capacité d'accueil « contraintes U et I » est obtenue en résolvant le problème d'optimisation suivant :

$$P_{raccmax} = \max P_g(l) \quad (\text{A1.11})$$

¹ Le GRD considère que la tension au jeu de barres HTA s'établit en permanence dans un intervalle de $\pm 1\%$ autour de la consigne de tension en raison du fonctionnement discret du régleur en charge du transformateur HTB/HTA et de la chaîne de mesure [ERD11-2].

$$\begin{aligned}
 & \text{s. c.} \\
 & \forall l \in [0; L] \quad p_c(l) = P_{c_{\min}} / L \quad \text{et} \quad q_c(l) = Q_{c_{\min}} / L \\
 & \forall l \in [0; L] \quad U_{\min}(l) \leq U(l) \leq U_{\max}(l) \\
 & \forall l \in [0; L] \quad I(l) \leq I_{\max}(l),
 \end{aligned}$$

où les tensions U et les courants I sont calculés à l'aide de calculs de répartition des flux de puissance, dits « load-flow ». Pour le modèle de départ étudié, nous constatons que :

- Quel que soit le type de conducteur, la capacité d'accueil est plus élevée en tête de départ et diminue au fur et à mesure que la distance au poste source augmente.
- Quel que soit le type de conducteur, la capacité d'accueil du départ est généralement limitée par les contraintes de tension haute (voir « contrainte U_{\max} » sur la Figure A1-3) excepté près du poste source où les contraintes de courant prédominent (voir « contraintes U et I » sur la Figure A1-3).
- Comme attendu, le renforcement du départ, qui consiste à remplacer le conducteur du départ par un conducteur de plus forte section, permet d'augmenter significativement la capacité d'accueil sur l'ensemble du départ. D'après la Figure A1-3, passer d'une section de 54 mm² à une section de 75 mm² (respectivement 117 mm²) sur l'ensemble du départ permet d'accroître la capacité d'accueil du départ d'environ 50 % (respectivement 180 %).

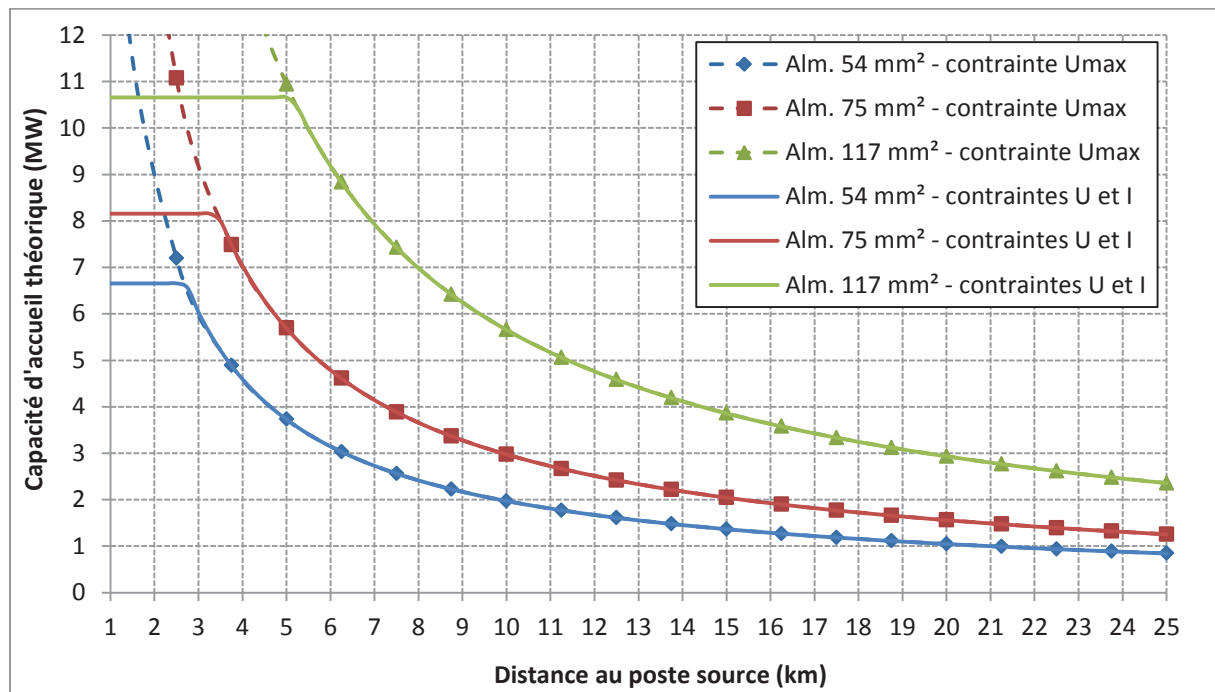


Figure A1-3 Capacité d'accueil théorique le long de départs HTA ruraux de différentes sections pour $\tan(\varphi) = -0,35$.

Annexe 2 Estimation des gains en capacité d'accueil des leviers d'intégration des énergies renouvelables

L'objet de cette Annexe est de donner une estimation du gain en capacité d'accueil de certains leviers novateurs d'intégration d'ENR sur le modèle de départ décrit dans l'Annexe 1. La capacité d'accueil du départ sur critère tension est estimée à partir de l'Equation A1.10 de l'Annexe 1. Seul le gain en capacité d'accueil sur critère tension est calculé. La présence de contraintes de courant est vérifiée a posteriori pour les différents gains calculés ; les contraintes de courant détectées sont indiquées.

A2.1 Le réglage avancé de la puissance réactive des producteurs

L'Equation A1.10 peut être utilisée pour estimer le potentiel du réglage de puissance des producteurs à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire dans les réseaux sujets aux sursensions. D'un point de vue mathématique, ce levier est équivalent à un abaissement de la consigne de tangente phi du producteur $\tan(\varphi)$ en cas de sursension à son point de raccordement.

La Figure A2-1 montre la capacité d'accueil théorique pour différentes valeurs de $\tan(\varphi)$ lorsque l'Equation A1.10 est appliquée au modèle de départ HTA rural de conducteur Almélec 54 mm² (Annexe 1). Les points entourés en rouge sont les capacités d'accueil qui ne respectent pas les contraintes de courant (hors du domaine de validité de l'Equation A1.10).

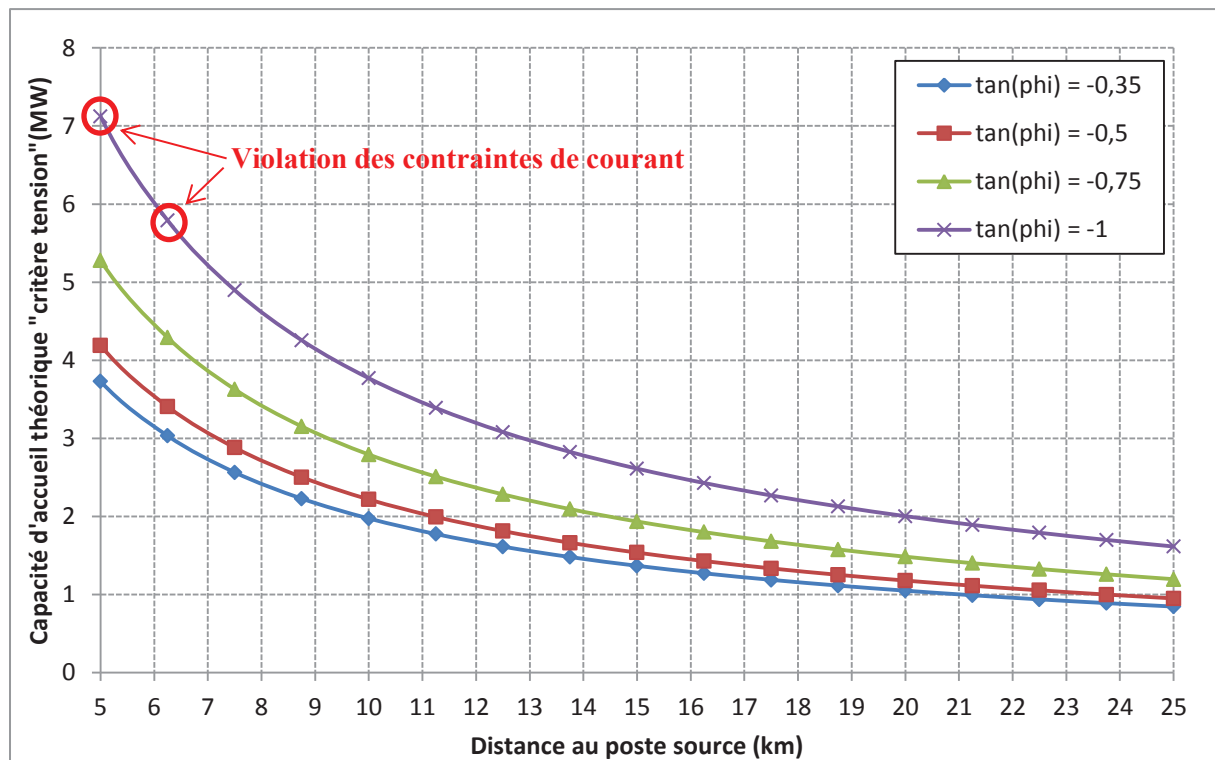


Figure A2-1 Capacité d'accueil théorique le long d'un départ HTA rural pour différentes consignes de tangente phi du producteur.

D'après l'Equation A1.10, abaisser la consigne de tangente phi de $\tan(\varphi_1)$ à $\tan(\varphi_2)$ permet d'augmenter la puissance raccordable $P_{raccmax}$ du coefficient théorique maximal suivant :

$$K_Q = \frac{P_{raccmax}(\tan(\varphi_2))}{P_{raccmax}(\tan(\varphi_1))} = \frac{1 + (X/R) \cdot \tan(\varphi_1)}{1 + (X/R) \cdot \tan(\varphi_2)} \quad (A2.1)$$

La capacité d'accueil théorique supplémentaire correspond alors à :

$$\Delta P_{racc} = \frac{P_{raccmax}(\tan(\varphi_2)) - P_{raccmax}(\tan(\varphi_1))}{P_{raccmax}(\tan(\varphi_1))} = K_Q - 1 \quad (A2.2)$$

$$\Rightarrow \Delta P_{racc} = \frac{(X/R) \cdot (\tan(\varphi_1) - \tan(\varphi_2))}{1 + (X/R) \cdot \tan(\varphi_2)}$$

D'après l'Equation A2.2, la capacité d'accueil supplémentaire ΔP_{racc} dépend seulement des consignes de tangente phi et du ratio X/R du départ auquel le producteur est raccordé. D'après la Figure A2-2, le ratio X/R a une forte influence sur la capacité d'accueil supplémentaire : pour des consignes $\tan(\varphi_1)$ et $\tan(\varphi_2)$ données, plus le ratio X/R du départ est élevé, plus le réglage de puissance réactive est efficace à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire. Par exemple, pour $\tan(\varphi_1) = -0,35$ et $\tan(\varphi_2) = -0,5$, le gain maximal théorique en capacité d'accueil vaut respectivement environ 13 %, 20 % et 50 % si le départ est constitué uniquement de conducteurs Almélec de section 54 mm² ($X/R = 0,58$), 75 mm² ($X/R = 0,81$) et 117 mm² ($X/R = 1,25$).

Sous les hypothèses faites, le réglage de puissance réactive du producteur a un potentiel élevé à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire. A titre illustratif, abaisser la valeur de $\tan(\varphi)$ de $-0,35$ à $-0,8$ pour un départ en Almélec 54 mm² permet d'augmenter la capacité d'accueil de 50 %, ce qui est équivalent à un renforcement du départ en Almélec 75 mm². Toutefois, il est important de relativiser ces résultats compte tenu des hypothèses prises. Le gain en capacité d'accueil de la Figure A2-2 doit notamment être borné par la capacité de transit des ouvrages du réseau.

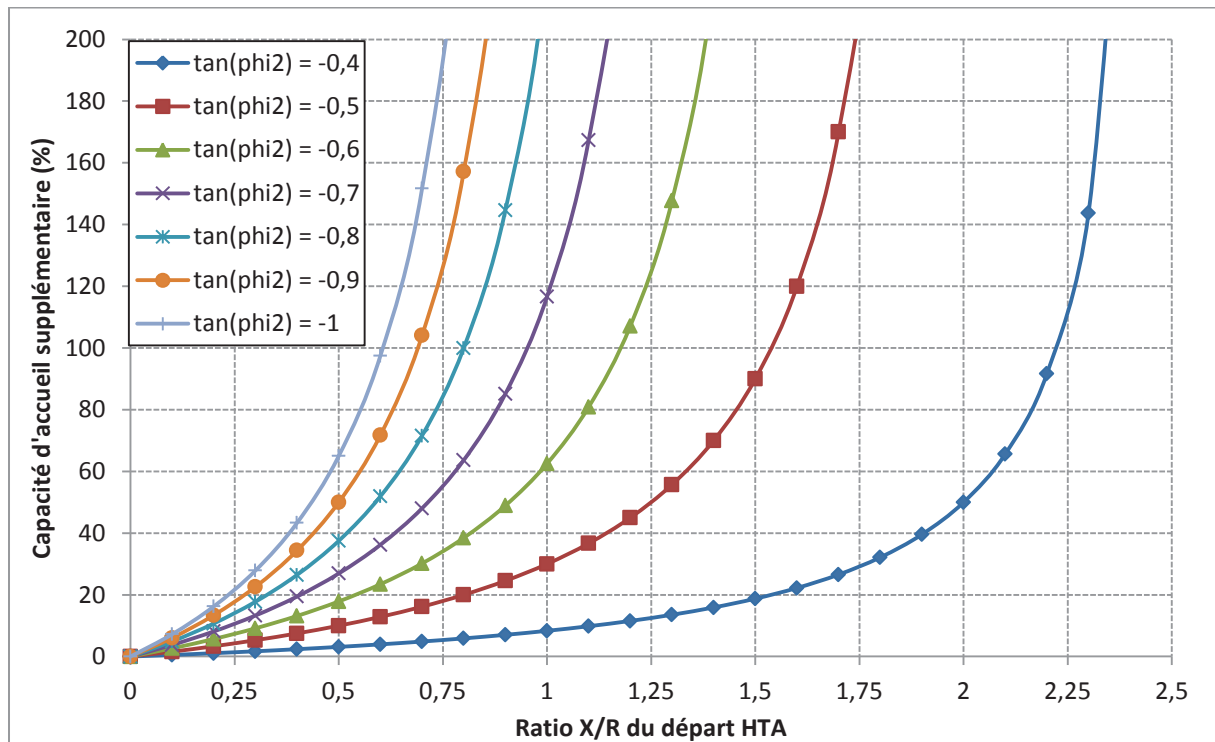


Figure A2-2 Capacité d'accueil théorique supplémentaire pour un abaissement de tangente phi en-dessous de $\tan(\varphi_1) = -0,35$.

A2.2 Les moyens de compensation de puissance réactive

Supposons qu'un compensateur parallèle de puissance réactive maximale $Q_{compmax}$ (un banc d'inductance ou un STATCOM) est installé sur le départ HTA de l'Annexe 1, comme montré sur la Figure A2-3. Le point d'injection du compensateur est situé à la distance $l = \delta L$ du poste source, en amont du producteur ($0 \leq \delta l \leq \zeta L$).

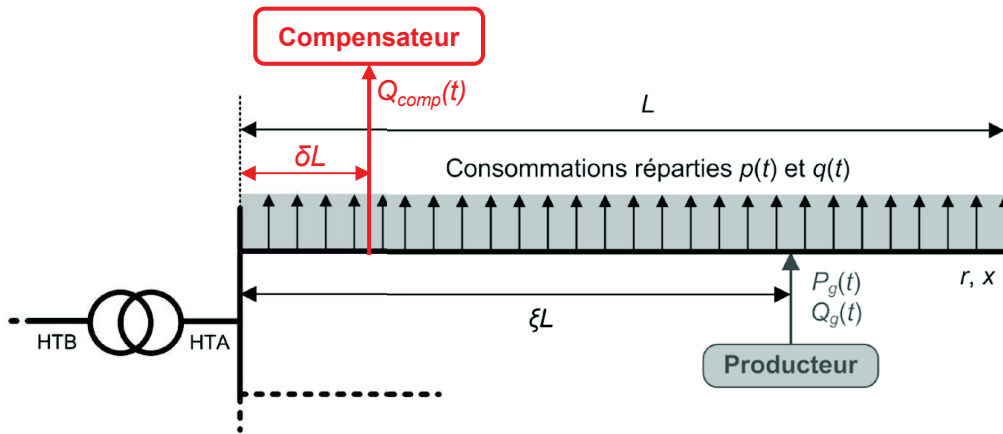


Figure A2-3 Modèle du départ HTA « à grandeurs uniformément réparties » avec un compensateur de puissance réactive parallèle.

Tous calculs faits, il est possible de montrer qu'en présence d'un tel compensateur de puissance réactive, la capacité d'accueil à la distance $l = \xi L$ du poste électrique devient :

$$P_{raccmax}(l) = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin}) + 2\delta.X.Q_{compmax}}{2\xi(R + X.\tan(\varphi))} \quad (A2.3)$$

A titre illustratif, la Figure A2-4 montre la puissance maximale raccordable pour le départ HTA de l'Annexe 1 lorsqu'un compensateur de puissance réactive est installé à 5 km du poste source. Les points entourés en rouge sont les capacités d'accueil qui ne respectent pas les contraintes de courant (hors du domaine de validité de l'Equation A2.3).

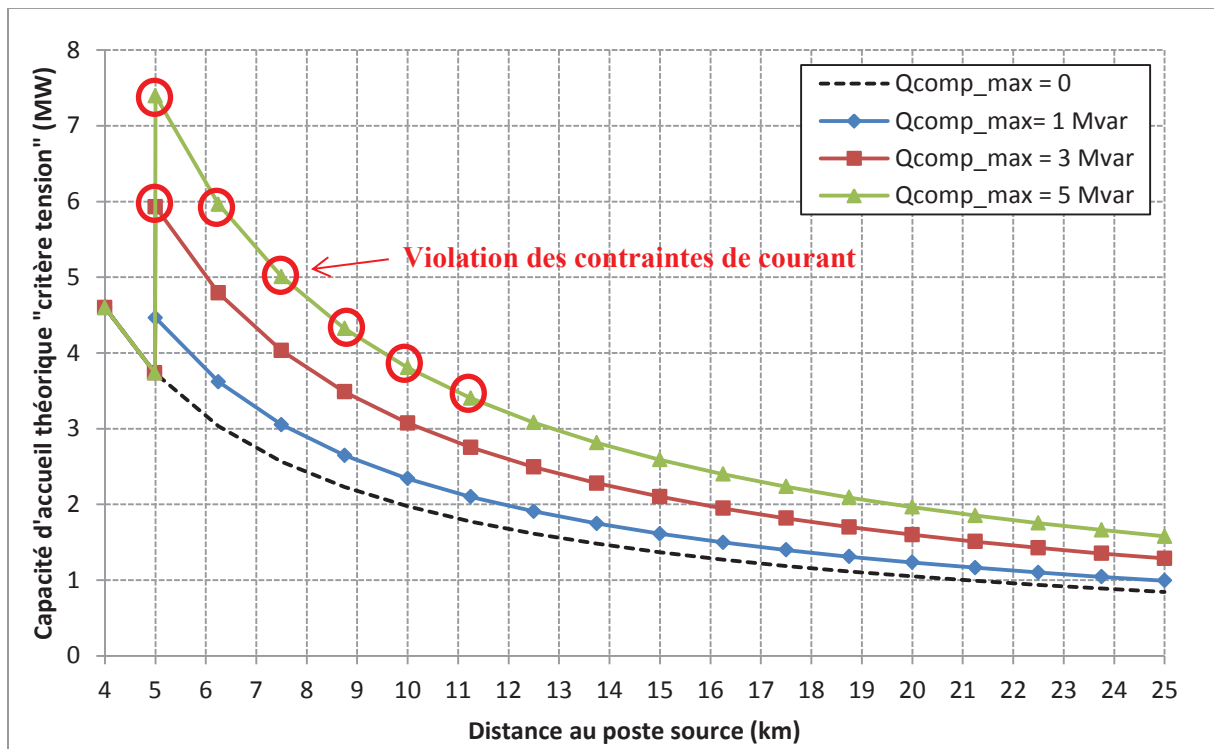


Figure A2-4 Capacité d'accueil théorique le long d'un départ HTA rural pour différents niveaux de compensation de puissance réactive située à 5 km du poste source.

D'après l'Equation A2.3, installer un compensateur de puissance réactive permet d'augmenter la puissance raccordable $P_{raccmax}$ du coefficient théorique maximal suivant :

$$K_{Q_{comp}} = \frac{P_{raccmax} \text{ A2.3}}{P_{raccmax} \text{ A1.10}} = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin}) + 2\delta.X.Q_{compmax}}{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin})} \quad (A2.4)$$

$$\Rightarrow K_{Q_{comp}} = 1 + \frac{2\delta.X.Q_{compmax}}{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin})},$$

ce qui correspond au gain en capacité d'accueil théorique suivant :

$$\Delta P_{racc} = K_{Q_{comp}} - 1 = \frac{2\delta.X.Q_{compmax}}{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin})}. \quad (A2.5)$$

La Figure A2-5 montre la capacité d'accueil théorique supplémentaire à $l = 5$ km et 25 km du poste source et pour différentes sections de conducteur lorsqu'un compensateur de puissance réactive est installé à 5 km du poste source sur le départ HTA de l'Annexe 1. Sous les hypothèses considérées, nous constatons que :

- La capacité d'accueil supplémentaire augmente quasiment linéairement avec l'augmentation de la puissance réactive nominale $Q_{compmax}$.
- Le gain en capacité d'accueil dépend faiblement de la section des conducteurs et de la localisation sur le départ HTA.

A titre indicatif, un gain en capacité d'accueil d'environ 20 %, 38 % et 92 % est respectivement obtenu pour une compensation $Q_{compmax}$ de 1 Mvar, 2 Mvar et 5 Mvar, lorsque les contraintes de courant ne sont pas atteintes.

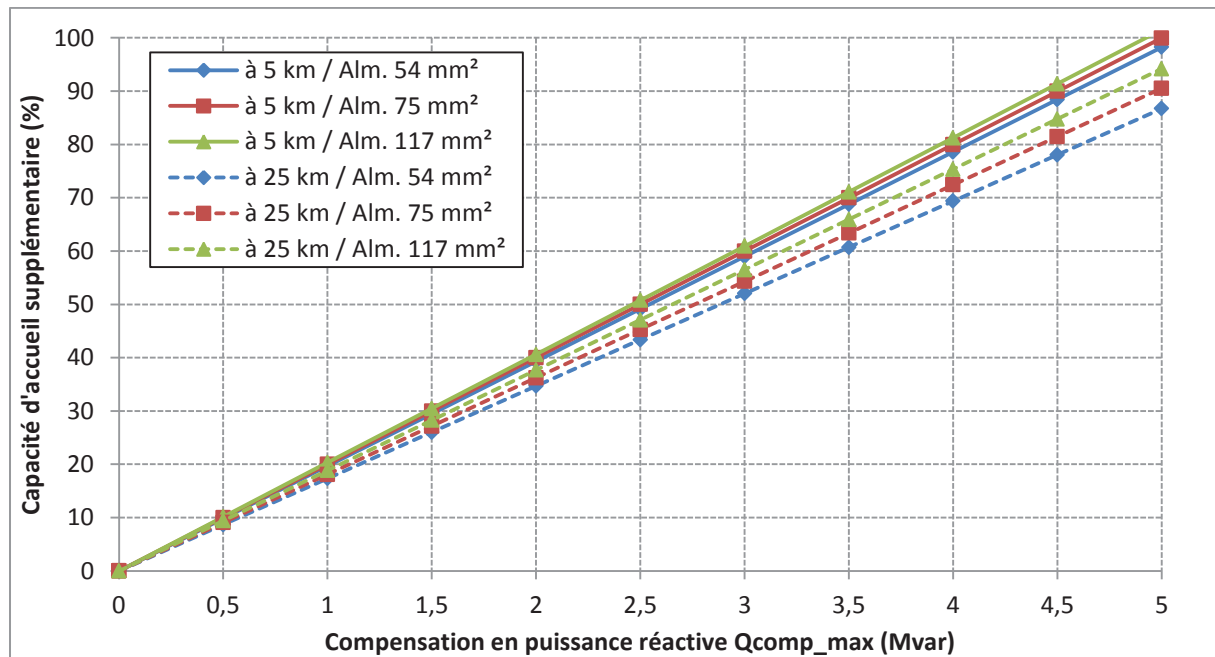


Figure A2-5 Capacité d'accueil théorique supplémentaire en fonction de la puissance réactive maximale $Q_{compmax}$ d'un compensateur situé à 5 km du poste source.

A2.3 Le réglage avancé de la tension dans les postes sources

Le réglage avancé de la tension dans les postes sources est équivalent à abaisser la consigne U_0 dans l'Equation A.10 en cas de surtensions.

La Figure A2-6 montre la puissance maximale raccordable pour le départ HTA de l'Annexe 1 pour différentes valeurs de consigne de tension du transformateur régleur U_0 . Les points entourés en rouge

sont les capacités d'accueil qui ne respectent pas les contraintes de courant (hors du domaine de validité de l'Equation A1.10).

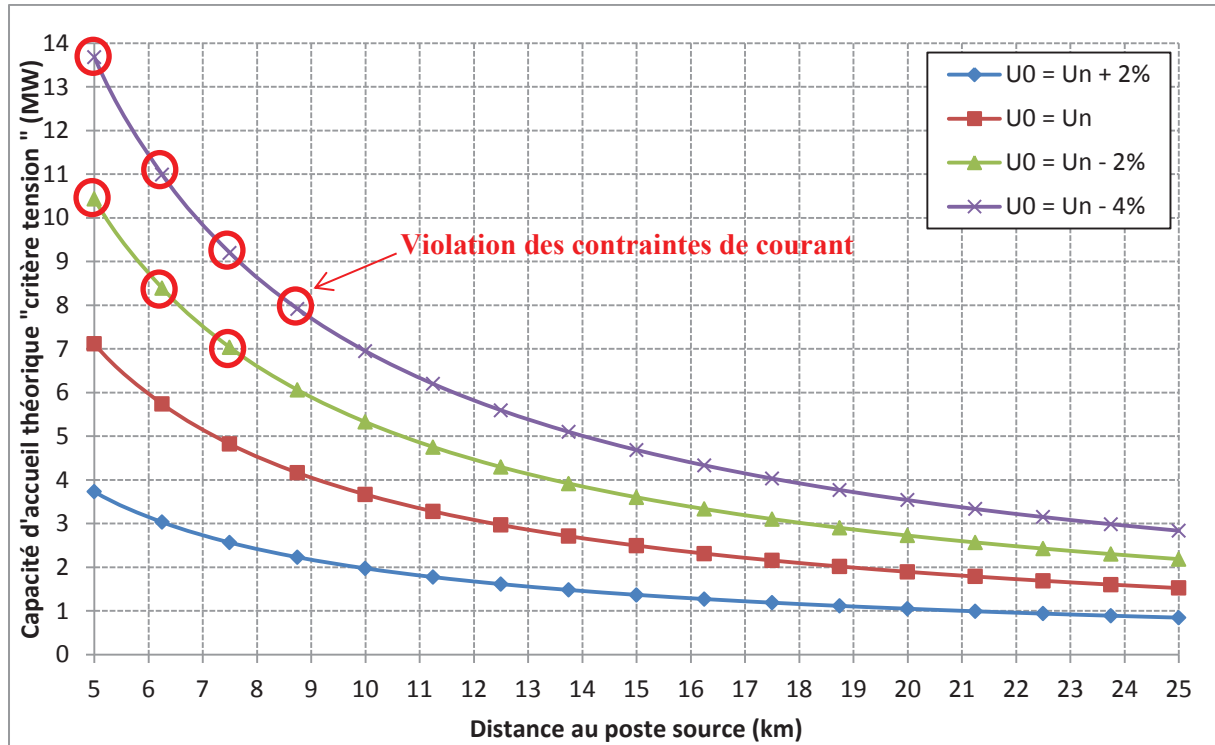


Figure A2-6 Capacité d'accueil théorique le long d'un départ HTA rural pour différentes consignes de tension au jeu de barres U_0

D'après l'Equation A1.10, abaisser la consigne de tension du transformateur régleur de U_{01} à U_{02} permet d'augmenter la puissance raccordable $P_{raccmax}$ du coefficient théorique maximal suivant :

$$K_{U_0} = \frac{P_{raccmax}(U_{02})}{P_{raccmax}(U_{01})} = \frac{U_{max}^2 - U_{02}^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin})}{U_{max}^2 - U_{01}^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin})}, \quad (A2.6)$$

ce qui correspond au gain en capacité d'accueil théorique suivant :

$$\Delta P_{racc} = K_{U_0} - 1 = \frac{U_{01}^2 - U_{02}^2}{U_{max}^2 - U_{01}^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin})}. \quad (A2.7)$$

La Figure A2-7 illustre la capacité d'accueil théorique supplémentaire à $l = 5$ km et 25 km du poste source et pour différentes sections de conducteur lorsqu'un abaissement ponctuel de la consigne de tension en dessous de $U_{01} = 1,02U_n = 20,4$ kV est autorisé sur le départ HTA de l'Annexe 1. Sous les hypothèses considérées, nous constatons que :

- La capacité d'accueil supplémentaire augmente quasiment linéairement avec la diminution de la consigne de tension.
- Le gain en capacité d'accueil dépend faiblement de la section des conducteurs et de la localisation sur le départ HTA.
- Pour une hauteur de prise de 300 V (1,5 % de 20 kV), la capacité d'accueil augmente respectivement de 65 % et de 130 % si la consigne de tension du transformateur régleur est abaissée d'une prise ($U_{02} = 20,1$ kV) et de deux prises ($U_{02} = 19,8$ kV). A titre comparatif, le remplacement du départ par un conducteur de section supérieure (75 mm² au lieu de 54 mm²) permettrait d'accroître la capacité d'accueil de l'ordre de 50 % sous les hypothèses prises.

Il est à noter que le gain en capacité d'accueil est en pratique borné par la capacité de transit des ouvrages du réseau. L'abaissement de la consigne de tension n'est possible en pratique que si aucune contrainte de courant ou de tension basse n'apparaît sur les départs en aval du transformateur régleur.

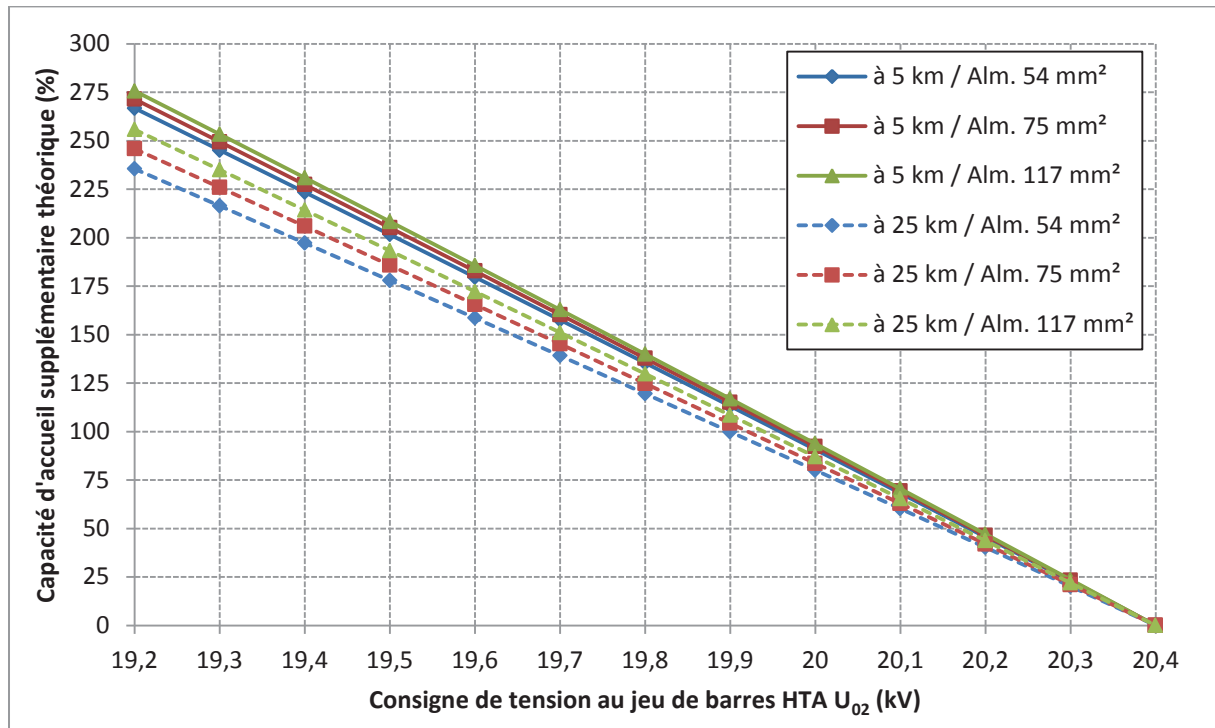


Figure A2-7 Capacité d'accueil théorique supplémentaire pour l'abaissement de consigne de tension du transformateur régleur en-dessous de $U_{01} = 20,4$ kV.

A2.4 Le réglage avancé de la tension dans les postes de distribution publique

Le potentiel de ce levier à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire ne peut pas être estimé à l'aide de raisonnements simples car il dépend fortement du réglage de tension mis en place et de la chute de tension maximale HTA en amont du transformateur HTA/BT.

A2.5 Les autotransformateurs régleurs en réseau

Le potentiel de ce levier à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire ne peut pas être estimé à l'aide de raisonnements simples car il dépend fortement du niveau de réglage de tension mis en place, de la localisation de l'autotransformateur sur le départ et de la chute de tension maximale en amont de l'autotransformateur régleur.

A2.6 L'effacement ponctuel de production

La puissance maximale raccordable est fortement liée au taux d'effacement toléré par le producteur. Comme l'Equation A1.10 ne permet pas de relier puissance installée et risque d'effacement, une autre approche est utilisée afin d'estimer grossièrement le potentiel de l'effacement de production.

A2.6.1 Calcul de la capacité d'accueil généré par l'effacement de production en fonction du taux d'effacement toléré par le producteur

Cette approche repose sur l'hypothèse forte que l'installation de production à raccorder aurait une monotone de puissance linéaire¹ en l'absence d'effacement (Figure A2-8). La notation retenue est la suivante :

¹ En pratique, la monotone de puissance des installations photovoltaïques et éoliennes est plutôt légèrement concave.

- P_n , la puissance nominale du producteur ;
- P_0 , la capacité d'accueil maximale du réseau en puissance active ;
- H_0 , le nombre d'heures par an où la puissance du producteur est supérieure à la capacité d'accueil maximale du réseau P_0 ;
- H_{tot} , le nombre d'heures total de production par an ;
- E_{tot} , l'énergie annuelle qui aurait été produite en l'absence d'effacement (voire aire du triangle ABC sur la Figure A2-8)
- E_{effmax} , l'énergie annuelle effacée dans le pire des cas (voire aire du triangle AB'C' sur la Figure A2-8) ;
- α , la fraction de l'énergie E_{effmax} réellement effacée ($0 \leq \alpha \leq 1$).

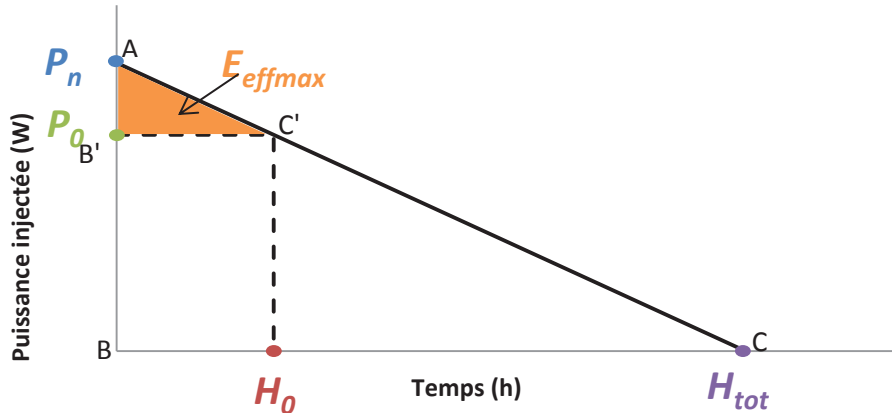


Figure A2-8 Monotone de puissance linéaire de l'installation de production.

A2.6.1.1 Estimation de l'énergie annuelle effacée

Nous considérons le raccordement d'un producteur d'une puissance nominale P_n supérieure à la capacité d'accueil maximale du réseau P_0 . Ce raccordement est possible sans renforcement seulement si le producteur accepte d'écarter sa puissance injectée en cas de contrainte de tension haute et/ou de courant. Dans le pire cas, l'énergie annuelle effacée correspond à E_{effmax} (Figure A2-8). En réalité, seule une fraction α de cette énergie ($0 \leq \alpha \leq 1$) sera réellement effacée pour résoudre les contraintes détectées en exploitation. D'après la Figure A2-8, l'énergie effacée annuelle E_{eff} vaut :

$$E_{eff} = \alpha \cdot E_{eff\ max} = \alpha \frac{(P_n - P_0)H_0}{2} \quad (A2.8)$$

Le paramètre H_0 peut être exprimé en fonction des paramètres P_n , P_0 et E_{tot} en appliquant le théorème de Thalès aux triangles ABC et AB'C' de la Figure A2-8 :

$$\begin{aligned} \frac{B'C'}{BC} &= \frac{AB'}{AB} \Rightarrow \frac{H_0}{H_{tot}} = \frac{P_n - P_0}{P_n} \\ \Rightarrow H_0 &= \frac{P_n - P_0}{P_n} H_{tot} = \frac{P_n - P_0}{P_n} \cdot \frac{2E_{tot}}{P_n} = 2 \frac{P_n - P_0}{P_n^2} E_{tot} \end{aligned} \quad (A2.9)$$

L'énergie effacée E_{eff} peut être exprimée en fonction de l'énergie qui aurait été injectée en l'absence d'effacement E_{tot} en insérant l'Equation A2.9 dans l'Equation A2.8 :

$$E_{eff} = \alpha \left(1 - \frac{P_0}{P_n}\right)^2 E_{tot} \quad (A2.10)$$

A2.6.1.1 Calcul de la puissance maximale raccordable en présence d'effacement

Supposons que le producteur accepte les conditions de raccordement avec effacement si le ratio entre l'énergie effacée et l'énergie totale produite est inférieur à un seuil donné k :

$$E_{eff} \leq k.E_{tot} \text{ avec } 0 \leq k \leq 1. \quad (A2.11)$$

Le paramètre k correspond au taux maximal d'effacement en énergie toléré par le producteur. En pratique, k est de l'ordre de quelques pourcents. En utilisant les Equations A2.10 et A2.11, il est possible d'établir la puissance nominale maximale que le producteur est prêt à raccorder pour le taux maximal d'effacement k :

$$\alpha \left(1 - \frac{P_0}{P_n}\right)^2 \leq k \Rightarrow 1 - \frac{P_0}{P_n} \leq \sqrt{k/\alpha} \quad (A2.12)$$

$$\Rightarrow P_n \leq P_{n,max} \text{ avec } P_{n,max} = \frac{1}{1 - \sqrt{k/\alpha}} P_0.$$

Ainsi, pour respecter un taux d'effacement maximal k , le producteur peut augmenter sa puissance raccordable du coefficient théorique maximal suivant :

$$K_{pp} = \frac{P_{n,max}}{P_0} = \frac{1}{1 - \sqrt{k/\alpha}}, \quad (A2.13)$$

ce qui correspond au gain en capacité d'accueil théorique suivant :

$$\Delta P_{racc} = K_{pp} - 1 = \frac{\sqrt{k/\alpha}}{1 - \sqrt{k/\alpha}}. \quad (A2.14)$$

A2.6.1.2 Calcul de l'énergie injectée annuelle en présence d'effacement

D'après l'Equation A2.11, un producteur de puissance nominale $P_{n,max}$ produirait a minima l'énergie annuelle suivante après effacement :

$$E_{prod} = E_{tot} - E_{eff} = (1 - k)E_{tot}. \quad (A2.15)$$

Par conséquent, le taux d'énergie réellement produite vaut a minima :

$$\tau_{prod} = E_{prod}/E_{tot} = 1 - k. \quad (A2.16)$$

A2.6.2 Applications numériques

D'après la Figure A2-9, l'effacement de production a un potentiel élevé à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire. A titre illustratif, un taux d'effacement de $k = 5\%$ permet d'augmenter la capacité d'accueil du réseau de $\Delta P_{racc} = 29\%$ dans le pire des cas ($\alpha = 1$). Comme le coefficient α est inférieur à 1 en pratique, le producteur peut en réalité raccorder un surplus de puissance supérieur à 29 % de la capacité d'accueil, par exemple jusqu'à $\Delta P_{racc} = 35\%$, 46 % et 81 % lorsque α vaut respectivement 0,75, 0,5 et 0,25.

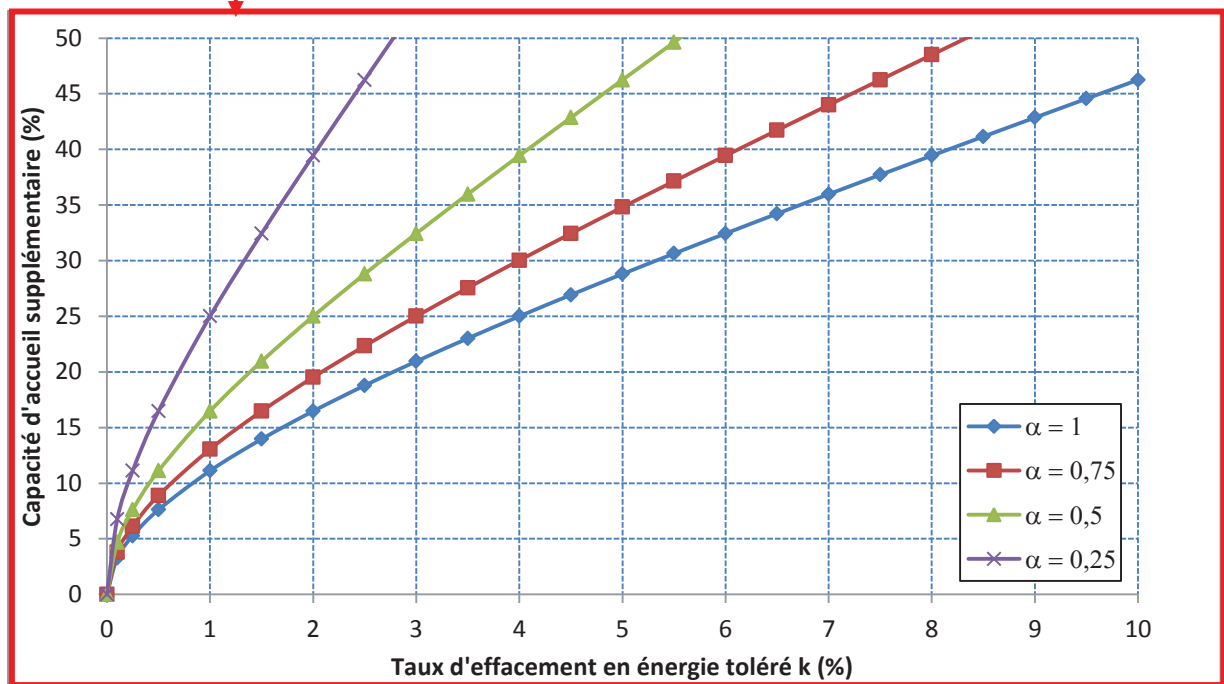
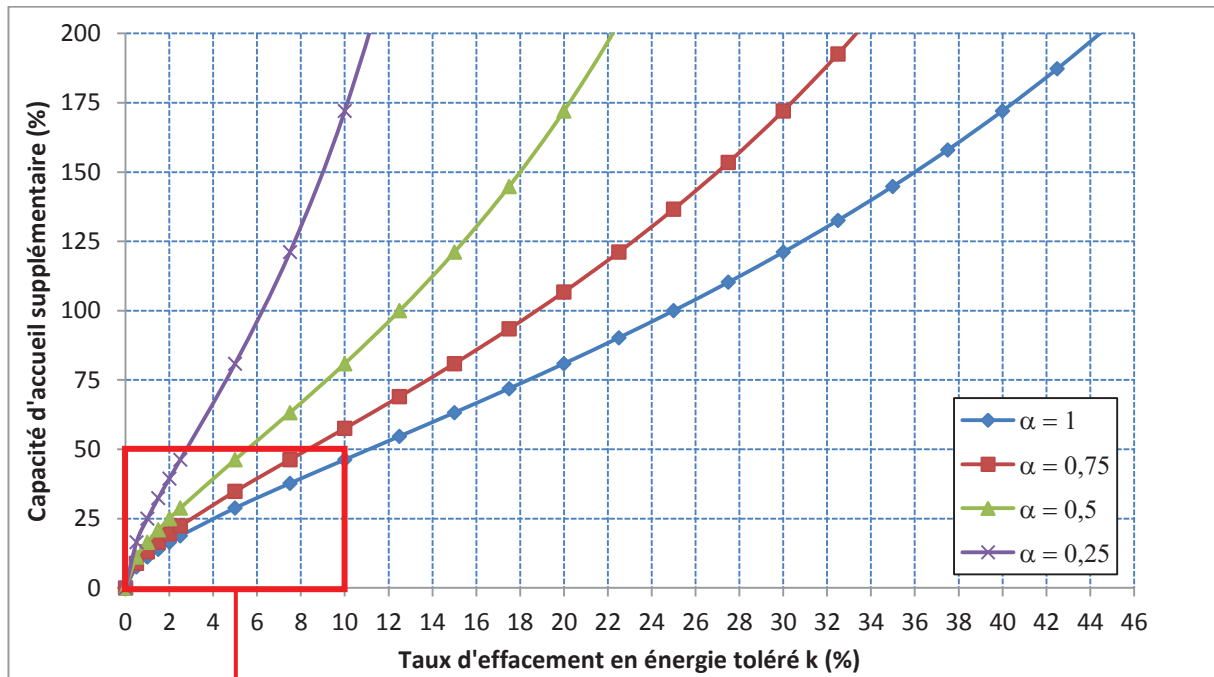


Figure A2-9 Capacité d'accueil théorique supplémentaire en fonction du taux d'effacement k toléré par le producteur.

D'après la Figure A2-9, les premiers pourcents d'énergie effacée sont les plus efficaces à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire. Par exemple, pour $\alpha = 1$, augmenter le taux d'effacement k de 0 à 1 % permet de dégager 11 % de puissance raccordable supplémentaire tandis qu'augmenter k de 3 à 4 % permet d'en dégager 4 %.

D'après la Figure A2-10, plus la puissance installée supplémentaire ΔP_{racc} est élevée, plus le taux d'énergie réellement produite τ_{prod} est faible. Par exemple, τ_{prod} passe de 88 % à 75 % lorsque ΔP_{racc} passe de 50 % à 100 % dans le pire des cas ($\alpha = 1$).

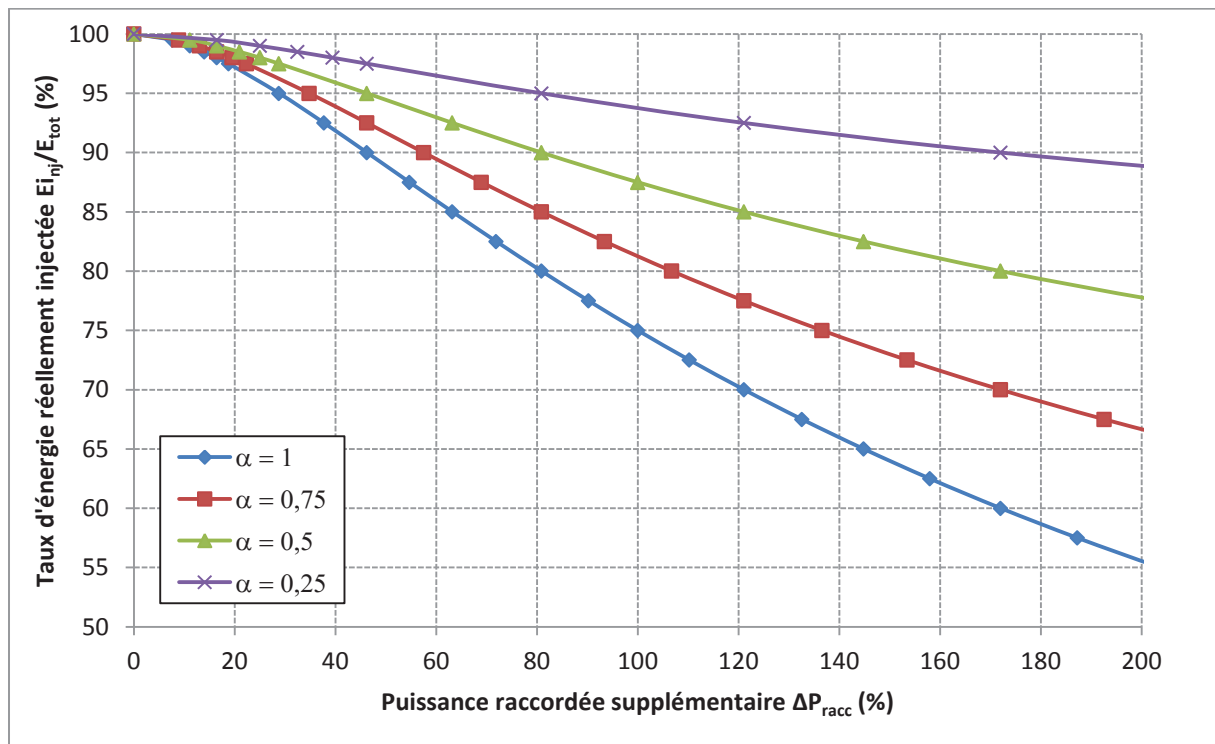


Figure A2-10 Taux d'énergie réellement injectée en fonction de la puissance raccordée supplémentaire

En conclusion, la puissance raccordée maximale dépend fortement du taux d'effacement k toléré par le producteur et de la part d'énergie réellement effacée α . Le coefficient α pourrait être estimé au cas par cas à partir des historiques de consommation et de production, ce qui permettrait une meilleure estimation du potentiel de l'effacement. En tout état de cause, l'effacement ponctuel de production semble approprié pour les dépassements modérés de la capacité d'accueil.

A2.7 Les systèmes de stockage d'énergie distribués

Il n'existe pas de relation simple entre le gain en capacité d'accueil et le dimensionnement d'un système de stockage d'énergie distribué (SSED) en puissance et en énergie. La puissance nominale d'un SSED peut être déduite d'un raisonnement similaire à l'effacement de production, aux pertes près. En revanche, la capacité énergétique du SSED ne peut être évaluée qu'au cas par cas à l'aide des séries temporelles pour connaître la durée des contraintes à lever.

A2.8 La gestion active de la consommation

La gestion active de la consommation peut être utilisée de deux façons pour lever les surtensions et les contraintes de courant sur le départ accueillant la production décentralisée :

- Cas 1 : le levier est exploité seul. Le cas échéant, le levier consiste à augmenter la consommation sur le même départ afin de résoudre des contraintes causées par la production.
- Cas 2 : le levier est coordonné avec un réglage avancé de la tension au poste électrique. Le cas échéant, le levier peut également consister à diminuer la consommation sur les départs adjacents afin d'augmenter leur plan de tension et autoriser ainsi un plus grand abaissement de la consigne de tension en tête des départs.

Le gain en capacité d'accueil peut être évalué pour le cas 1 à partir de l'Equation A1.10. D'un point de vue mathématique, ce levier est équivalent à une augmentation de la consommation minimale en puissance active P_{cmin} en cas de surtension au point de raccordement du producteur. A titre illustratif, la Figure A2-11 montre la capacité d'accueil théorique pour différentes valeurs de P_{cmin} , avec $Q_{\text{cmin}} = 0,4P_{\text{cmin}}$, sur le départ HTA rural de conducteur Almélec 54 mm² (Annexe 1).

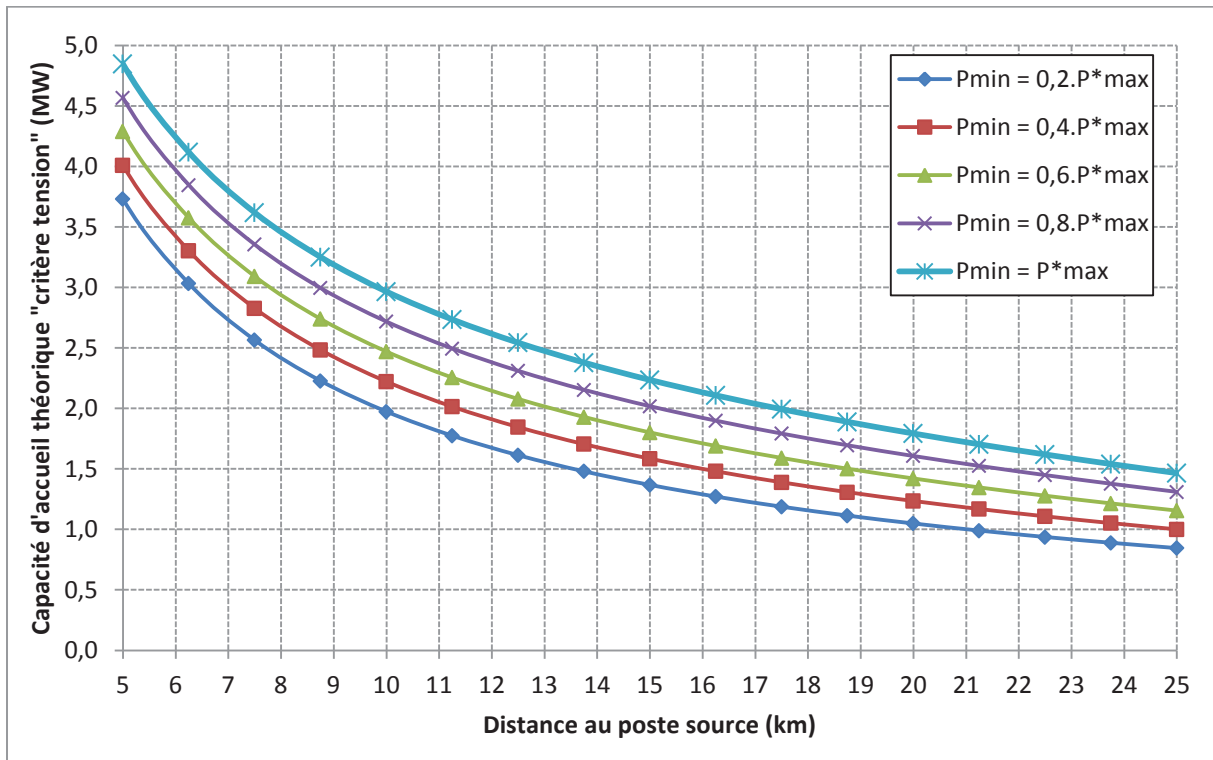


Figure A2-11 Capacité d'accueil théorique le long d'un départ HTA rural pour différents niveaux de consommation minimale

D'après l'Equation A1.10 avec $Q_{cmin} = 0,4P_{cmin}$, augmenter la consommation minimale de P_{cmin1} à P_{cmin2} permet d'augmenter la puissance raccordable $P_{raccmax}$ du coefficient théorique maximal suivant :

$$K_{Pc} = \frac{P_{raccmax}(P_{cmin2})}{P_{raccmax}(P_{cmin1})} = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R + 0.4X).P_{cmin2}}{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R + 0.4X).P_{cmin1}}, \quad (A2.17)$$

ce qui correspond au gain en capacité d'accueil théorique suivant :

$$\Delta P_{racc} = K_{Pc} - 1 = \frac{(2\xi - \xi^2)(R + 0.4X)(P_{cmin2} - P_{cmin1})}{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R + 0.4X).P_{cmin1}}. \quad (A2.18)$$

La Figure A2-12 illustre la capacité d'accueil théorique supplémentaire à $l = 5$ km et 25 km du poste source et pour différentes sections de conducteur lorsque la consommation peut être augmentée au-delà de 20 % de la puissance maximale consommée P_{max}^* . Sous les hypothèses considérées, nous constatons que :

- La capacité d'accueil supplémentaire augmente quasiment linéairement avec l'augmentation de la consommation du départ.
- Le gain en capacité d'accueil dépend moyennement de la section des conducteurs et de la localisation sur le départ HTA. Le levier est plus efficace pour augmenter la capacité d'accueil en bout des départs ayant une faible section.
- Le gain en capacité d'accueil est relativement faible comparé à d'autres leviers d'intégration d'ENR. Par exemple, augmenter la consommation minimale de $P_{cmin1} = 20\%$ à $P_{cmin2} = 50\%$ de P_{max}^* permet de dégager au plus $\Delta P_{racc} = 30\%$ de capacité d'accueil supplémentaire. Pour rappel, le remplacement du départ par un conducteur de section supérieure (75 mm^2 au lieu de 54 mm^2) permettrait d'accroître la capacité d'accueil de l'ordre de 50 % sous les hypothèses prises.

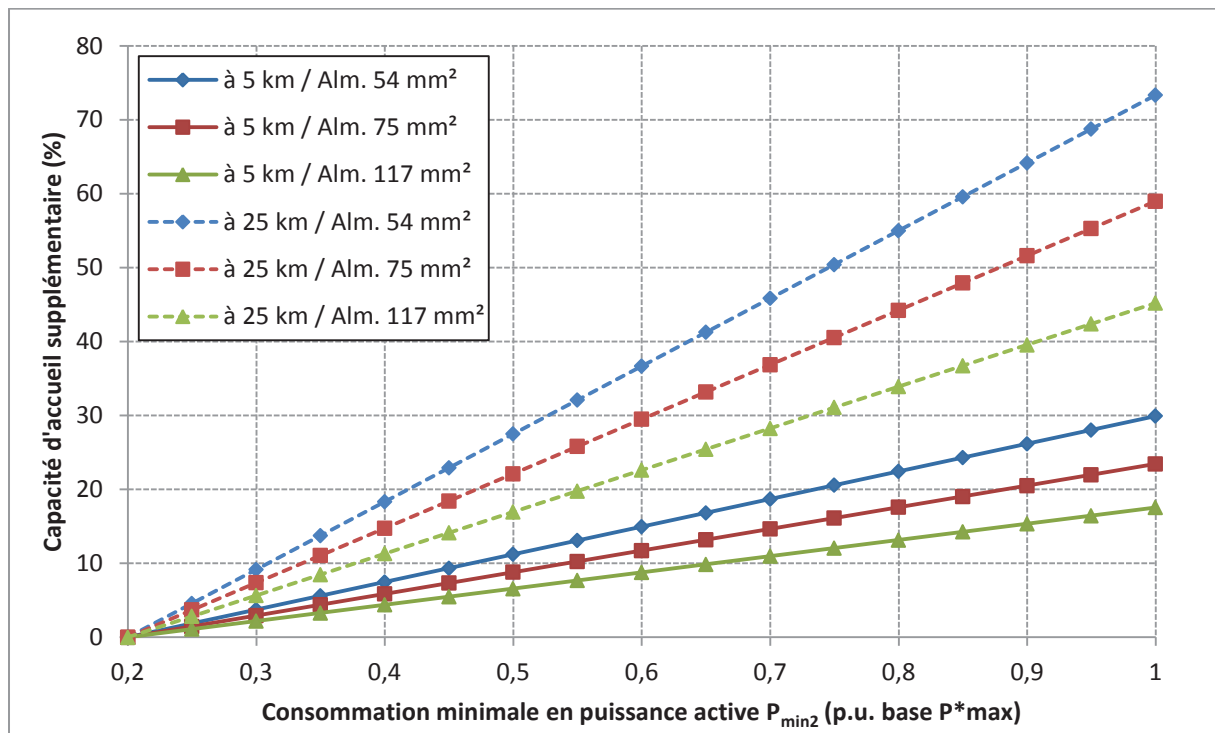


Figure A2-12 Capacité d'accueil théorique supplémentaire pour une augmentation de la consommation minimale au-dessus de $P_{min1} = 0,2.P^*_{max}$

Les résultats sont à nuancer puisque seule l'augmentation de la consommation sur le départ accueillant de la production (cas 1) a été étudiée. La diminution de la consommation sur les départs adjacents (cas 2) ne peut pas être évaluée à l'aide d'une approche aussi simple : le gain en capacité d'accueil dépend fortement des caractéristiques électriques des départs et de la puissance consommée sur ces départs lors des périodes de contrainte causée par la production.

A2.9 Le contrôle des flux de puissance par des convertisseurs statiques

Le potentiel de ce levier à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire ne peut pas être estimé à l'aide de raisonnements simples car il dépend fortement des transits de puissance sur les départs et/ou phases adjacent(e)s.

A2.10 La reconfiguration automatique du réseau HTA en exploitation

Le potentiel de ce levier à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire ne peut pas être estimé à l'aide de raisonnements simples car il dépend fortement des transits de puissance sur les départs adjacents.

A2.11 Le rééquilibrage des phases BT

Le potentiel de ce levier à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire ne peut pas être estimé à l'aide de raisonnements simples car il dépend fortement des transits de puissance sur les phases adjacentes.

A2.12 Les réactances variables séries

Supposons qu'une réactance variable série X_{var} est installée sur le départ HTA de l'Annexe 1, comme montré sur la Figure A2-13. Le nouveau tronçon, de réactance X_{var} et de résistance supposée nulle, est situé à $l = \delta L$ du poste source, en amont du producteur ($0 \leq \delta l \leq \xi L$).

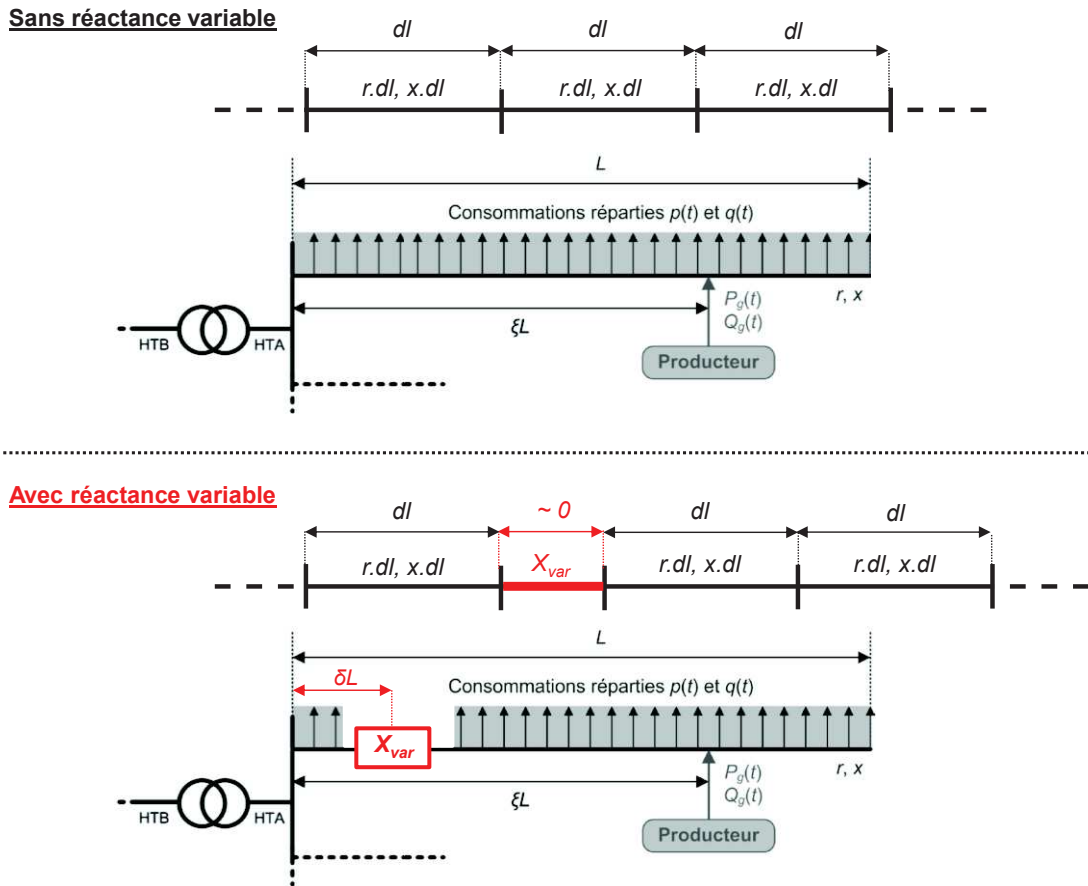


Figure A2-13 Modèle du départ HTA « à grandeurs uniformément réparties » et de ses tronçons infinitésimaux avec et sans réactance variable série.

Tous calculs faits, il est possible de montrer qu'en présence d'un tel compensateur statique série, la capacité d'accueil à la distance $l = \xi L$ du poste électrique devient :

$$P_{raccmax}(l) = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin}) + 2(1 - \delta)X_{var}.Q_{cmin}}{2\xi(R + X \tan(\varphi)) + 2X_{var} \tan(\varphi)}. \quad (A2.19)$$

A titre illustratif, la Figure A2-14 montre la puissance maximale raccordable pour le départ HTA de l'Annexe 1 lorsqu'un compensateur statique série de réactance X_{var} est installé à 5 km du poste source. Les points entourés en rouge sont les capacités d'accueil qui ne respectent pas les contraintes de courant (hors du domaine de validité de l'Equation A2.19).

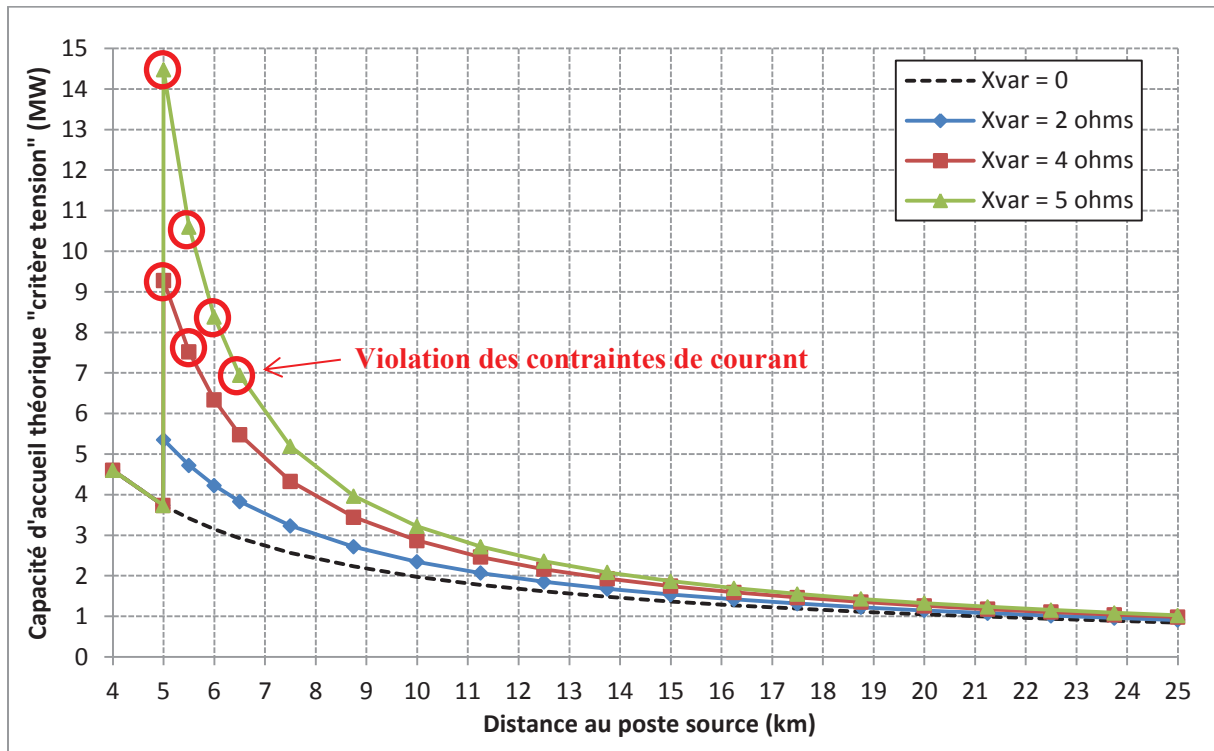


Figure A2-14 Capacité d'accueil théorique le long d'un départ HTA rural pour différentes valeurs de réactance variable X_{var} située à 5 km du poste source.

D'après l'Equation A2.19, installer un compensateur statique série de réactance X_{var} permet d'augmenter la puissance raccordable $P_{raccmax}$ du coefficient théorique maximal suivant :

$$K_{Xvar} = \frac{P_{raccmax} \text{ A2.19}}{P_{raccmax} \text{ A1.10}}$$

$$\Rightarrow K_{Xvar} = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin}) + 2(1 - \delta)X_{var}.Q_{cmin}}{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\xi - \xi^2)(R.P_{cmin} + X.Q_{cmin})} \cdot \frac{\xi(R + X \tan(\varphi))}{\xi(R + X \tan(\varphi)) + X_{var} \tan(\varphi)} \quad (\text{A2.20})$$

Le gain en capacité d'accueil théorique est déduit de l'Equation A2.20 à l'aide de la formule suivante :

$$\Delta P_{racc} = K_{Xvar} - 1. \quad (\text{A2.21})$$

A titre illustratif, la Figure A2-15 illustre la capacité d'accueil théorique supplémentaire à $l = 5$ km et 25 km du poste source et pour différentes sections de ligne lorsqu'un compensateur statique série de réactance X_{var} est installée à 5 km du poste source. Sous les hypothèses considérées, nous constatons que :

- La valeur de la réactance variable X_{var} a une forte influence sur la capacité d'accueil supplémentaire : plus X_{var} est élevé, plus le compensateur statique est efficace à dégager de la capacité d'accueil supplémentaire.
- Le gain en capacité d'accueil dépend fortement de la section des conducteurs et de la localisation sur le départ HTA. Le levier est plus efficace pour augmenter la capacité d'accueil en début des départs ayant une forte section. Par exemple, pour $X_{var} = 1,5 \Omega$, le gain en capacité d'accueil ΔP_{racc} vaut respectivement 30 %, 54 % et 203 % à 5km du poste source, 6 %, 8 % et 17 % à 25 km du poste source, lorsque le départ est en Almélec 54 mm², 75 mm² et 117 mm².

Il est à noter que le gain en capacité d'accueil est en pratique borné par la capacité de transit des ouvrages du réseau.

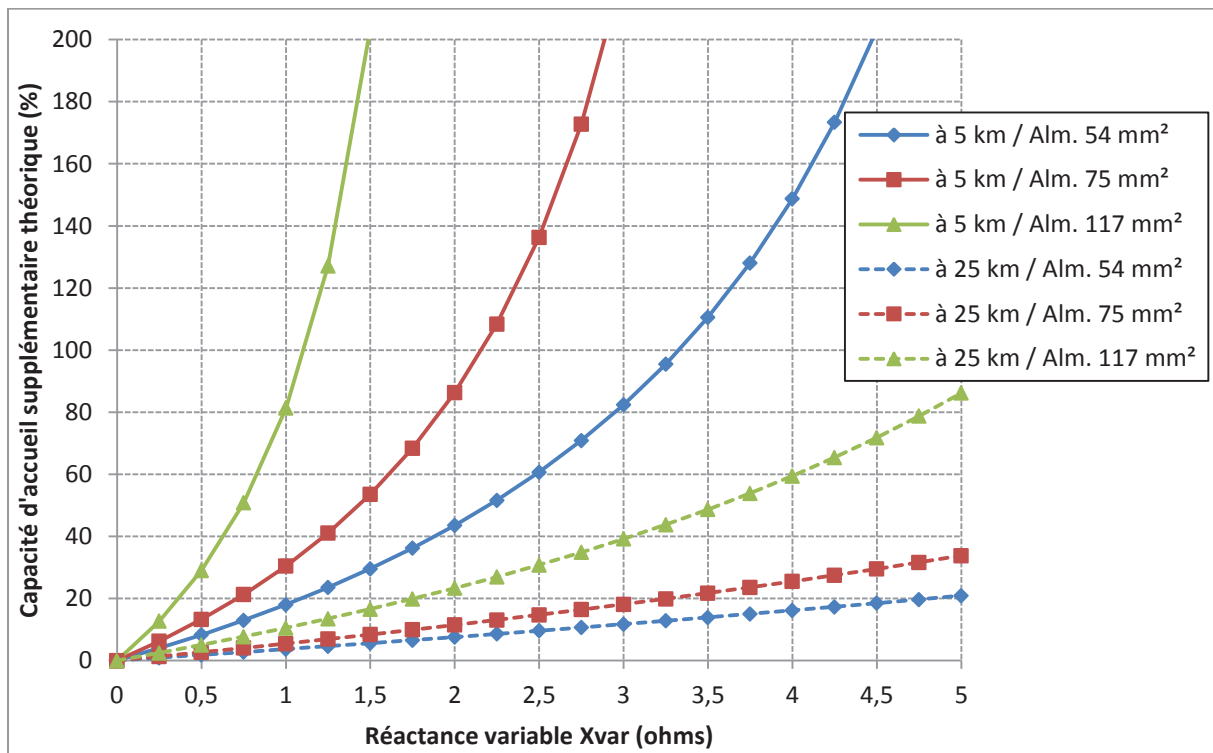


Figure A2-15 Capacité d'accueil théorique supplémentaire en fonction du compensateur statique série de réactance X_{var} situé à 5 km du poste source.

A2.13 Bilan sur les gains en capacité d'accueil des leviers d'intégration d'ENR

A l'aide de raisonnements simples, nous avons pu caractériser le potentiel du renforcement de réseau (Annexe 1) et de six des douze leviers alternatifs (Annexe 2) pour dégager de la capacité d'accueil supplémentaire sur un départ HTA unifilaire à grandeurs uniformément réparties (Annexe 1). Le Tableau A2-1 récapitule les principaux résultats issus des Equations A1.10, A2.2, A2.5, A2.7, A2.14, A2.18 et A2.21. Ce tableau permet d'établir des équivalences entre ces différents leviers en fonction du gain en capacité d'accueil souhaité pour le départ HTA considéré. Il est important de relativiser ces résultats compte tenu des différentes hypothèses qui ont permis de les obtenir. Ces résultats sont propres au départ HTA considéré (Annexe 1) et ne peuvent être généralisés.

Le Tableau A2-1 peut être interprété de deux façons :

- Le tableau doit être lu horizontalement, ligne après ligne, pour connaître le dimensionnement d'un levier donné pour différents gains en capacité d'accueil. Par exemple, pour le réglage avancé de la tension au poste source (ligne 4), l'abaissement de la consigne de tension d'une prise de 300V ($U_0 = 20,1$ kV) permet de dégager jusqu'à $\Delta P_{racc} = 65$ % de capacité d'accueil supplémentaire en tout nœud du départ considéré.
- Le tableau doit être lu verticalement, colonne après colonne, pour comparer les caractéristiques des différents leviers pour un gain en capacité d'accueil donné. Par exemple, la capacité d'accueil du départ considéré peut être augmentée de $\Delta P_{racc} = 50$ % (colonne 5) si un des leviers suivants est mis en œuvre :
 - Renforcement : tous les conducteurs du départ, initialement en Almélec 54 mm², doivent être remplacés par des conducteurs en Almélec 75 mm².
 - Réglage avancé de la puissance réactive des producteurs : le producteur doit être capable d'absorber en puissance réactive jusqu'à 80 % de sa puissance active installée ($\tan(\varphi) = -0,8$).
 - Réglage avancé de la tension au poste source : la consigne de tension du régulateur en charge doit être abaissée d'une prise ($U_0 = 20,1$ kV) en cas de surtension.

- Moyen de compensation en puissance réactive : un compensateur de puissance réactive $Q_{compmax} = 2,7$ Mvar doit être installé à 5 km du poste source.
- Effacement de production : le producteur doit effacer une partie de son énergie en cas de contrainte : environ 2,8 % par an dans un cas plutôt optimiste ($\alpha = 0,25$) et jusqu'à 11,2 % dans le pire des cas ($\alpha = 1$).
- Gestion active de la consommation sur le départ : le dimensionnement de ce levier dépend du nœud du départ dont la capacité d'accueil doit être augmentée. Par exemple, pour obtenir un gain en capacité d'accueil de 50 % à 25 km du poste source, la consommation du départ doit si besoin atteindre $P_{cmin} = 75$ % de la consommation maximale. En revanche, aucune augmentation de la consommation ne permet d'atteindre un gain en capacité d'accueil de 50 % à 5 km du poste source.
- Réactance variable série : le dimensionnement de ce levier dépend du nœud du départ dont la capacité d'accueil doit être augmentée. Par exemple, pour obtenir un gain en capacité d'accueil de 50 % à 5 km (respectivement à 25 km) du poste source, un compensateur statique série de 2,3 Ω (respectivement de 10 Ω) doit être installé à 5 km du poste source.

Annexe 2 Estimation des gains en capacité d'accueil des leviers d'intégration des énergies renouvelables

Gain en capacité d'accueil ΔP_{racc} (%)		12 %	22 %	30 %	50 %	65 %	73 %	80 %	91 %	118 %	130 %
Leviers d'intégration d'ENR											
Renforcement du réseau (section initiale → section finale)	Capacité en tout nœud	54 → 75 mm ² en partie	54 → 75 mm ² en partie	54 → 75 mm ² en partie	54 → 75 mm ² pour toute l'ossature	54 → 117 mm ² en partie	54 → 117 mm ² en partie	54 → 117 mm ² en partie	54 → 117 mm ² en partie	54 → 117 mm ² pour toute l'ossature	54 → 148 mm ² en partie
Réglage de puissance réactive des producteurs ($\tan(\phi)$)	Capacité en tout nœud	-0,50	-0,60	-0,70	-0,80	-0,89	-0,93	-0,96	-1	Impossible	Impossible
Réglage de la tension au poste source (nombre de prises à la baisse ; U_0)	Capacité en tout nœud	1 prise de 300 V 20,1kV	1 prise de 300 V 20,1kV	1 prise de 300 V 20,1kV	1 prise de 300 V 20,1kV	1 prise de 300 V 20,1kV	2 prises de 300 V 19,8 kV	2 prises de 300 V 19,8 kV	2 prises de 300 V 19,8 kV	2 prises de 300 V 19,8 kV	2 prises de 300 V 19,8 kV
Moyen de compensation en puissance réactive à 5 km du poste source ($Q_{compmax}$)	Capacité en tout nœud	0,7 Mvar	1,2 Mvar	1,6 Mvar	2,7 Mvar	3,5 Mvar	3,9 Mvar	4,3 Mvar	4,8 Mvar	6,3 Mvar	6,9 Mvar
Effacement de production (k)	Capacité tout nœud pour $\alpha = 1$	1,2 %	3,3 %	5,4 %	11,2 %	15,6 %	17,9 %	19,8 %	22,7 %	29,3 %	32 %
	Capacité en tout nœud pour $\alpha = 0,25$	0,3 %	0,9 %	1,4 %	2,8 %	3,9 %	4,5 %	5,0 %	5,7 %	7,3 %	8,0 %
Gestion active de la consommation sur le départ (P_{emin} en base P_{max}^*)	Capacité à 5 km du poste source	0,52	0,79	1	Impossible	Impossible	Impossible	Impossible	Impossible	Impossible	Impossible
	Capacité à 25 km du poste source	0,33	0,44	0,53	0,75	0,91	1	Impossible	Impossible	Impossible	Impossible
Réactance variable série à 5 km du poste source (X_{var})	Capacité à 5 km du poste source	0,7 Ω	1,2 Ω	1,6 Ω	2,3 Ω	2,6 Ω	2,8 Ω	3 Ω	3,2 Ω	3,6 Ω	3,8 Ω
	Capacité à 25 km du poste source	3,2 Ω	5,3 Ω	7,2 Ω	10 Ω	11,9 Ω	12,8 Ω	13,6 Ω	14,6 Ω	16,8 Ω	17,7 Ω

Tableau A2-1 Dimensionnement des leviers d'intégration d'ENR en fonction du gain en capacité d'accueil souhaité pour le départ HTA de l'Annexe 1.

Annexe 3 Comparaison des approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

Cette Annexe recense vingt-quatre études portant sur les impacts technico-économiques des leviers novateurs d'intégration d'ENR dans les six tableaux ci-dessous.

Cinq catégories d'information ont été définies pour analyser et comparer les différentes études :

- « objectifs » : décrit les objectifs poursuivis par l'étude ;
- « leviers considérés » : recense les leviers d'intégration d'ENR, traditionnels et novateurs, considérés lors de l'étude ;
- « méthode » : décrit l'approche de planification utilisée pour estimer les impacts techniques et éventuellement économiques des leviers d'intégration d'ENR ;
- « étude de cas » : décrit le réseau étudié, les producteurs raccordés ou à raccorder au réseau, la période temporelle étudiée, les caractéristiques des séries temporelles (si utilisées) et les stratégies de planification étudiées ;
- « limites » : décrit les limites majeures de l'étude, susceptibles de fausser les résultats de l'étude.

Une synthèse des hypothèses de calcul et des limites de ces études est présentée dans le chapitre 1 (partie 1.6.2).

Annexe 3 Comparaison des approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

Réf.	Objectifs	Leviers considérés	Méthode	Etude de cas	Limites
[AHM10]	Maximiser la production injectée pour un état de réseau donné et la contribution de puissance réactive des producteurs HTA.	Réglage de puissance réactive des producteurs HTA	Optimisation linéaire. Calcul du maximum de puissance injectée pour une consommation donnée.	Réseau HTA de 12 nœuds avec 4 producteurs. 3 réglages Q étudiés : - $\tan(\varphi)$ constant - $Q = f(U)$ linéaire - $Q = f(U)$ bande morte	Réseau statique. Réseau BT non considéré. Etude limitée à un état du réseau donné. Pas de bilan économique.
[APP13]	Comparer économiquement différentes stratégies pour résoudre des surtensions causées par la production photovoltaïque en BT.	- Renforcement du réseau BT - Réglage de puissance réactive des producteurs BT - Réglage avancé de tension au poste de distribution - Effacement de production BT	Criblage avec post-traitement économique. Utilisation de séries temporelles.	Réseau BT de 122 nœuds avec raccordement de 18 producteurs en début d'étude. Etude sur 1 an au pas 1 minute. 6 stratégies étudiées : - renforcement seul - renf. + réglage $\cos(\varphi) = P$ bande-morte - renf. + effacement de production - renf. + réglage $Q = f(U)$ bande-morte	Evolution du réseau une seule fois au début de l'étude. Réseau HTA non considéré. Bilan économique limité à 1 an.
[BAT13]	Comparer différentes stratégies de réglage de tension pour augmenter la capacité d'accueil d'un réseau HTA et diminuer le coût de renforcement.	- Renforcement du réseau - Réglage de puissance réactive des producteurs HTA - Réglage avancé de tension au poste source	Calcul statistique de la capacité d'accueil finale et des coûts de renforcement à partir de plusieurs répartitions de producteurs HTA et BT. Résultats pour différents taux d'ENR.	2 réseaux HTA : un réseau rural avec 3 départs et un réseau urbain avec 2 départs. 3 stratégies étudiées : - réglage de tension actuel - réglage de tension coordonné - réglage de tension décentralisé	Evolution du réseau une seule fois, après raccordement des producteurs. Réseau BT non considéré. Bilan économique limité à 1 an, incluant seulement les coûts de renforcement.
[CEL07]	Trouver le renforcement de réseau économique à long-terme pour raccorder successivement de nouveaux utilisateurs HTA.	Renforcement et création de réseau	Programmation dynamique : recherche de la séquence optimale de renforcements en divisant la période d'étude en plusieurs sous-périodes. Dimensionnement des ouvrages sur des cas pessimistes de conso. / prod.	Réseau HTA de 62 nœuds. Création des branches secondaires à l'année 5, puis raccordement d'un consommateur à l'année 10 et d'un producteur à l'année 15. Etude sur 15 ans, divisée en 3 sous-périodes.	Réseau BT non considéré. GRD supposé connaître l'arrivée des nouveaux utilisateurs sur 15 ans. Méthode simplifiée du calcul des pertes ?

Tableau A3-1 Etudes des leviers d'intégration d'ENR identifiées dans la littérature scientifique (partie 1 sur 6).

Annexe 3 Comparaison des approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

Réf.	Objectifs	Leviers considérés	Méthode	Etude de cas	Limites
[CEL13]	Comparer des stratégies de planification pour raccorder un consommateur HTA et des bornes de recharge pour véhicules électriques.	- Renforcement et création de réseau - Stockage d'énergie distribué	Criblage avec post-traitement économique. Caractérisation des risques de contrainte par des séries temporelles. Renforcement si risque de contrainte supérieur à 5 %.	Réseau HTA de 100-120 nœuds avec raccordement d'un consommateur et de 6 bornes de recharge en début d'étude. Accroissement de consommation de 2 %/an. Etude sur 10 ans avec des profils journaliers au pas horaire. 2 stratégies étudiées : - renforcement seul - renf. + stockage d'énergie	Evolution du réseau une seule fois au début de l'étude. Réseau BT non considéré. Bilan économique n'incluant pas les coûts opérationnels et l'investissement du stockage.
[CRO13]	Comparer différentes stratégies pour différer les renforcements en BT.	- Renforcement du réseau - Réglage de puissance réactive des producteurs BT - Réglage avancé de la tension au poste de distribution - Modification des phases BT de rattachement	Criblage avec post-traitement économique. Utilisation de profils statistiques de jour : moyenne et variance de puissance horaire. Caractérisation des risques de contrainte à partir de 200 tirages de 24 puissances sur le jour hiver et 600 tirages de 24 puissances sur le jour été. Renforcement si contrainte pour plus de 10 % des tirages à l'issue d'un cas.	Réseau BT de 14 nœuds. Accroissement de la consommation de 2 %/an. Etude sur 30 ans avec 800 tirages aléatoires de profils journaliers au pas horaire par an. 4 stratégies étudiées : - renforcement seul - renf. + transformateur régulateur à deux prises de référence - renf. + réglage Q des producteurs - renf. + rééquilibrage des phases	Réseau HTA non considéré. Bilan économique incomplet. Méthode simplifiée du calcul des pertes. Rééquilibrage des phases par ajustement manuel.
[CUR06][AUL06]	Déterminer la puissance raccordable maximale économiquement viable sur un réseau insulaire.	Effacement de production HTA	Criblage avec post-traitement économique. Calcul de la capacité d'accueil économiquement viable pour différentes consommations installées. Utilisation de séries temporelles.	Deux câbles HTA entre un continent et une île. Producteurs HTA raccordés sur l'île avec/sans contrat d'effacement. Etude sur 1 an au pas 30 minutes.	Architecture du réseau non considérée : seules les contraintes de transit des câbles HTA considérées. Bilan économique limité à 1 an, incluant seulement les coûts des producteurs.
[GAR15]	Etudier l'effacement de production HTA pour différer la mutation du transformateur au poste source.	- Mutation du transformateur HTB/HTA - Effacement de production HTA	Criblage avec post-traitement économique. Utilisation de séries temporelles. Calcul de l'année de mutation du transfo. à partir de 200 scénarios stochastiques d'arrivée de producteurs HTA et BT.	Transformateur HTB/HTA. Arrivée successive de producteurs HTA et BT. Accroissement de consommation de 1 %/an. Etude sur 10 ans au pas ≤ 30 minutes.	Architecture du réseau non considérée : seules les contraintes de transit au transformateur sont considérées.

Tableau A3-2 Etudes des leviers d'intégration d'ENR identifiées dans la littérature scientifique (partie 2 sur 6).

Annexe 3 Comparaison des approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

Réf.	Objectifs	Leviers considérés	Méthode	Etude de cas	Limites
[DEL13]	Comparer économiquement différents leviers pour raccorder un producteur HTA.	<ul style="list-style-type: none"> - Renforcement du réseau - Réglage de puissance réactive des producteurs HTA - Effacement de production HTA - Stockage d'énergie distribué 	<p>Criblage avec post-traitement économique.</p> <p>Utilisation de séries temporelles.</p>	<p>Réseau HTA de 40-50 nœuds avec raccordement d'un producteur.</p> <p>Etude technique sur 1 ans au pas 10 minutes, économique sur 20 ans avec extrapolation des résultats techniques.</p> <p>6 stratégies étudiées :</p> <ul style="list-style-type: none"> - renforcement - stockage - effacement de type déconnexion - eff. déconnexion + stockage - eff. à $\tan(\phi)$ constant - eff. à Q minimum 	<p>Evolution du réseau une seule fois au début de l'étude.</p> <p>Réseau BT non considéré.</p>
[GET10]	Déterminer la localisation et la taille de systèmes de stockage pour minimiser la capacité de stockage installée et les excursions hautes de tension, et maximiser le revenu total.	Stockage d'énergie distribué	<p>Optimisation multi-objectif à variables mixtes avec un algorithme génétique.</p> <p>Utilisation de séries temporelles.</p>	<p>Réseau HTA de 34 nœuds, accueillant 22 % de production.</p> <p>Etude sur 1 an synthétique reconstitué à partir de 4 jours au pas 30 minutes.</p>	<p>Réseau statique.</p> <p>Réseau BT non considéré.</p> <p>Bilan économique limité à 1 an.</p>
[HAE09]	Déterminer le placement de producteurs pour minimiser le coût total de renforcement et d'effacement.	<ul style="list-style-type: none"> - Renforcement du réseau - Effacement de production HTA 	<p>Optimisation multi-objectif avec un algorithme génétique.</p> <p>Utilisation de séries temporelles.</p> <p>Résultats pour différents taux d'ENR.</p>	<p>Réseau HTA de 355 nœuds.</p> <p>Accroissement de consommation de 3 %/an.</p> <p>Etude sur 20 ans, chaque année étant reconstituée à partir de 8 jours au pas 30 minutes.</p>	<p>Evolution du réseau une seule fois au début de l'étude.</p> <p>Réseau BT non considéré.</p>
[HU12-1]	Comparer différentes stratégies pour minimiser la puissance effacée sous respect des contraintes de courant ou de tension.	<ul style="list-style-type: none"> - Réglage avancé de tension au poste source - Effacement de production HTA 	<p>Gestion des contraintes de courant : optimisation d'un problème linéaire.</p> <p>Gestion des surtensions : criblage avec test de plusieurs consignes de tension au poste source.</p> <p>Utilisation de séries temporelles.</p> <p>Résultats pour différents taux d'ENR.</p>	<p>Réseau HTA de 27 nœuds avec 4 producteurs.</p> <p>Etude sur 1 an au pas 30 minutes.</p>	<p>Réseau statique.</p> <p>Réseau BT non considéré.</p> <p>Pas de bilan économique.</p> <p>Etude limitée à 1 an.</p>

Tableau A3-3 Etudes des leviers d'intégration d'ENR identifiées dans la littérature scientifique (partie 3 sur 6).

Annexe 3 Comparaison des approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

Réf.	Objectifs	Leviers considérés	Méthode	Etude de cas	Limites
[HU12-2]	Minimiser le coût total du renforcement et d'effacement de production pour résoudre des contraintes sur le réseau HTA à long-terme.	- Renforcement du réseau - Effacement de production HTA	Optimisation par décomposition de Bender. 3 cas étudiés : conso. min. et prod. max. en situation normale, conso. max. et prod. nulle en situation normale, conso. max. et prod. nulle en situation dégradée. Calcul du volume d'énergie effacée à partir de la monotone de production.	Réseau HTA de 27 nœuds avec 4 producteurs. Etude économique sur 40 ans. 2 stratégies étudiées : - Renforcement seul - Renf. + effacement de production	Evolution du réseau une seule fois au début de l'étude. Réseau BT non considéré. Etude limitée à 3 états du réseau. Méthode simplifiée du calcul de l'effacement de production.
[JOR98]	Comparer les coûts entre le renforcement et l'effacement de production à long-terme.	- Renforcement du réseau - Effacement de production HTA	Criblage avec post-traitement économique. Utilisation de profils statistiques : moyenne et variance de puissance horaire. Caractérisation de l'énergie effacée à partir de tirages de Monte Carlo à chaque heure où un risque de contrainte existe.	Réseau HTA de 30-40 nœuds avec 8 producteurs. Etude technique sur 1 an au pas horaire, économique sur 40 ans.	Evolution du réseau une seule fois au début de l'étude. Réseau BT non considéré. Renforcement par ajustement manuel.
[KUL11]	Comparer économiquement plusieurs stratégies de réglage de tension dans un réseau HTA.	- Réglage de puissance réactive des producteurs HTA - Effacement de production HTA - Réglage avancé de tension au poste source	Criblage avec post-traitement économique. Utilisation de profils statistiques : moyenne et variance de puissance horaire.	Réseau HTA de 5 départs avec un producteur. Etude sur 1 an au pas horaire. 2 stratégies étudiées : - $\tan(\varphi)$ constant - $Q = f(U)$ avec U constant - réglage de tension - réglage de tension + réglage Q	Réseau statique. Réseau BT non considéré. Bilan économique limité à 1 an.
[LIE02]	Comparer plusieurs stratégies pour résoudre des contraintes sur le réseau HTA.	- Compensateur de puissance réactive - Réglage avancé de tension au poste source - Effacement de production HTA	Optimisation linéaire à variables mixtes. Utilisation de séries temporelles.	Réseau HTA de 265 nœuds avec 5 producteurs dont 2 dispatchables. Etude sur 1 an au pas horaire. 3 stratégies étudiées : - effacement de production seul - eff. de production + compensateur - eff. de production + compensateur + réglage de tension	Réseau statique. Réseau BT non considéré. Bilan économique limité à 1 an, incluant seulement les coûts des producteurs.

Tableau A3-4 Etudes des leviers d'intégration d'ENR identifiées dans la littérature scientifique (partie 4 sur 6).

Annexe 3 Comparaison des approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

Réf.	Objectifs	Leviers considérés	Méthode	Etude de cas	Limites
[OCHI0]	Comparer plusieurs stratégies pour maximiser la puissance raccordable sur un départ HTA pour différents taux maximaux d'effacement.	- Réglage de puissance réactive des producteurs HTA - Réglage avancé de tension au poste source - Effacement de production	Optimisation non linéaire. Transformation des séries temporelles en cas pondérés de consommation et de production.	Réseau HTA de 61 nœuds avec 6 producteurs. Etude sur 1 an au pas horaire, reconstitué à partir de 20 cas de conso./prod. 3 stratégies étudiées : - $\tan(\varphi)$ constant - $\tan(\varphi)$ constant + réglage de tension - $\tan(\varphi)$ constant + réglage de tension + eff. de production	Réseau statique. Réseau BT non considéré. Etude limitée à 1 an. Pas de bilan économique.
[PAGI4]	Comparer économiquement plusieurs réglages de puissance réactive pour raccorder un nouveau producteur HTA.	Réglage de puissance réactive des producteurs HTA	Criblage avec post-traitement économique. Utilisation de séries temporelles. Calculs de load-flow approchés par interpolation constante par morceaux appliquée à un plan moyen basé sur une grille.	Réseau HTA de 250 nœuds avec raccordement d'un producteur. Etat du réseau reconstruit à partir de moins de 1300 calculs exacts de load-flow. Etude technique sur 1 an au pas 10 minutes. 2 stratégies étudiées : - $\tan(\varphi)$ constant - $Q = f(U)$ bande-morte	Evolution du réseau une seule fois au début de l'étude. Réseau BT non considéré. Pas de bilan économique.
[PAGI5]	Comparer plusieurs stratégies d'effacement pour résoudre des problèmes de puissance apparente au poste source.	Effacement de production HTA.	Criblage avec post-traitement. Utilisation de séries temporelles. Calculs de load-flow approchés par interpolation constante par morceaux appliquée à un plan moyen basé sur une grille.	Réseau HTA de plus de 500 nœuds avec un producteur HTA et plusieurs producteurs BT. Etude technique sur 5 ans au pas 10 minutes. 3 stratégies étudiées : - eff. optimal - eff. à puissance déterminée en exploitation - eff. à puissance prédéfinie en planification	Réseau statique. Réseau BT non considéré. Pas de bilan économique.
[SIL08]	Etudier deux leviers sur le réseau de distribution pour résoudre des contraintes de courant sur le réseau HTB.	- Stockage d'énergie - Gestion active de la consommation	2 optimisations linéaires successives : détermination du plan de production sur 1 an, puis ajustement du plan de production en J-1. Utilisation de séries temporelles.	Réseau HTB de 16 nœuds avec 13 producteurs et 16 unités de stockage. Etude sur 1 an au pas horaire.	Réseaux HTA et BT non considérés : seul un réseau HTB est représenté. Consommation supposée entièrement modulable. Bilan économique limité à 1 an, incluant seulement les coûts d'ajustement de prod/conso.

Tableau A3-5 Etudes des leviers d'intégration d'ENR identifiées dans la littérature scientifique (partie 5 sur 6).

Annexe 3 Comparaison des approches de planification incluant des leviers novateurs d'intégration des énergies renouvelables

Réf.	Objectifs	Leviers considérés	Méthode	Etude de cas	Limites
[STE14]	Comparer économiquement plusieurs stratégies de réglage de tension dans un réseau BT.	<ul style="list-style-type: none"> - Réglage de puissance réactive des producteurs BT - Réglage avancé de tension au poste de distribution - Effacement de production BT 	<p>Calcul statistique de la capacité d'accueil à partir de plusieurs réseaux et plusieurs répartitions de producteurs.</p> <p>Calcul du bilan économique à partir de plusieurs scénarios stochastiques d'arrivée de producteurs.</p> <p>Utilisation de séries temporelles.</p>	<p>40 réseaux BT avec une forte arrivée de producteurs photovoltaïques sur 10 ans.</p> <p>Etude sur 10 ans, avec calcul des coûts opérationnels sur 1 an au pas 1 minute extrapolés sur 10 ans.</p> <p>4 stratégies étudiées :</p> <ul style="list-style-type: none"> - $\cos(\varphi)$ constant - $Q = f(U)$ linéaire - $Q = f(U)$ linéaire + eff. de production 	Réseau HTA non considéré.
[SUN13]	Comparer plusieurs stratégies d'effacement de production pour augmenter la capacité d'accueil d'un réseau HTA sur critère tension.	Effacement de production HTA.	<p>Optimisation non linéaire.</p> <p>Utilisation de séries temporelles de consommation.</p>	<p>Réseau HTA de 11 nœuds.</p> <p>Etude sur 1 an au pas 30 minutes.</p> <p>4 stratégies étudiées :</p> <ul style="list-style-type: none"> - effacement du producteur le plus éloigné au producteur le plus proche - eff. du prod. le plus proche au prod. le plus éloigné - eff. au prorata de la production - eff. économique 	<p>Réseau statique.</p> <p>Réseau BT non considéré.</p> <p>Production constante à puissance maximale.</p> <p>Etude limitée à 1 an.</p>
[TANI3]	Etudier deux leviers pour minimiser les variations de tension et de courant pour différents coûts maximaux.	<ul style="list-style-type: none"> - Stockage d'énergie distribué - STATCOM 	<p>Optimisation non linéaire.</p> <p>Utilisation de séries temporelles.</p>	<p>Réseau BT de 71 nœuds avec 19 producteurs.</p> <p>Etude sur 1 an reconstitué à partir de 16 semaines au pas 15 minutes.</p>	<p>Réseau statique.</p> <p>Réseau HTA non considéré.</p> <p>Bilan économique limité à 1 an.</p>
[VOV07]	Comparer plusieurs stratégies pour dégager de la capacité d'accueil supplémentaire pour les producteurs en HTA.	<ul style="list-style-type: none"> - Réglage de puissance réactive des producteurs HTA - Réglage avancé de tension au poste source 	<p>Optimisation non linéaire.</p> <p>Calcul de la capacité d'accueil en 3 nœuds pour une consommation minimale.</p>	<p>Réseau HTA de 12 nœuds avec un producteur.</p> <p>Etude sur 1 an.</p> <p>3 stratégies étudiées :</p> <ul style="list-style-type: none"> - $\tan(\varphi)$ constant - $Q = f(U)$ sigmoïde - $Q = f(U)$ sigmoïde + réglage de tension 	<p>Réseau statique.</p> <p>Réseau BT non considéré.</p> <p>Bilan économique limité à 1 an, incluant uniquement les coûts du GRD.</p>

Tableau A3-6 Etudes des leviers d'intégration d'ENR identifiées dans la littérature scientifique (partie 6 sur 6).

Annexe 4 Diagrammes d'activités du modèle de la stratégie de planification actuelle

Cette Annexe présente les diagrammes d'activités du modèle de la stratégie actuelle de planification. Ces diagrammes décrivent non seulement l'ordre de traitement des leviers d'intégration d'ENR mais aussi les hypothèses de calcul nécessaires à leur dimensionnement. L'Annexe 4 présente d'abord les diagrammes d'activités propres aux règles de planification, puis les diagrammes d'activités de chaque phase d'analyses et d'actions du GRD.

A4.1 Diagrammes d'activités des règles de planification

Le modèle de la stratégie actuelle de planification est composé de six règles de planification décrivant les leviers traditionnels d'insertion ENR utilisés pour résoudre des contraintes de tension et/ou de courant lors des études décisionnelles (partie 2.5.2) :

- R1 : renforcement du réseau HTA ;
- R2 : abaissement de la consigne fixe de tangente phi du nouveau producteur HTA ;
- R3 : abaissement des consignes fixes de tangente phi des producteurs HTA existants ;
- R4 : abaissement de la consigne fixe de tension du transformateur HTB/HTA ;
- R5 : abaissement de la prise de référence des transformateurs HTA/BT ;
- R6 : élévation de la prise de référence des transformateurs HTA/BT.

A4.1.1 Renforcement du réseau HTA (R1)

Le renforcement du réseau HTA est décrit selon la règle de planification R1 (Tableau A4-1).

R1 : S'il existe un risque de contrainte de tension/courant/puissance apparente sur le réseau HTA ou BT, alors renforcer le réseau (i.e., remplacer ou ajouter des liaisons HTA et/ou des transformateurs HTB/HTA et/ou des transformateurs HTA/BT choisis selon des critères technico-économiques).

Tableau A4-1 Règle de planification R1.

Comme le dimensionnement des nouveaux ouvrages dépend de la nature des contraintes à résoudre, la règle R1 est implantée de quatre façons différentes dans l'outil de simulation :

- règle R1 « courant » : remplacement des branches en contrainte de courant ;
- règle R1 « puissance apparente » : remplacement des transformateurs en contrainte de puissance apparente ;
- règle R1 « tension haute » : remplacement des branches en amont d'un nœud sujet à des contraintes de tension haute ;
- règle R1 « tension basse » : remplacement des branches en amont d'un nœud sujet à des contraintes de tension basse.

A4.1.1.1 Résolution des contraintes de courant et de puissance apparente

Les contraintes de courant et de puissance apparente sont simples à résoudre. Il suffit de remplacer l'ouvrage en contrainte par l'ouvrage qui vérifie les deux conditions suivantes :

- avoir une capacité de transit (en courant I_n pour une branche, en puissance apparente S_n pour un transformateur) supérieure à la contrainte détectée (I_{max} ou S_{max}) ;
- avoir un coût C minimal.

Les Figure A4-1 et Figure A4-2 montrent respectivement les diagrammes d'activité associés au remplacement des branches en contrainte de courant et des transformateurs en contrainte de puissance

apparente. Dans la suite de l'Annexe, les contraintes de courant et de puissance apparente sont rassemblées sous l'appellation « contraintes de courant ».

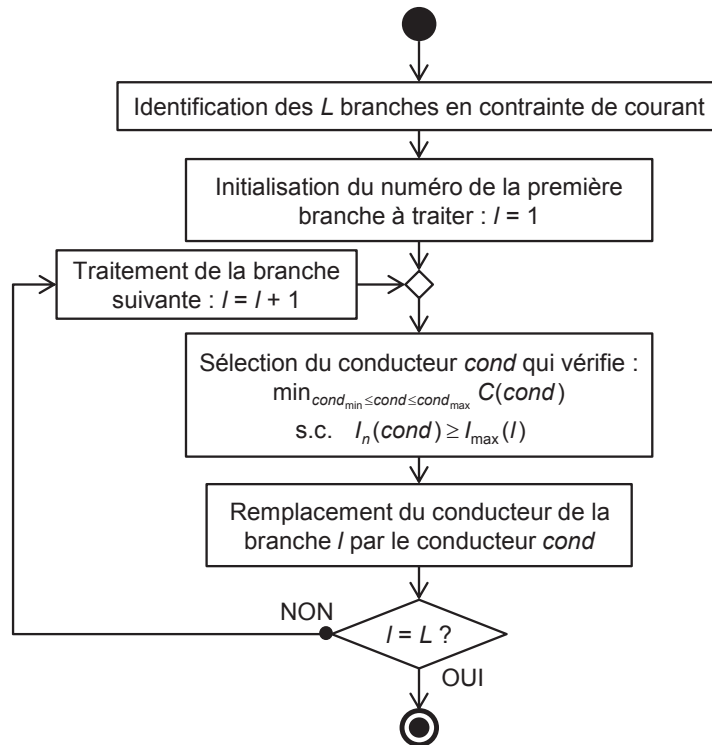


Figure A4-1 Diagramme d'activités du renforcement des branches en contrainte de courant (règle R1 « courant »).

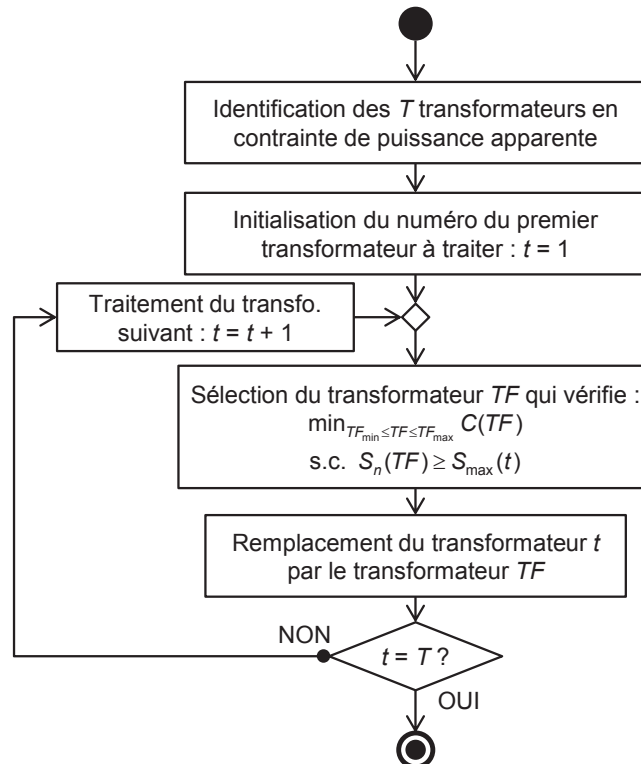


Figure A4-2 Diagramme d'activités du remplacement des transformateurs en contrainte de puissance apparente (règle R1 « puissance apparente »).

A4.1.1.2 Résolution des contraintes de tension

Principes de renforcement

La résolution des contraintes de tension par renforcement consiste à substituer une ou plusieurs branches en amont du nœud le plus contraint en tension. Le renforcement en cas de contrainte de tension est difficile à « automatiser » dans un outil de simulation car le savoir-faire du chargé d'étude joue un rôle important dans la définition des solutions de renforcement à étudier. Les GRD appliquent en général les principes suivants :

- 1) Remplacer les conducteurs des branches par des câbles souterrains plutôt que par des lignes aériennes, pour limiter l'impact des aléas climatiques.
- 2) Remplacer des branches de l'ossature principale plutôt que des branches d'une ramification secondaire, pour améliorer le plan de tension sur une plus grande partie du réseau.
- 3) Remplacer des branches contiguës plutôt que des branches séparées, pour faciliter les chantiers.
- 4) Remplacer peu de branches mais avec un conducteur de forte section plutôt que remplacer de nombreuses branches avec un conducteur de faible section, pour limiter le coût des travaux et anticiper les évolutions de la consommation.

Plusieurs hypothèses de calcul ont été prises pour implanter, quand cela était possible, ces principes de renforcement dans l'outil de simulation :

- Pour tenir compte du principe 1, le réseau est systématiquement renforcé à l'aide de câbles souterrains.
- Pour satisfaire le principe 2, un coefficient de surcoût¹ peut être appliqué au coût de renforcement des branches secondaires.
- Le principe 3 n'est pas appliqué en raison de sa difficulté de mise en œuvre.
- Le principe 4 conditionne le dimensionnement des solutions de renforcement. Dans ces travaux, le GRD est supposé utiliser un unique type de conducteur pour résoudre une contrainte de tension.

Outre les principes ci-dessus, il faut considérer en pratique une plus grande longueur de câble souterrain que de ligne aérienne pour renforcer une branche donnée. Un coefficient de surlongueur de 1,2 est donc appliqué dans l'outil de simulation lorsqu'une ligne aérienne est remplacée par un câble souterrain.

Méthode de renforcement

La méthode de renforcement retenue consiste à déterminer la combinaison économique de branches à renforcer en utilisant un conducteur unique de numéro *cond* compris entre $cond_{min}$ et $cond_{max}$, puis à mettre en œuvre la combinaison de branches $cond_{opt}$ qui à la fois est techniquement faisable et obtient le Coût Net Actualisé minimal. Les diagrammes d'activités de la résolution des contraintes de tension haute et de tension basse par renforcement sont respectivement présentés par les Figure A4-3 et Figure A4-4.

Cette méthode de renforcement permet de trouver, en un temps correct, une solution de renforcement offrant un bon compromis entre coût et efficacité grâce à une approche heuristique basée sur une priorisation des branches. Comme montré par les Figure A4-3 et Figure A4-4, sept étapes sont nécessaires pour trouver une bonne solution capable de résoudre les contraintes de tension haute (respectivement de tension basse) pour un conducteur de renforcement donné *cond* ($cond_{min} \leq cond \leq cond_{max}$) :

- 1) Calculer le gain de tension cible ΔU_{ref} à atteindre par le renforcement. Cela consiste à d'abord identifier le nœud *i* le plus contraint en tension haute (respectivement en tension basse) sur le

¹ Le coefficient de surcoût est fixé ici à 1 ; l'utilisateur est libre de l'ajuster à partir de données de terrain.

départ HTA considéré, puis calculer l'écart absolu entre la tension au nœud le plus contraint $U(i)$ et la tension maximale admissible U_{max} (respectivement minimale admissible U_{min}).

- 2) Identifier les L branches « renforçables » pour résoudre les contraintes. Il s'agit des branches qui sont en amont du nœud le plus contraint en tension haute (respectivement basse) et qui ont un conducteur plus impédant que le conducteur de renforcement $cond$.
- 3) Calculer le gain de tension ΔU et le coût de renforcement C des L branches renforçables. Ces deux indicateurs sont estimés à partir de deux calculs de load-flow à production maximale et consommation minimale (respectivement production nulle et consommation maximale) : un premier load-flow sur le départ HTA initial et un deuxième load-flow sur le départ HTA après remplacement du conducteur des L branches renforçables par le conducteur $cond$.
- 4) Classer les branches renforçables par $C/\Delta U$ croissant et sélectionner les M premières branches du classement dont la somme des gains de tension ΔU est supérieure égale au gain de tension cible ΔU_{refs} avec M le plus petit possible. Si une telle combinaison de M branches existe, alors cette combinaison de branches permet de résoudre la contrainte plus efficacement que la majorité des combinaisons de branches possibles. A contrario, si le renforcement des L branches ne suffit pas à atteindre le gain de tension cible, aucune solution de renforcement n'est techniquement faisable pour le conducteur $cond$; les étapes 5 et 6 de la méthode ne sont pas exécutées.
- 5) Si une solution de renforcement est trouvée à l'étape 4, classer les M branches par ΔU décroissant et sélectionner les N premières branches du classement dont la somme des gains de tension ΔU est supérieure égale au gain de tension cible ΔU_{refs} avec N le plus petit possible. La combinaison de branches obtenue permet de résoudre la contrainte avec potentiellement moins de branches à renforcer que la combinaison de l'étape 4.
- 6) Calculer le Coût Net Actualisé de la solution de renforcement trouvée à l'étape 5. Le CNA sera utilisé pour comparer économiquement les différentes solutions de renforcement obtenues avec des conducteurs de renforcement $cond$ compris entre $cond_{min}$ et $cond_{max}$.

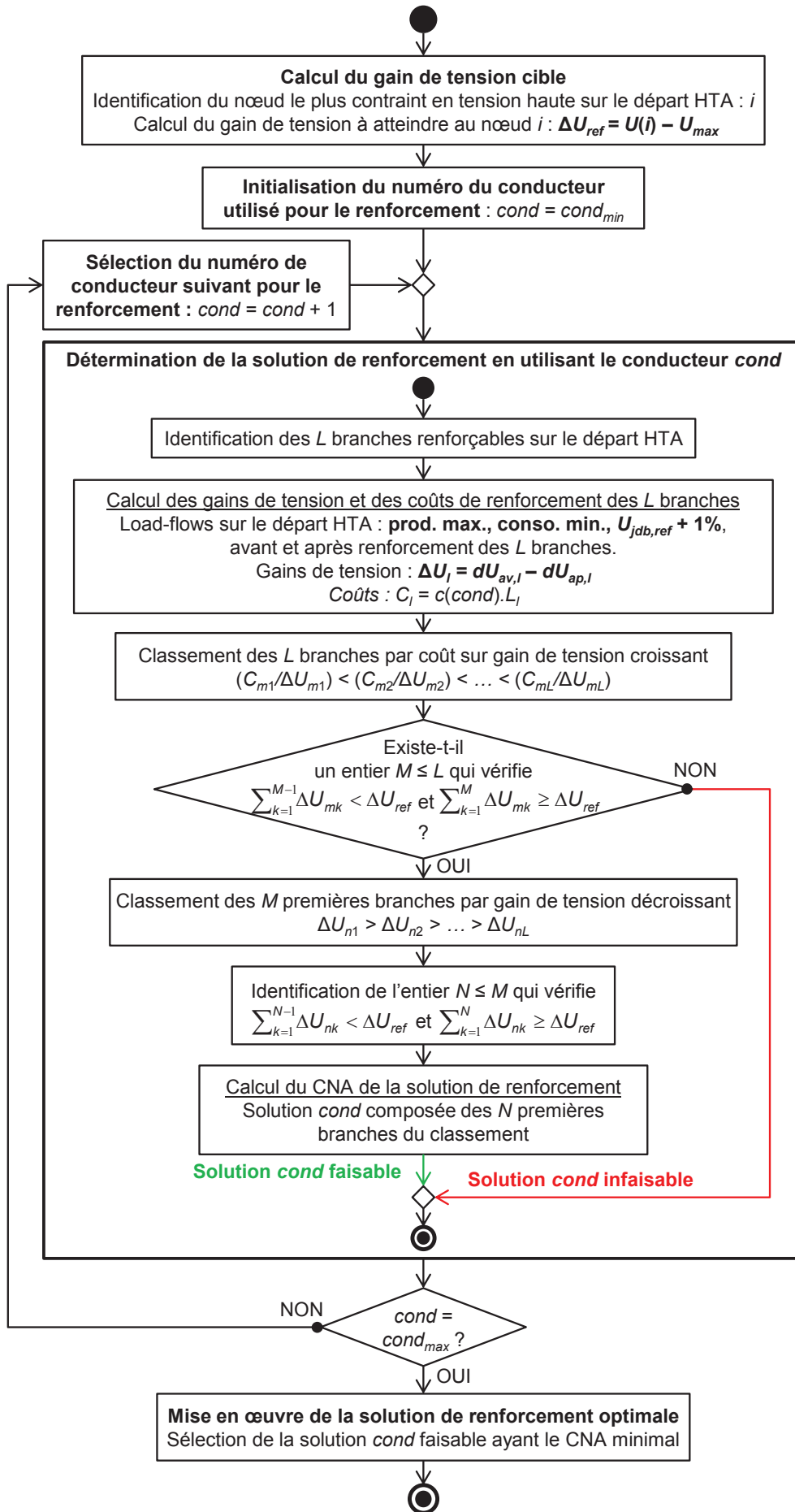


Figure A4-3 Diagramme d'activités du renforcement de réseau pour résoudre des contraintes de tension haute (règle R1 « tension haute »).

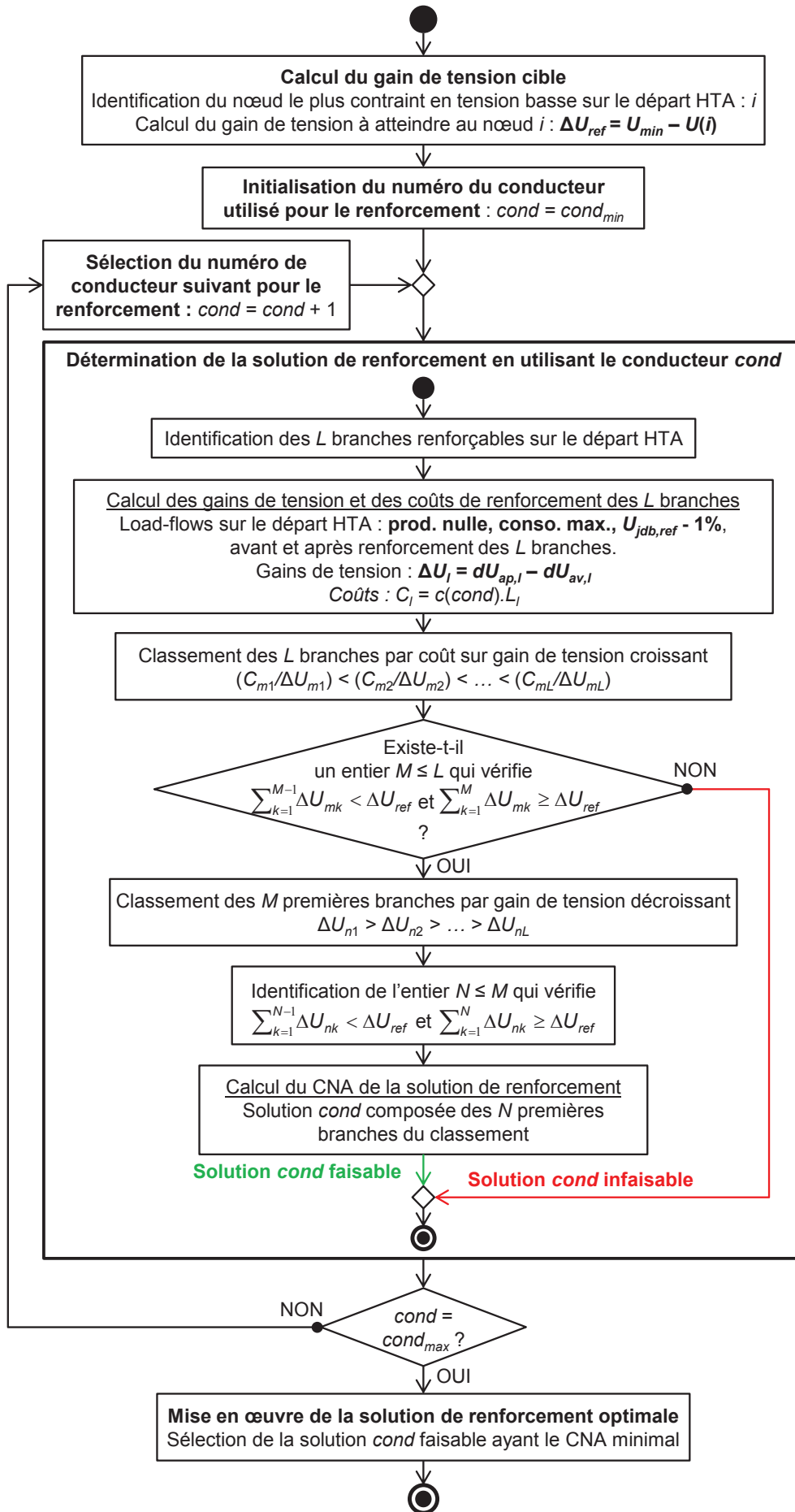


Figure A4-4 Diagramme d'activités du renforcement de réseau pour résoudre des contraintes de tension basse (règle R1 « tension basse »).

A4.1.2 Abaissement de la tangente phi du nouveau producteur HTA (R2)

L'abaissement de la consigne fixe de tangente phi du nouveau producteur HTA est décrit selon la règle de planification R2 (Tableau A4-2).

R2 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors abaisser la consigne fixe de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ du nouveau producteur HTA tant qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur le départ HTA et que $\tan(\varphi)_{ref}$ est supérieure égale à $\tan(\varphi)_{min}$.

Tableau A4-2 Règle de planification R2.

La Figure A4-5 montre le diagramme d'activités associé à l'application de la règle R2. La consigne de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ du nouveau producteur est abaissée graduellement ($\Delta \tan_{\varphi} = 0,01$ par défaut) tant que la contrainte de tension haute persiste, qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur le départ HTA et que $\tan(\varphi)_{ref}$ est supérieure égale à $\tan(\varphi)_{min}$. Plusieurs calculs de load-flow sont lancés sur le départ HTA afin de détecter les contraintes :

- des calculs en considérant une production maximale et une consommation minimale pour détecter les contraintes de tension haute et de courant ;
- des calculs en considérant une production nulle et une consommation maximale pour détecter les contraintes de tension basse et de courant.

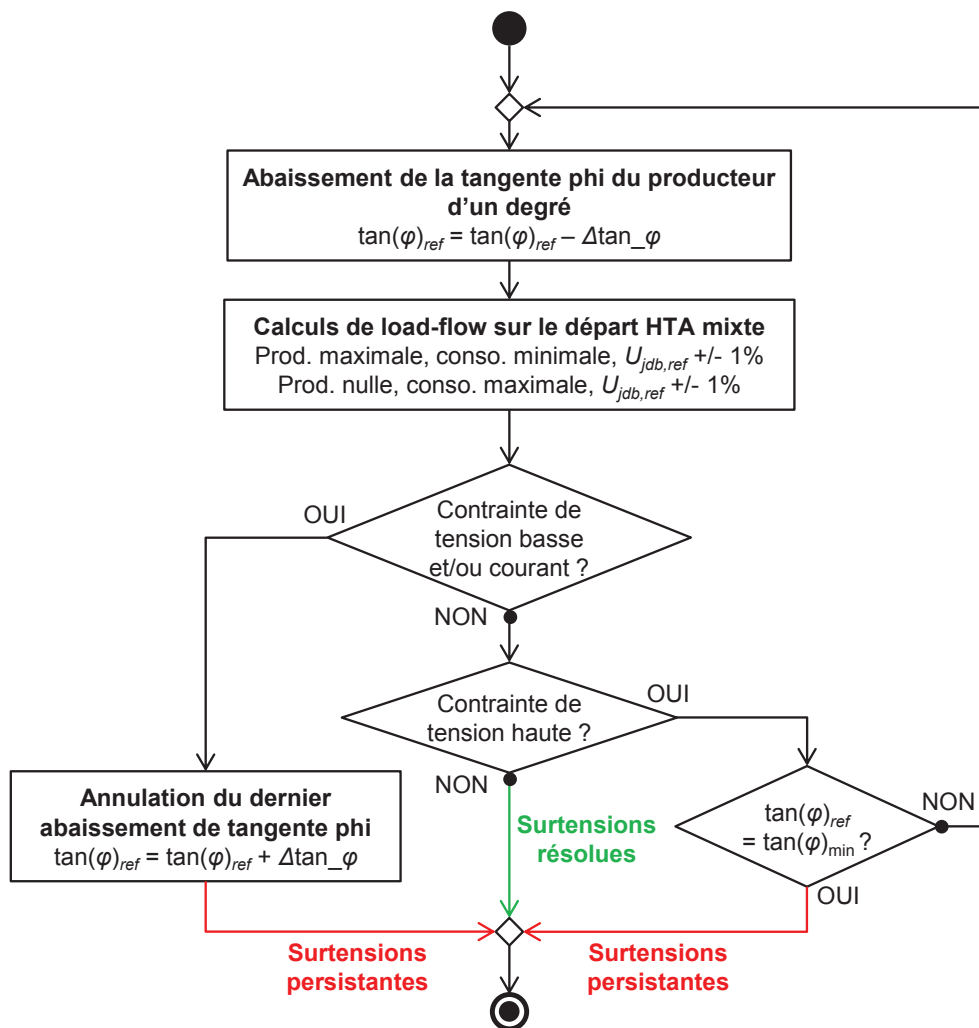


Figure A4-5 Diagramme d'activités de l'abaissement de la consigne fixe de tangente phi du nouveau producteur HTA (règle R2).

A4.1.3 Abaissement de la tangente phi des producteurs HTA existants (R3)

L'abaissement de la consigne fixe de tangente phi des producteurs HTA existants est décrit selon la règle de planification R3 (Tableau A4-3).

R3 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ mixte HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors abaisser la consigne fixe de tangente phi $\tan(\varphi)_{ref}$ des producteurs HTA existants sur le même départ tant qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur le départ HTA et que $\tan(\varphi)_{ref}$ est supérieure égale à $\tan(\varphi)_{min,GRD}$.

Tableau A4-3 Règle de planification R3.

La Figure A4-6 montre le diagramme d'activités associé à l'application de la règle R3. Ce diagramme est similaire à celui de la règle R2 (Figure A4-5) à l'exception de deux activités :

- La présence de producteurs HTA sur le départ du nouveau producteur est vérifiée au préalable. La règle R3 ne peut être appliquée que si des producteurs HTA sont effectivement raccordés.
- Une consigne de tangente phi identique est donnée à tous les producteurs HTA existants du départ. Cette consigne est d'abord initialisée à la valeur minimale des consignes initiales des producteurs, puis est abaissée graduellement ($\Delta \tan_{\varphi} = 0,01$ par défaut) sous le respect des limites décrites par la règle R3.

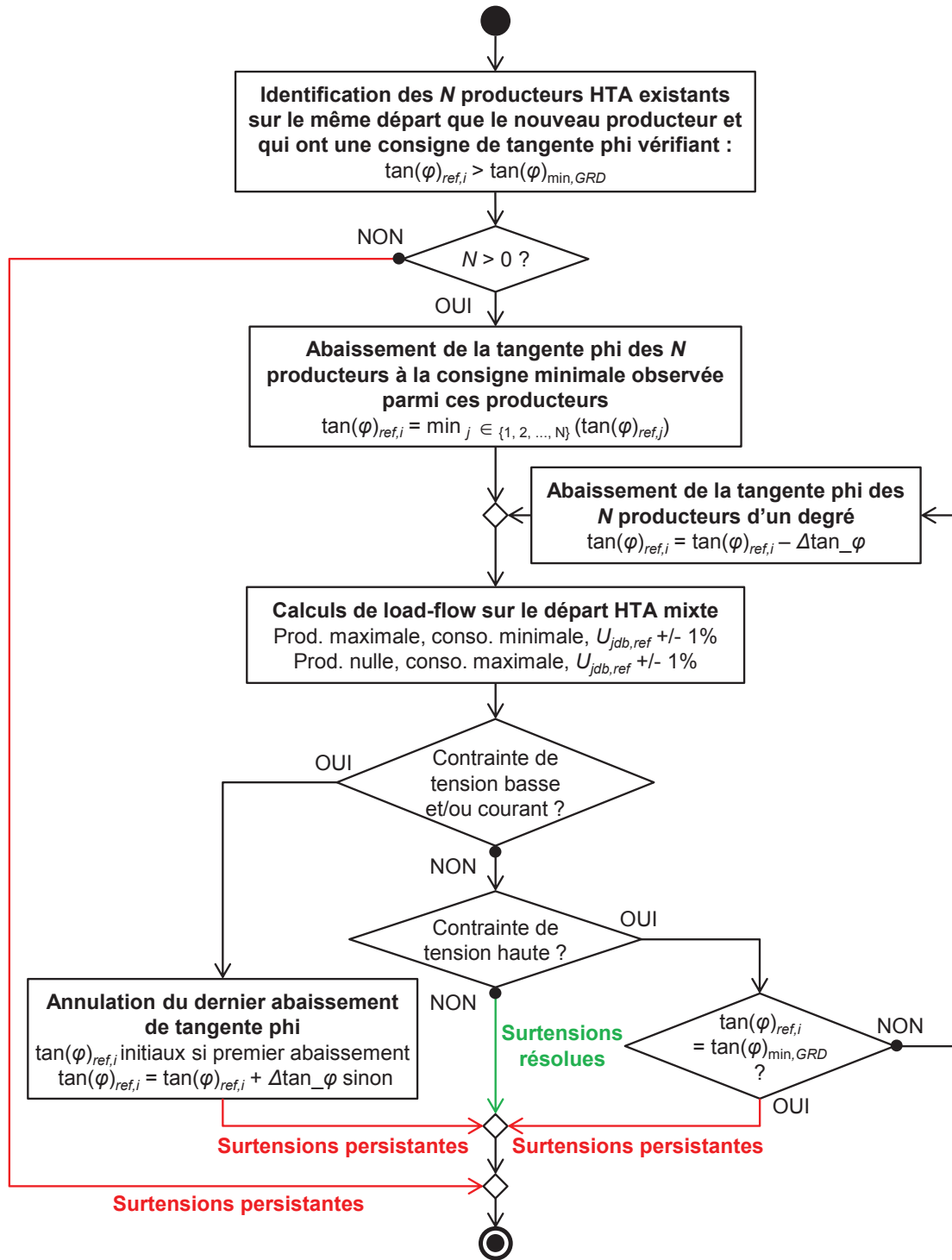


Figure A4-6 Diagramme d'activités de l'abaissement des consignes fixes de tangente phi des producteurs HTA existants (règle R3).

A4.1.4 Abaissement de la consigne de tension du transformateur HTB/HTA

L'abaissement de la consigne fixe de tension du transformateur régleur HTB/HTA est décrit selon la règle de planification R4 (Tableau A4-4).

R4 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur un départ (mixte ou direct) HTA suite à l'arrivée d'un nouveau producteur HTA, alors abaisser la consigne fixe de tension du transformateur HTB/HTA amont $U_{jdb,ref}$ tant qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur la demi-rame HTA et que $U_{jdb,ref}$ est supérieure égale à $U_{jdb,min}$.

Tableau A4-4 Règle de planification R4.

La Figure A4-7 montre le diagramme d'activités associé à l'application de la règle R4. La consigne de tension $U_{jdb,ref}$ du transformateur HTB/HTA est abaissée graduellement ($\Delta U_{jdb} = 100$ V par défaut) tant que la contrainte de tension haute persiste, qu'aucune nouvelle contrainte n'apparaît sur la demi-rame HTA et que $U_{jdb,ref}$ est supérieure égale à $U_{jdb,min}$. Plusieurs calculs de load-flow sont lancés sur la demi-rame HTA afin de détecter les contraintes :

- des calculs à production maximale et consommation minimale pour détecter les contraintes de tension haute et de courant ;
- des calculs à production nulle et consommation maximale pour détecter les contraintes de tension basse et de courant.

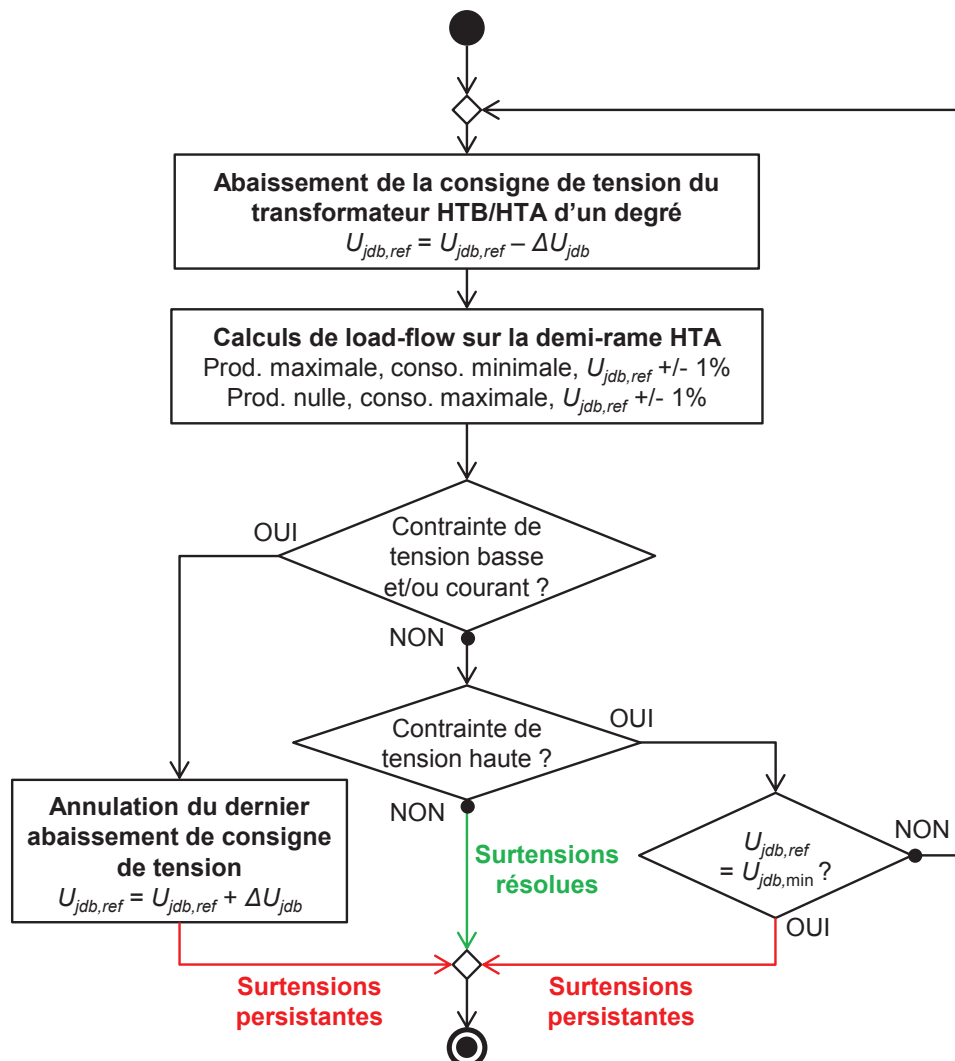


Figure A4-7 Diagramme d'activités de l'abaissement de la consigne fixe de tension du transformateur régulateur HTB/HTA (règle R4).

A4.1.5 Abaissement de la prise de référence des transformateurs HTA/BT

L'abaissement de la prise de référence du transformateur HTA/BT est décrit selon la règle de planification R5 (Tableau A4-5).

R5 : S'il existe un risque de contrainte de tension haute sur le réseau BT suite à l'arrivée de producteurs BT, alors abaisser la prise fixe du transformateur HTA/BT amont.

Tableau A4-5 Règle de planification R5.

La Figure A4-8 montre le diagramme d'activités associé à l'application de la règle R5. Les contraintes de tension haute en BT sont détectées par des calculs de load-flow sur les réseaux BT en considérant une production maximale et une consommation minimale. Notons que le diagramme ne vérifie pas que l'abaissement de prise ne crée pas de nouvelles contraintes de courant et de tension basse. L'absence de vérification de nouvelles contraintes est motivée par deux faits :

- premièrement, les modèles de réseau BT sont des modèles analytiques du plan de tension et ne permettent donc pas de considérer les contraintes de courant sur les départs ;
- deuxièmement, les contraintes de tension basse sont en pratique tolérées, pourvu que le nombre de Clients Mal Alimentés (CMA) reste modéré à l'échelle du poste source. Les CMA excédentaires sont traités par la règle R6.

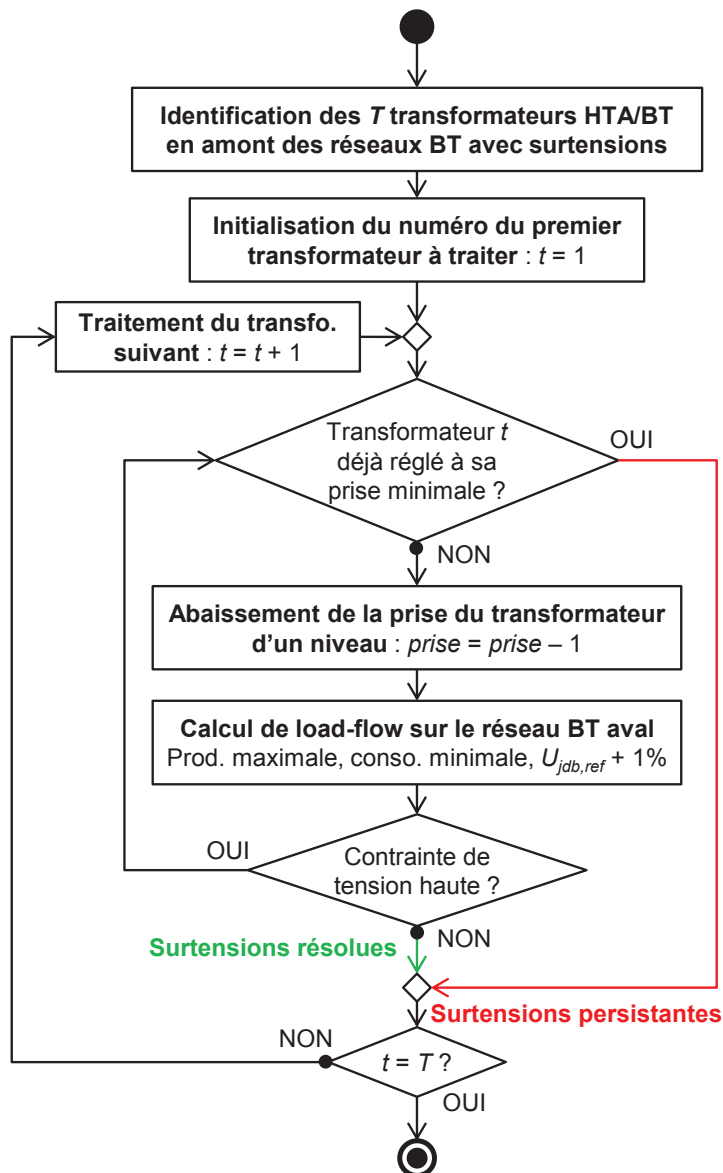


Figure A4-8 Diagramme d'activités de l'abaissement de la prise de référence des transformateurs HTA/BT (règle R5).

A4.1.6 Elévation de la prise de référence des transformateurs HTA/BT

L'élévation de la prise de référence du transformateur HTA/BT est décrite selon la règle de planification R6 (Tableau A4-6).

R6 : Si le nombre total de CMA dépasse CMA_{max} , alors augmenter les prises fixes de certains transformateurs HTA/BT choisis selon des critères technico-économiques tant qu'aucune contrainte de tension haute n'apparaît sur le réseau BT.

Tableau A4-6 Règle de planification R6.

La Figure A4-9 montre le diagramme d'activités associé à l'application de la règle R6. Le bloc de la Figure A4-9, dénommé « détermination de la prise maximale admissible des transformateurs qui ne cause pas de surtensions BT », est détaillé sur la Figure A4-10. Comme montré sur la Figure A4-9, les CMA sont traités en changeant la prise de référence du moins de transformateurs possible afin de limiter les coûts de main d'œuvre associés au changement de prise. Cinq étapes sont nécessaires au traitement économique des CMA :

- 1) Identifier les T transformateurs HTA/BT qui alimentent des CMA.
- 2) Déterminer la prise maximale admissible des T transformateurs. Il s'agit de la prise maximale qui ne cause aucune surtension sur le réseau BT. La présence de surtension est détectée à l'aide d'un calcul de load-flow sur le réseau BT lorsque la production est maximale et la consommation minimale (Figure A4-10).
- 3) Calculer le gain de CMA cible ΔCMA_{ref} à atteindre par l'élévation de prises de transformation. Il s'agit de la différence entre la somme des CMA en aval des T transformateurs et le nombre maximal de CMA toléré à l'échelle du poste source CMA_{max} .
- 4) Calculer le gain potentiel de CMA des T transformateurs, ΔCMA . Cet indicateur est estimé à partir de deux calculs de CMA à production nulle et consommation maximale : un premier calcul sur les réseaux BT initiaux et un deuxième calcul sur les réseaux BT après avoir réglé les T transformateurs à leur prise maximale admissible.
- 5) Classer les T transformateur par ΔCMA décroissant et sélectionner les M premiers transformateurs du classement dont la somme des gains de CMA ΔCMA est supérieure égale au gain de CMA cible ΔCMA_{ref} , avec M le plus petit possible.
 - a. Si un tel ensemble de M transformateurs existe, alors régler ces M transformateurs à leur prise maximale admissible. A l'issue de ce réglage, le nombre total de CMA est bien inférieur au nombre maximal de CMA toléré CMA_{max} .
 - b. Si l'élévation de prise des T transformateurs ne suffit pas à atteindre le gain de CMA cible, alors régler les T transformateurs à leur prise maximale admissible malgré tout. A l'issue de ce réglage, le nombre total de CMA reste supérieur au nombre maximal de CMA toléré CMA_{max} .

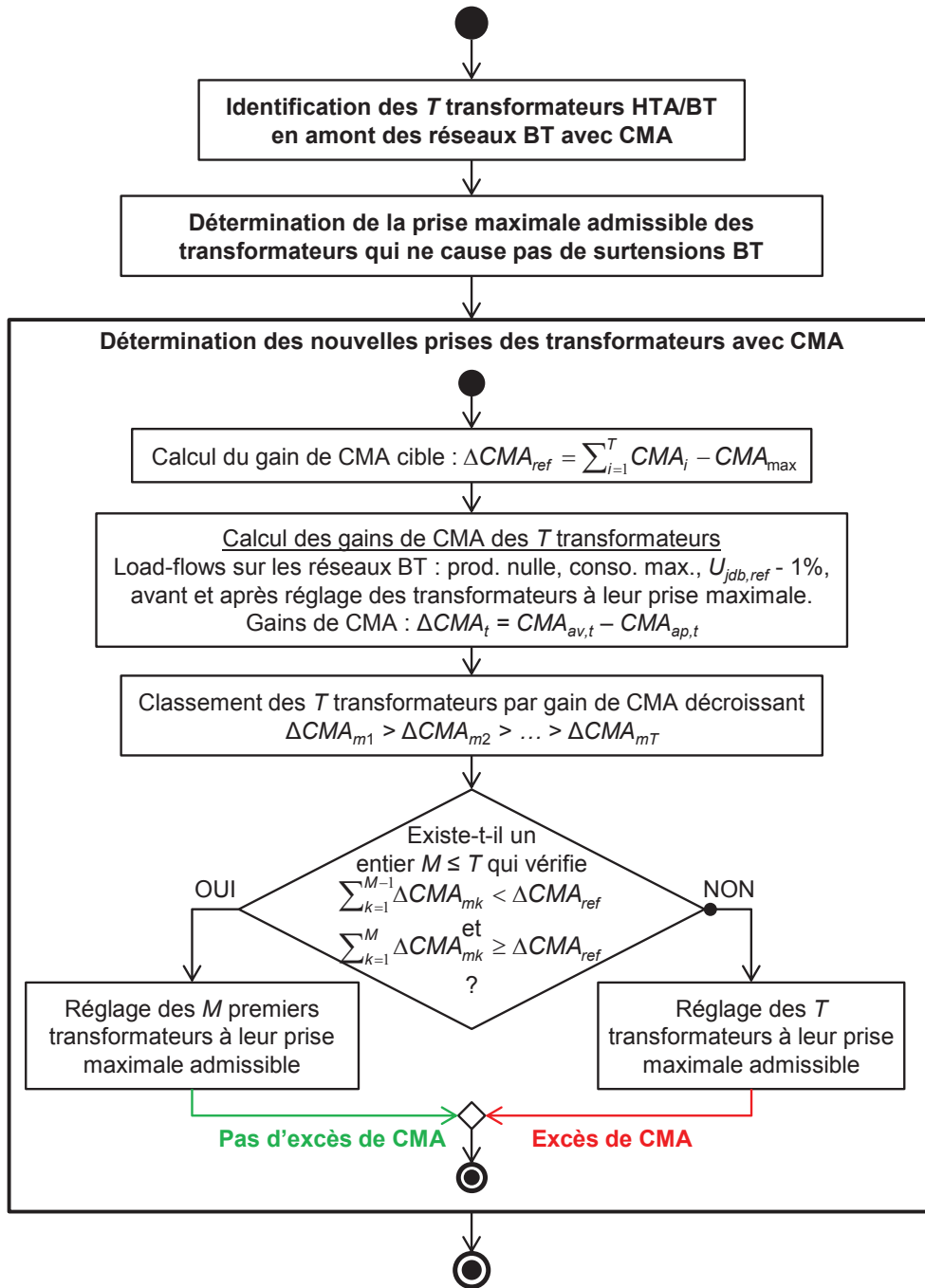


Figure A4-9 Diagramme d'activités de l'élévation de la prise de référence des transformateurs HTA/BT (règle R6).

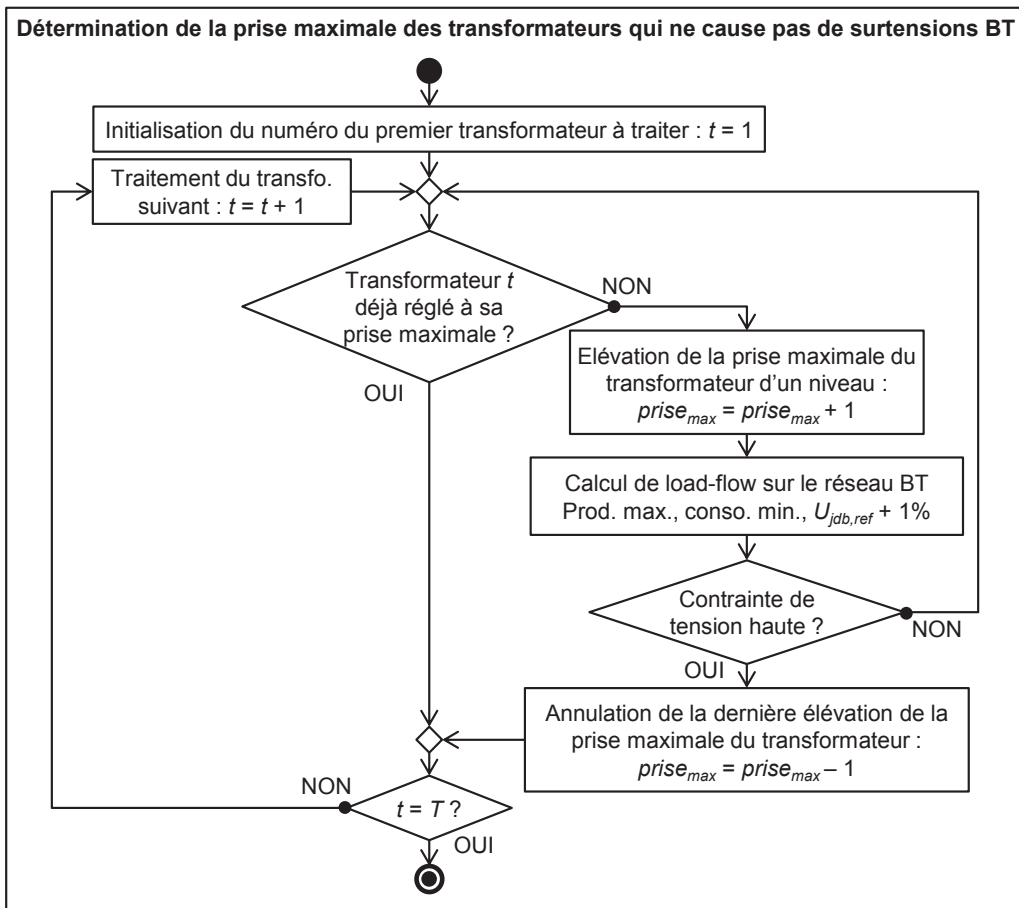


Figure A4-10 Diagramme d'activités de la détermination de la prise maximale admissible des transformateurs HTA/BT.

A4.2 Diagrammes d'activités des phases d'analyses et d'actions du GRD

Les six règles de planification présentées dans la partie A4.1 interviennent dans au moins une des cinq phases d'analyses et d'actions du GRD suivantes (partie 2.5.1) :

- phase 1 : anticipation de l'accroissement de la consommation ;
- phase 2 : traitement des impacts des producteurs BT à raccorder en départ mixte ;
- phase 3 : traitement des impacts des producteurs BT à raccorder en départ direct ;
- phase 4 : raccordement des producteurs HTA :
 - o phase 4.a : étude de raccordement de chaque producteur au départ mixte HTA le plus proche,
 - o phase 4.b : étude de raccordement de chaque producteur en départ direct HTA ;
- phase 5 : traitement des Clients Mal Alimentés (CMA) sur le réseau BT.

A titre de rappel, le Tableau A4-7 présente une synthèse du modèle de la stratégie de planification actuelle des GRD français par phase et par type de contrainte, en ne considérant que les règles de planification associées aux leviers. Dans notre modèle, le GRD est supposé :

- pour chaque année, suivre les phases dans l'ordre croissant, i.e., de la phase 1 à la phase 5 ;
- pour chaque phase, traiter d'abord les contraintes sur le réseau HTA puis les contraintes sur le réseau BT ;
- pour chaque domaine de tension (HTA ou BT), traiter d'abord les contraintes de puissance apparente dans les transformateurs et les contraintes de courant dans les liaisons électriques, puis les contraintes de tension basse aux nœuds, et en dernier les contraintes de tension haute aux nœuds.

Les diagrammes d'activités complets associés à chacune des phases sont présentés ci-après.

Phase	Contraintes sur le réseau HTA			Contraintes sur le réseau BT		
	Courant/puissance apparente	Tension basse	Tension haute	Puissance apparente	Tension basse	Tension haute
1	R1	R1				
2 et 3	R1		R4→R1	R1		R5
4	a		R2→R3→R4→R1			
	b		R4→R1			
5					R6	

Tableau A4-7 Synthèse du modèle de la stratégie de planification actuelle en France.

A4.2.1 Phase 1 : anticipation de l'accroissement de la consommation

La Figure A4-11 montre le diagramme d'activités associé à la phase 1. La présence de contrainte est détectée à l'aide de plusieurs calculs de load-flow sur le réseau HTA :

- des calculs à production nulle et consommation maximale pour détecter les contraintes de tension basse et de courant ;
- des calculs à production maximale et consommation minimale pour détecter les contraintes de courant.

Par simplification, les contraintes de courant englobent à la fois les contraintes de courant des branches et les contraintes de puissance apparente des transformateurs. En cas de contrainte, le GRD renforce le réseau en appliquant les diagrammes d'activités des Figure A4-1, Figure A4-2 et Figure A4-4.

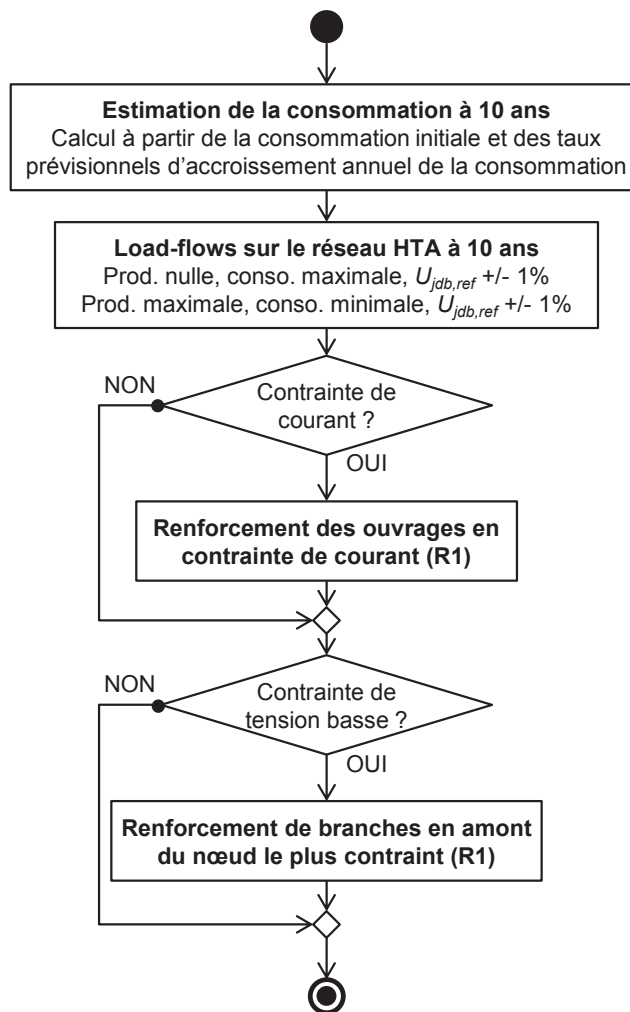


Figure A4-11 Diagramme d'activités de l'anticipation de l'accroissement de la consommation (phase 1).

A4.2.2 Phase 2 : traitement des impacts des producteurs BT en départ mixte

La Figure A4-12 montre le diagramme d'activités associé à la phase 2. La présence de contrainte est détectée à l'aide d'un calcul de load-flow sur le réseau HTA à production maximale et consommation minimale. Pour limiter le temps de calcul dédié à la phase 2 dans notre modèle, les études décisionnelles du GRD sont regroupées en une seule étude qui est menée après le raccordement de tous les producteurs BT en départ mixte.

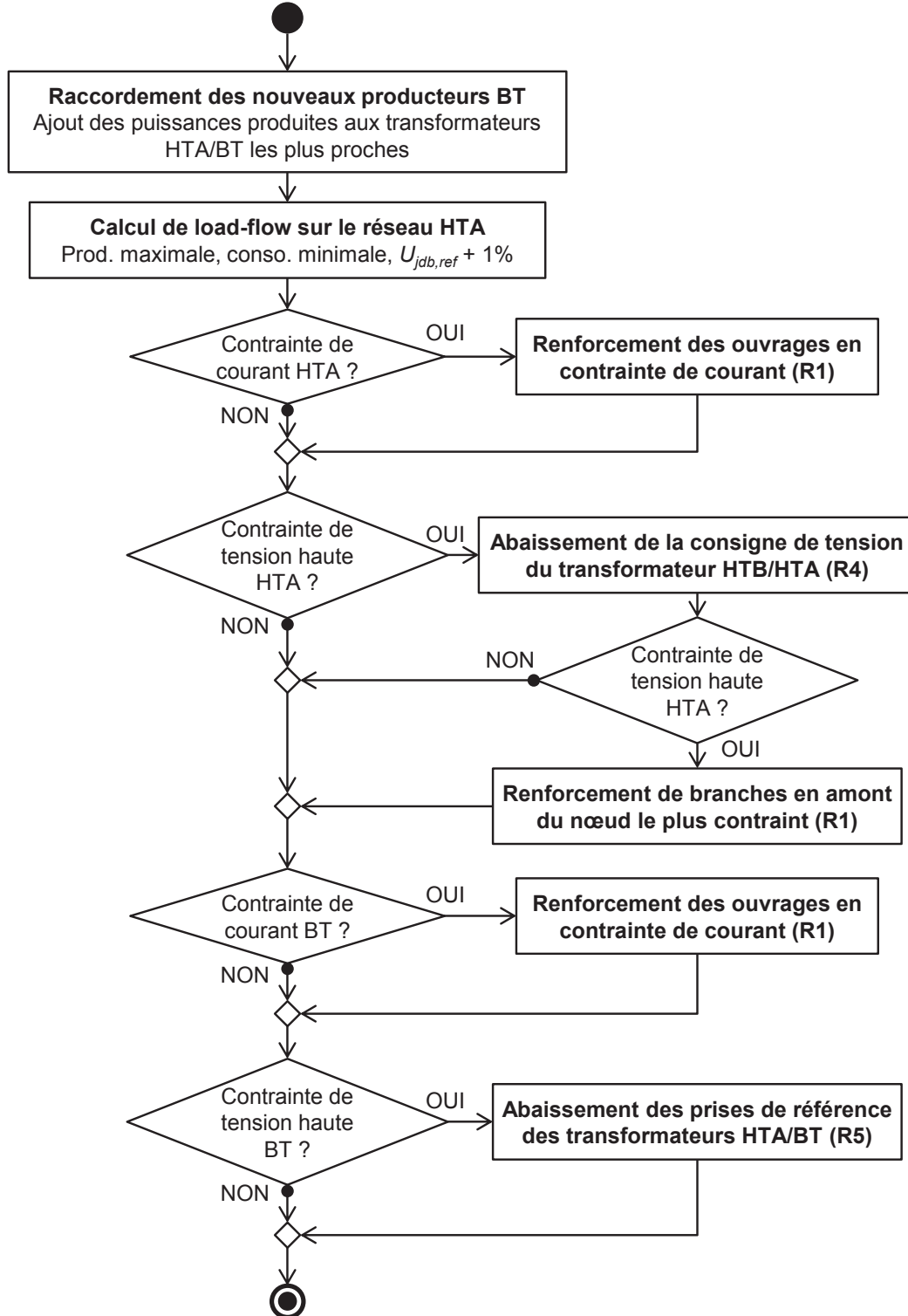


Figure A4-12 Diagramme d'activités du traitement des impacts des producteurs BT (phases 2 et 3).

A4.2.3 Phase 3 : traitement des impacts des producteurs BT en départ direct

La phase 3 a un diagramme d'activités similaire à celui de la phase 2 (Figure A4-12). La seule différence porte sur la configuration de raccordement des producteurs BT. Dans la phase 2, les producteurs sont raccordés en départ mixte ; leur puissance impacte donc le plan de tension des départs BT et le transit de puissance apparente au transformateur HTA/BT. Dans la phase 3, les producteurs sont raccordés en départ direct ; leur puissance impacte donc uniquement le transit de puissance apparente au transformateur HTA/BT.

A4.2.4 Phase 4 : raccordement des producteurs HTA

La Figure A4-13 montre le diagramme d'activités associé à la phase 4. Dans notre modèle, le GRD étudie deux configurations de raccordement pour chaque producteur HTA : le raccordement en départ mixte par le nœud HTA le plus proche (phase 4.a) et le raccordement en départ direct par le poste source le plus proche (phase 4.b). Pour chaque producteur HTA, le GRD met en œuvre la configuration de raccordement qui est à la fois techniquement faisable et la plus économique.

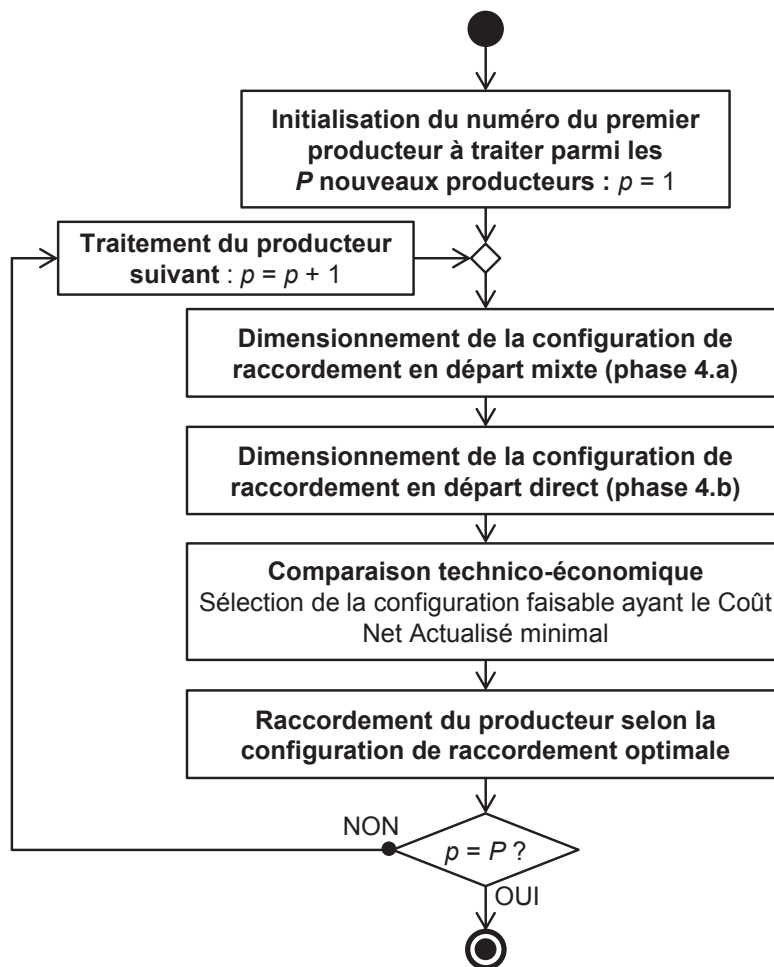


Figure A4-13 Diagramme d'activités du raccordement des producteurs HTA (phase 4).

A4.2.4.1 Phase 4.a : étude de raccordement d'un producteur HTA en départ mixte

La Figure A4-14 montre le diagramme d'activités associé à la phase 4.a. L'antenne de raccordement du producteur HTA est constituée d'un conducteur dit « économique », choisi à l'aide d'un abaque. La longueur de l'antenne de raccordement correspond à la distance euclidienne entre le nœud HTA le plus proche et le producteur HTA. La présence de contrainte est détectée à l'aide d'un calcul de load-flow sur le départ HTA mixte à production maximale et consommation minimale.

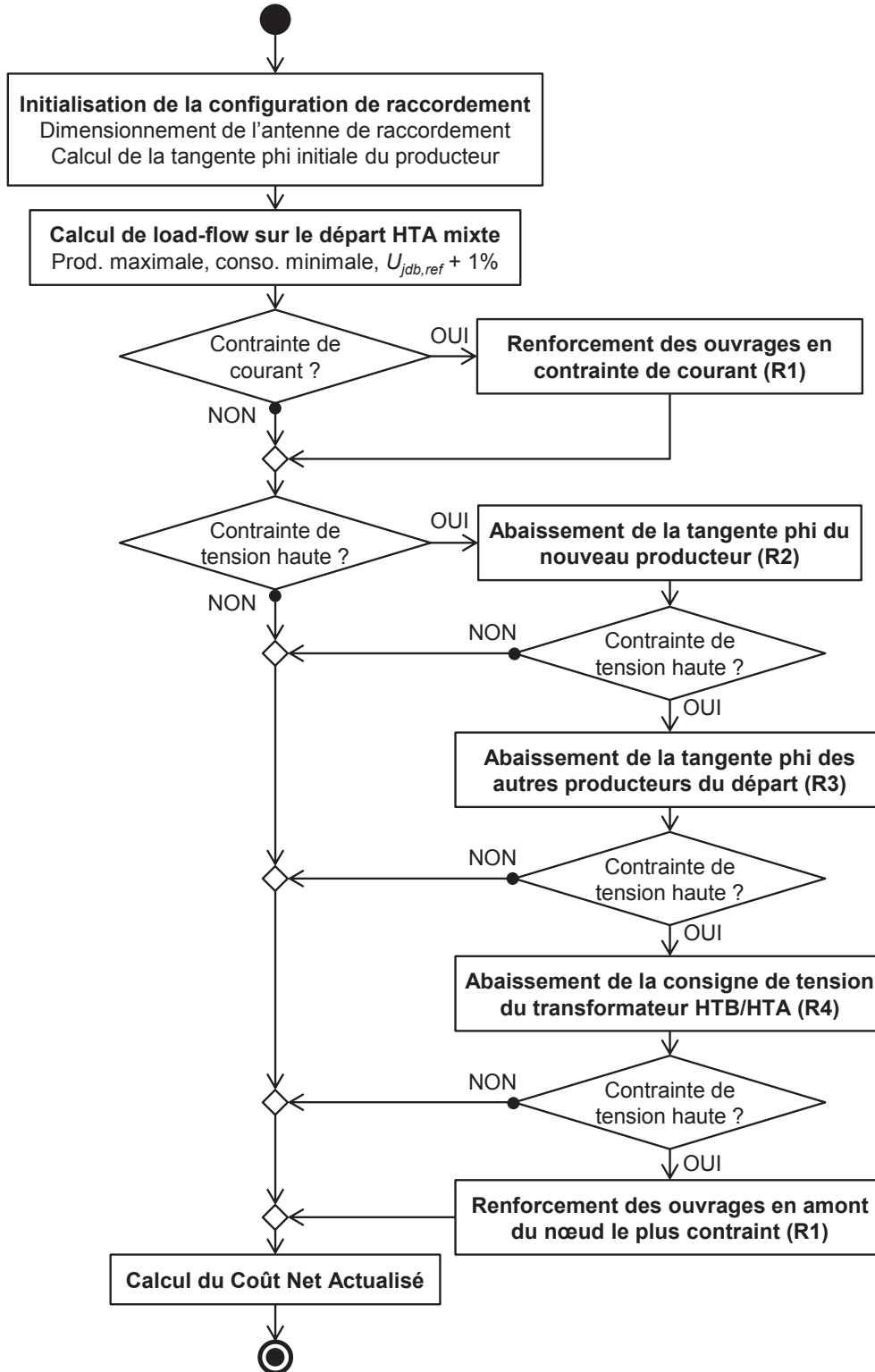


Figure A4-14 Diagramme d'activités de l'étude de raccordement d'un producteur HTA en départ mixte (phase 4.a).

A4.2.4.2 Phase 4.b : étude de raccordement d'un producteur HTA en départ direct

La Figure A4-15 montre le diagramme d'activités associé à la phase 4.b. L'antenne de raccordement du producteur HTA est constituée d'un conducteur dit « économique », choisi à l'aide d'un abaque. La longueur de l'antenne de raccordement correspond au produit de deux termes :

- la distance euclidienne entre le poste source le plus proche et le producteur HTA ;
- un coefficient de surlongueur (égal à 1,2 par défaut) pour tenir compte des courbures du départ physique imposées par les contraintes de terrain (voirie, rivière, colline, etc.)

La présence de contrainte est détectée à l'aide d'un calcul de load-flow sur le réseau HTA à production maximale et consommation minimale.

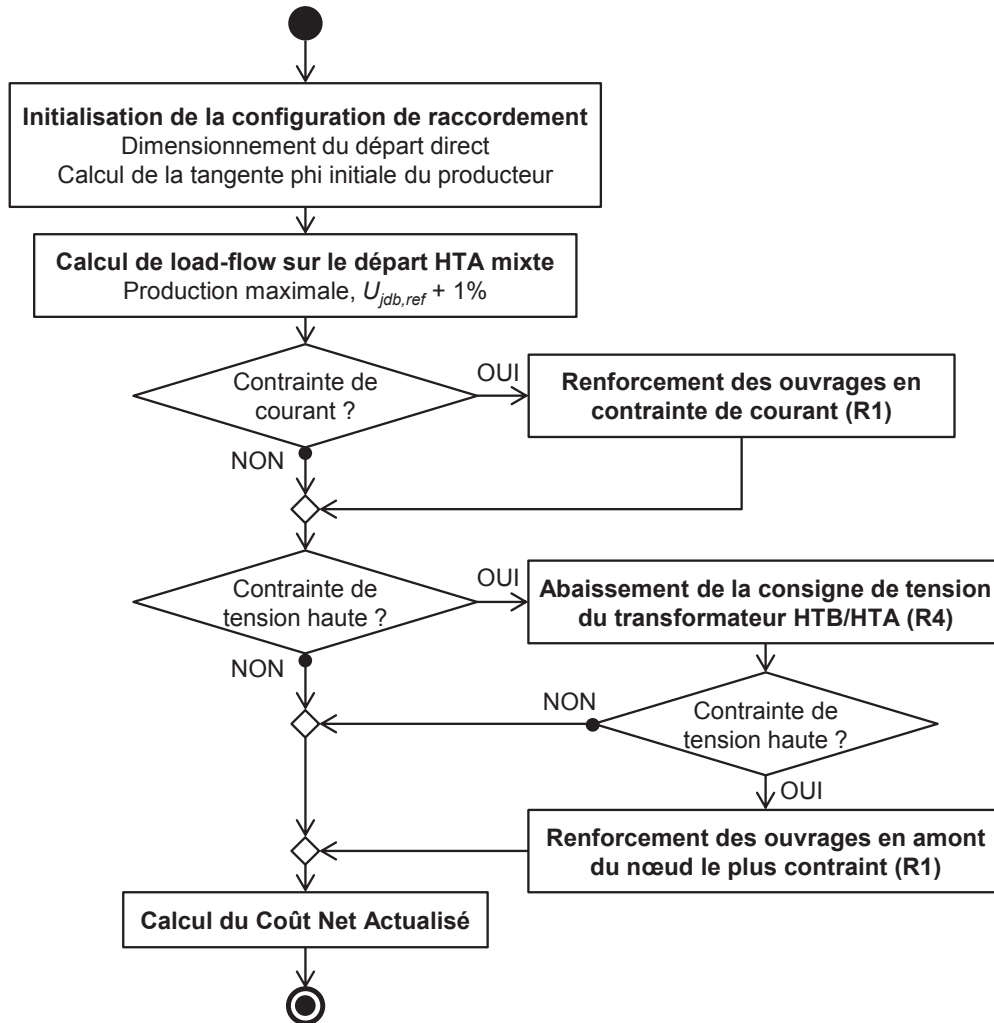


Figure A4-15 Diagramme d'activités de l'étude de raccordement d'un producteur HTA en départ direct (phase 4.b).

A4.2.5 Phase 5 : traitement des CMA sur le réseau BT

La Figure A4-16 montre le diagramme d'activités associé à la phase 5. Le nombre total de CMA est estimé à partir de calculs de load-flow sur les réseaux BT en considérant une consommation maximale et une production nulle.

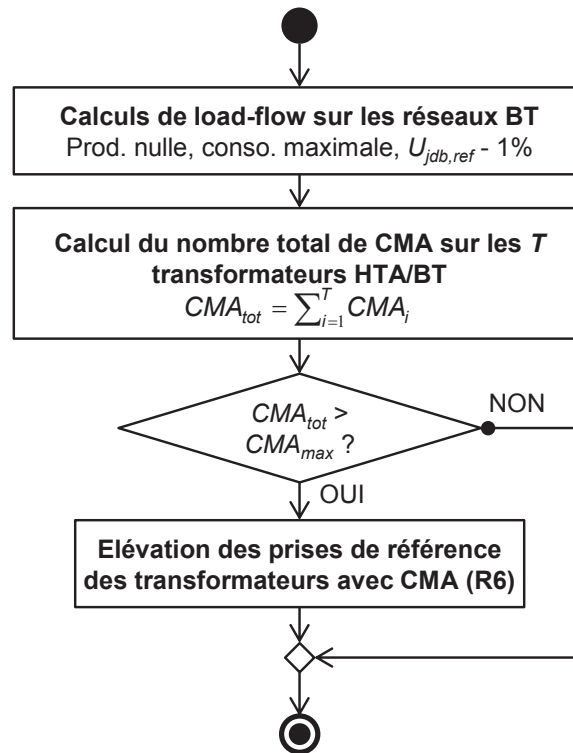


Figure A4-16 Diagramme d'activités du traitement des CMA sur le réseau BT (phase 5).

Annexe 5 Comparaison de plusieurs modèles de réseau basse tension

Dans les études actuelles de planification HTA, le réseau BT est agrégé sous la forme de points de consommation au niveau primaire des postes HTA/BT. Or l'étude des leviers alternatifs au renforcement implique d'inclure un modèle plus développé du réseau BT dans les études de planification HTA afin de :

- Détecter les contraintes de tension en BT et, si besoin, mettre en œuvre des actions correctives. A noter que, comme les contraintes de tension sont supposées toujours dimensionnantes pour les départs BT, il n'est pas nécessaire de modéliser les contraintes de courant.
- Rendre possible l'étude des leviers novateurs d'intégration d'ENR mis en œuvre en BT. Plusieurs leviers peuvent être envisagés comme l'utilisation de transformateurs réglés dans les postes de distribution, le réglage de la puissance réactive des producteurs BT, l'effacement ponctuel des producteurs BT et la gestion active de la consommation BT.
- Estimer éventuellement les pertes actives sur le réseau BT. L'achat des pertes intervient dans le coût global des stratégies testées.

L'objectif de cette étude est de définir un modèle de réseau BT en aval d'un poste de distribution satisfaisant les conditions suivantes :

- estimer l'état électrique du réseau BT incluant les tensions maximale et minimale, le nombre de Clients Mal Alimentés (CMA) et, éventuellement, les pertes actives sur le réseau BT ;
- prendre, en entrées, uniquement des données issues de la planification HTA : tension au primaire du transformateur HTA/BT, puissances active et réactive consommées en aval du transformateur HTA/BT, et puissances active et réactive produites en aval du transformateur HTA/BT ;
- être suffisamment rapide pour n'impacter que très faiblement le temps de calcul des études.

Nous avons choisi de définir des modèles de réseau BT paramétrables à partir de données disponibles dans les CRITBT¹. Ces modèles ont ensuite été testés sur des données issues des CRITBT détaillés.

A5.1 Notations mathématiques

A5.1.1 Nomenclature

La nomenclature est détaillée dans les Tableau A5-1, Tableau A5-2, Tableau A5-3 et Tableau A5-4.

U_n	Tension composée nominale [V] (ici égale à 400 V)
$(dU/U)_{max}$	Chute de tension maximale observée [% U_n]
$(dU/U)_{adm}$	Chute de tension admissible [% U_n]
c_{Tfo}	Coefficient d'utilisation maximale du transformateur HTA/BT (compris entre 0 et 1) [-]
S_{nTfo}	Puissance apparente nominale du transformateur HTA/BT [VA]
m	Rapport nominal de transformation du transformateur HTA/BT [-]
N_{tot}	Nombre total de consommateurs [-]
L_{tot}	Longueur totale du réseau BT [km]
L_{so}	Longueur du réseau BT en souterrain [km]

Tableau A5-1 Données présentes dans le CRITBT global, utilisées pour paramétrer et tester les modèles de réseau BT.

¹ Document métier d'ERDF rassemblant différentes informations sur le réseau BT en aval d'un poste de distribution.

N_{C5max}	Nombre de consommateurs ayant une chute de tension supérieure à 5 % lors de la pointe de consommation [-]
N_{CMAmax}	Nombre de consommateurs mal alimentés (ayant une chute de tension supérieure à $(dU/U)_{adm}$) lors de la pointe de consommation [-]
P_{Jmax}	Pertes actives sur le réseau BT à la pointe de consommation [W]

Tableau A5-2 Données présentes dans le CRITBT détaillé, utilisées pour tester les modèles de réseau BT.

R	Résistance équivalente du réseau BT [Ω]
X	Réactance équivalente du réseau BT [Ω]
L	Longueur équivalente du réseau BT [km]
k	Nombre de départs équivalents du réseau BT [-]
P_{cmax}	Puissance active consommée totale à la pointe de consommation [W]
Q_{cmax}	Puissance réactive consommée totale à la pointe de consommation [var]
U_{moy}	Tension composée moyenne sur le réseau BT [V] (supposée égale à $U_n = 400$ V)

Tableau A5-3 Paramètres des modèles de réseau BT propres au réseau étudié (variables inconnues à déterminer à partir des données du CRITBT global).

Variables d'entrée du load-flow	U_{HTA}	Tension au primaire du transformateur HTA/BT
	U_{BT}	Tension au secondaire du transformateur HTA/BT
	P_c	Puissance active consommée totale [W]
	Q_c	Puissance réactive consommée totale [var]
	P_p	Puissance active produite totale [W]
	Q_p	Puissance réactive produite totale [var]
Variables de sortie du load-flow	S_{bilan}	Puissance apparente bilan (transitant dans le poste de distribution) [VA]
	U_{max}	Tension maximale sur le réseau BT [V]
	U_{min}	Tension minimale sur le réseau BT [V]
	P_J	Pertes actives sur le réseau BT [W]
	N_{C5}	Nombre de consommateurs ayant une chute de tension supérieure à 5 % [-]
	N_{CMA}	Nombre de consommateurs mal alimentés (ayant une chute de tension supérieure à $(dU/U)_{adm}$) [-]

Tableau A5-4 Variables du load-flow BT (valeurs dépendant du point de fonctionnement électrique du réseau).

A5.1.2 Formulation mathématique du problème

Le processus de load-flow sur un réseau BT en aval d'un poste de distribution peut être modélisé de la façon suivante :

$$[S_{bilan}, U_{max}, U_{min}, N_{CMA}, P_J] = f(U_{HTA}, P_c, Q_c, P_p, Q_p, x),$$

où x est le vecteur des paramètres du modèle du réseau BT étudié :

$$x = [S_{nTfo}, P_{cmax}, Q_{cmax}, N_{ctot}, R, X] \text{ avec } (R, X) = g(k, L).$$

Notre objectif est double :

- déterminer les relations liant les entrées $U_{HTA}, P_c, Q_c, P_p, Q_p, x$ aux sorties $S_{bilan}, U_{max}, U_{min}, N_{CMA}$;
- déterminer les valeurs de x propres au réseau BT en aval du poste de distribution à partir des données disponibles dans le CRITBT.

A5.2 Développement des modèles de réseau BT

A5.2.1 Hypothèses des caractéristiques du réseau BT

A5.2.1.1 Architecture du réseau

Supposons que le réseau BT réel peut être modélisé sous la forme de k départs unifilaires identiques de résistance R_{dep} , réactance X_{dep} et longueur L_{dep} (Figure A5-1). La consommation et la production sont supposées équitablement réparties sur les k départs.

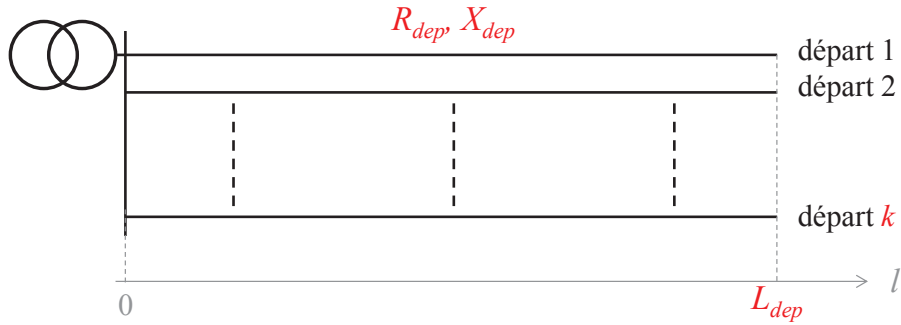


Figure A5-1 Modèle de l'architecture du réseau BT.

A5.2.1.2 Relations entre les impédances du réseau et les impédances d'un départ

Comme les k départs BT sont supposés identiques, les résistance R , réactance X et longueur L équivalentes du réseau BT peuvent être directement déduites des caractéristiques d'un départ BT :

$$R_{dep} = R/k, \quad (A5.1)$$

$$X_{dep} = X/k, \quad (A5.2)$$

$$L_{dep} = L/k. \quad (A5.3)$$

A5.2.1.3 Relations entre les impédances du réseau et la longueur du réseau

Les résistance R et réactance X du réseau BT sont supposées être réparties uniformément le long du départ. Des résistance et réactance linéiques peuvent donc être définies : $r = R/L$ [Ω/km] et $x = X/L$ [Ω/km].

Toutes les liaisons BT sont supposées être des conducteurs Al 150 mm², dont les résistance et réactance linéiques sont :

- $r_{ae} = 0,206 \text{ } \Omega/\text{km}$ et $x_{ae} = 0,35 \text{ } \Omega/\text{km}$ en aérien ;
- $r_{so} = 0,206 \text{ } \Omega/\text{km}$ et $x_{so} = 0,10 \text{ } \Omega/\text{km}$ en souterrain.

Les résistance et réactance équivalentes du réseau sont calculées à l'aide des expressions suivantes :

$$R = r.L = (k_{ae} \cdot r_{ae} + k_{so} \cdot r_{so}).L, \quad (A5.4)$$

$$X = x.L = (k_{ae} \cdot x_{ae} + k_{so} \cdot x_{so}).L, \quad (A5.5)$$

avec :

- k_{ae} , le ratio de la longueur du réseau en aérien sur la longueur totale du réseau : $k_{ae} = (L_{tot} - L_{so})/L_{tot}$ (données disponibles dans le CRITBT) ;
- k_{so} , le ratio de la longueur du réseau en souterrain sur la longueur totale du réseau : $k_{so} = L_{so}/L_{tot}$ (données disponibles dans le CRITBT).

A5.2.2 Hypothèses de répartition des puissances et des utilisateurs sur le réseau

A5.2.2.1 Hypothèses de répartition des puissances le long des départs

La consommation et la production sont supposées réparties de la même façon sur le réseau. De ce fait, une même loi de répartition de puissance suffit pour définir la répartition des puissances nettes², puissances consommées et puissances produites en tout point et en aval de tout point du réseau.

Trois répartitions de puissance sont considérées ici :

- **Répartition de puissance constante (Pcst)** : la puissance nette est répartie uniformément sur le réseau.
- **Répartition de puissance linéairement croissante (Paug)** : la puissance nette augmente linéairement avec la distance au poste HTA/BT.
- **Répartition de puissance linéairement décroissante (Pdec)** : la puissance nette diminue linéairement avec la distance au poste HTA/BT.

Le Tableau A5-5 présente, pour ces trois répartitions de puissance, les expressions mathématiques de la puissance nette en tout point du réseau (P et Q) et de la puissance nette en aval de tout point du réseau (P_{av} et Q_{av}) en fonction de la distance séparant le point du réseau et le poste HTA/BT, avec :

- $k = 1$; le paragraphe suivant montre comment généraliser les formules du Tableau A5-5 à un réseau à k départs ;
- l , la distance au poste HTA/BT ($0 \leq l \leq L$) ;
- $\alpha = l/L$, la distance normalisée au poste HTA/BT ($0 \leq \alpha \leq 1$).

A5.2.2.2 Relations entre les puissances sur un départ et les puissances sur le réseau

Comme la consommation et la production sont supposées équitablement réparties sur les k départs, les puissances sur un départ peuvent être directement déduites des puissances sur le réseau :

$$P_{cdep} = P_c/k, Q_{cdep} = Q_c/k, P_{pdep} = P_p/k \text{ et } Q_{pdep} = Q_p/k, \quad (\text{A5.6})$$

$$P_{avdep} = P_{av}/k \text{ et } Q_{avdep} = Q_{av}/k. \quad (\text{A5.7})$$

A5.2.2.3 Relation entre la puissance totale consommée et le nombre de consommateurs

On considère que tous les consommateurs ont souscrit à une même puissance et soutirent la même puissance. La puissance d'un consommateur P_{cu} peut donc être déduite de la puissance consommée totale sur le réseau P_{ctot} :

$$P_{cu} = \frac{P_{ctot}}{N_{ctot}}. \quad (\text{A5.8})$$

Comme nous le verrons dans la partie A5.2.4, cette hypothèse permet de déterminer le nombre de consommateurs ayant une chute de tension supérieure à un seuil donné.

² Puissance nette = puissance consommée – puissance produite.

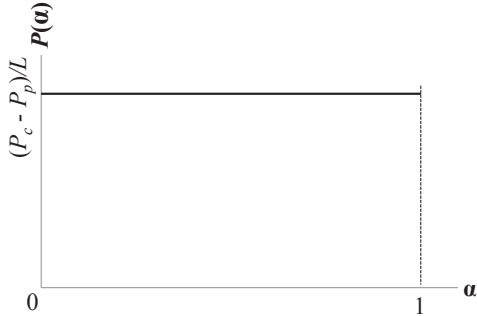
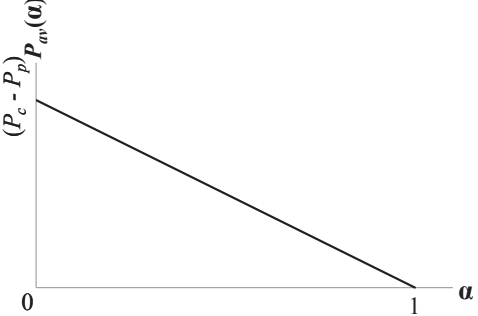
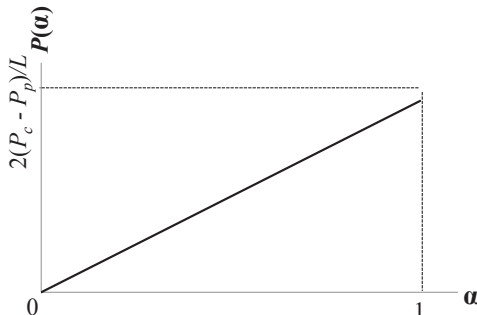
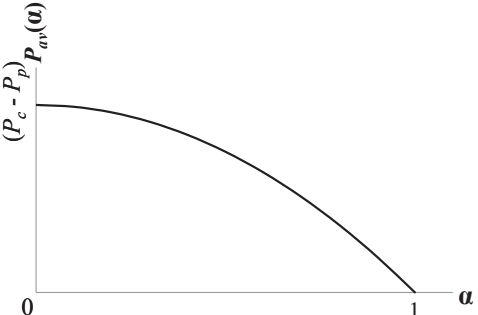
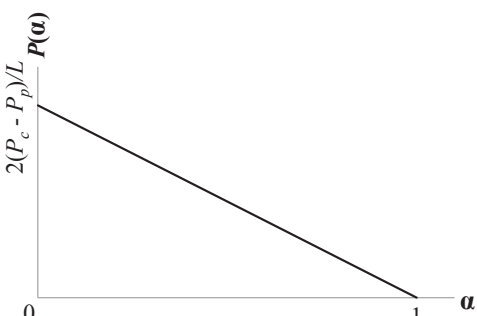
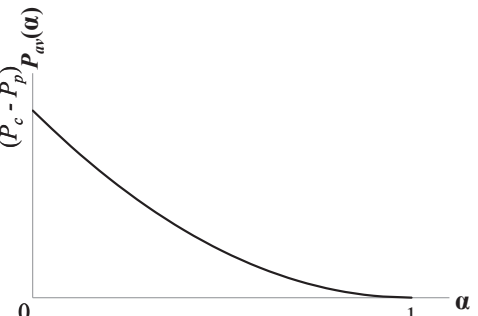
Répartition de puissance	Puissance nette en fonction de la distance normalisée au poste HTA/BT	Puissance nette en aval en fonction de la distance normalisée au poste HTA/BT
Puissance constante (Pcst)	$P(\alpha) = (P_c - P_p)/L$ $Q(\alpha) = (Q_c - Q_p)/L$ 	$P_{av}(\alpha) = (P_c - P_p) \cdot (1 - \alpha)$ $Q_{av}(\alpha) = (Q_c - Q_p) \cdot (1 - \alpha)$ 
Puissance linéairement croissante (Paug)	$P(\alpha) = 2(P_c - P_p) \cdot \alpha / L$ $Q(\alpha) = 2(Q_c - Q_p) \cdot \alpha / L$ 	$P_{av}(\alpha) = (P_c - P_p) \cdot (1 - \alpha^2)$ $Q_{av}(\alpha) = (Q_c - Q_p) \cdot (1 - \alpha^2)$ 
Puissance linéairement décroissante (Pdec)	$P(\alpha) = 2(P_c - P_p) \cdot (1 - \alpha) / L$ $Q(\alpha) = 2(Q_c - Q_p) \cdot (1 - \alpha) / L$ 	$P_{av}(\alpha) = (P_c - P_p) \cdot (1 - \alpha)^2$ $Q_{av}(\alpha) = (Q_c - Q_p) \cdot (1 - \alpha)^2$ 

Tableau A5-5 Hypothèses de répartition des puissances nettes sur le réseau : formules pour un modèle à $k=1$ départ.

A5.2.3 Estimation du plan de tension sur le réseau BT en fonction des hypothèses de répartition de puissance

A5.2.3.1 Formules générales indépendantes de la répartition de puissance

La chute de tension $d(dU/U)$ dans une branche de longueur normalisée $d\alpha$ ($= dl/L_{dep}$) vérifie l'expression suivante :

$$d(dU/U) = \frac{R_{dep} \cdot P_{avdep}(\alpha) + X_{dep} \cdot Q_{avdep}(\alpha)}{U_{moy}^2} d\alpha = \frac{R \cdot P_{av}(\alpha) + X \cdot Q_{av}(\alpha)}{k^2 \cdot U_{moy}^2} d\alpha. \quad (A5.9)$$

La chute de tension dU/U entre le poste de distribution et un point du réseau situé à la distance normalisée α ($= l/L_{dep}$) du poste de distribution correspond à l'intégrale de $d(dU/U)$ sur la distance normalisée α :

$$dU/U(\alpha) = \int_0^{\alpha} d(dU/U) = \int_0^{\alpha} \frac{R.P_{av}(\alpha) + X.Q_{av}(\alpha)}{k^2.U_{moy}^2} d\alpha. \quad (A5.10)$$

La tension U à un point du réseau situé à la distance normalisée α du poste de distribution est comme suit :

$$U(\alpha) = U_{BT} - dU/U(\alpha) = m.U_{HTA} - dU/U(\alpha). \quad (A5.11)$$

Comme la consommation et la production suivent la même loi de répartition sur le réseau (partie A5.2.2.1), la tension est une fonction monotone de la distance au poste HTA/BT :

- la tension croît le long du départ quand la production est supérieure à la consommation ;
- la tension décroît le long du départ quand la production est inférieure à la consommation.

De ce fait, les tensions maximale et minimale sur le réseau BT sont égales à :

$$U_{\max} = \max(m.U_{HTA}, U(1)) = m.U_{HTA} - \min(0, dU/U(1)), \quad (A5.12)$$

$$U_{\min} = \min(m.U_{HTA}, U(1)) = m.U_{HTA} - \max(0, dU/U(1)). \quad (A5.13)$$

A5.2.3.2 Formules en cas de répartition de puissance constante

En cas de répartition constante de la puissance, les puissances nettes active et réactive vérifient les expressions suivantes :

$$P_{av}(\alpha) = (P_c - P_p)(1 - \alpha), \quad (A5.14)$$

$$Q_{av}(\alpha) = (Q_c - Q_p)(1 - \alpha). \quad (A5.15)$$

La chute de tension dU/U à la distance normalisée α en cas de répartition constante de la puissance est obtenue en injectant les Equations A5.14 et A5.15 dans l'Equation A5.10 :

$$\begin{aligned} dU/U(\alpha) &= \frac{R.(P_c - P_p) + X.(Q_c - Q_p)}{k^2.U_{moy}^2} \int_0^{\alpha} (1 - \alpha) d\alpha \\ \Rightarrow dU/U(\alpha) &= \frac{R.(P_c - P_p) + X.(Q_c - Q_p)}{k^2.U_{moy}^2} \left(\alpha - \frac{1}{2}.\alpha^2 \right). \end{aligned} \quad (A5.16)$$

Cas particulier : la chute de tension maximale $(dU/U)_{\max}$ à la pointe de consommation ($P_c = P_{cmax}$, $Q_c = Q_{cmax}$, $P_p = 0$, $Q_p = 0$) est obtenue en bout de départ ($\alpha = 1$) et vaut :

$$(dU/U)_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{R.P_{cmax} + X.Q_{cmax}}{k^2.U_{moy}^2}. \quad (A5.17)$$

A5.2.3.3 Formules en cas de répartition de puissance linéairement croissante

En cas de répartition linéairement croissante de la puissance, les puissances nettes active et réactive vérifient les expressions suivantes :

$$P_{av}(\alpha) = (P_c - P_p)(1 - \alpha^2), \quad (A5.18)$$

$$Q_{av}(\alpha) = (Q_c - Q_p)(1 - \alpha^2). \quad (A5.19)$$

La chute de tension dU/U à la distance normalisée α en cas de répartition linéairement croissante de la puissance est obtenue en injectant les Equations A5.18 et A5.19 dans l'Equation A5.10 :

$$dU/U(\alpha) = \frac{R.(P_c - P_p) + X.(Q_c - Q_p)}{k^2.U_{moy}^2} \int_0^\alpha (1 - \alpha^2) d\alpha$$

$$\Rightarrow dU/U(\alpha) = \frac{R.(P_c - P_p) + X.(Q_c - Q_p)}{k^2.U_{moy}^2} \left(\alpha - \frac{1}{3}.\alpha^3 \right) \quad (A5.20)$$

Cas particulier : la **chute de tension maximale** $(dU/U)_{\max}$ **à la pointe de consommation** vaut :

$$(dU/U)_{\max} = \frac{2}{3} \cdot \frac{R.P_{c \max} + X.Q_{c \max}}{k^2.U_{moy}^2} \quad (A5.21)$$

A5.2.3.4 Formules en cas de répartition de puissance linéairement décroissante

En cas de répartition linéairement décroissante de la puissance, les puissances nettes active et réactive vérifient les expressions suivantes :

$$P_{av}(\alpha) = (P_c - P_p).(1 - \alpha)^2, \quad (A5.22)$$

$$Q_{av}(\alpha) = (Q_c - Q_p).(1 - \alpha)^2. \quad (A5.23)$$

La **chute de tension** dU/U **à la distance normalisée** α **en cas de répartition linéairement décroissante de la puissance** est obtenue en injectant les Equations A5.22 et A5.23 dans l'Equation A5.10 :

$$dU/U(\alpha) = \frac{R.(P_c - P_p) + X.(Q_c - Q_p)}{k^2.U_{moy}^2} \int_0^\alpha (1 - 2.\alpha + \alpha^2) d\alpha$$

$$\Rightarrow dU/U(\alpha) = \frac{R.(P_c - P_p) + X.(Q_c - Q_p)}{k^2.U_{moy}^2} \left(\alpha - \alpha^2 + \frac{1}{3}.\alpha^3 \right). \quad (A5.24)$$

Cas particulier : la **chute de tension maximale** $(dU/U)_{\max}$ vaut donc :

$$(dU/U)_{\max} = \frac{1}{3} \cdot \frac{R.P_{c \max} + X.Q_{c \max}}{k^2.U_{moy}^2}. \quad (A5.25)$$

A5.2.3.5 Synthèse des formules des chutes de tension pour les trois lois de répartition de puissance

Les Tableau A5-6, Tableau A5-7 et Tableau A5-8 récapitulent les expressions littérales des chutes de tension pour les trois répartitions de puissance.

Puissance constante (Pcst)	
Chute de tension à la distance α	$dU/U(\alpha) = \frac{R.(P_c - P_p) + X.(Q_c - Q_p)}{k^2.U_{moy}^2} \left(\alpha - \frac{1}{2}.\alpha^2 \right)$
Chute de tension maximale	$(dU/U)_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{R.P_{c \max} + X.Q_{c \max}}{k^2.U_{moy}^2}$

Tableau A5-6 Chutes de tension pour une répartition constante de puissance.

Puissance linéairement croissante (Paug)	
Chute de tension à la distance α	$dU/U(\alpha) = \frac{R.(P_c - P_p) + X.(Q_c - Q_p)}{k^2.U_{moy}^2} \left(\alpha - \frac{1}{3}.\alpha^3 \right)$
Chute de tension maximale	$(dU/U)_{\max} = \frac{2}{3} \cdot \frac{R.P_{c\max} + X.Q_{c\max}}{k^2.U_{moy}^2}$

Tableau A5-7 Chutes de tension pour une répartition linéairement croissante de puissance.

Puissance linéairement décroissante (Pdec)	
Chute de tension à la distance α	$dU/U(\alpha) = \frac{R.(P_c - P_p) + X.(Q_c - Q_p)}{k^2.U_{moy}^2} \left(\alpha - \alpha^2 + \frac{1}{3}.\alpha^3 \right)$
Chute de tension maximale	$(dU/U)_{\max} = \frac{1}{3} \cdot \frac{R.P_{c\max} + X.Q_{c\max}}{k^2.U_{moy}^2}$

Tableau A5-8 Chutes de tension et pertes actives pour une répartition linéairement décroissante de puissance.

A5.2.4 Estimation du nombre de consommateurs ayant une chute de tension supérieure à un seuil donné

Nous souhaitons estimer le nombre de consommateurs N_{CX} ayant une chute de tension (positive) supérieure au seuil $(dU/U)_X > 0$ lorsque la puissance consommée sur le réseau entier vaut P_{ctot} .

La résolution de l'équation $(dU/U)(\alpha) = (dU/U)_X$ permet de déterminer la distance normalisée au poste HTA/BT α_X où la chute de tension vaut $(dU/U)_X$ (solution réelle comprise entre 0 et 1).

La tension étant une fonction monotone de la distance au poste HTA/BT, la portion du réseau où la chute de tension est supérieure à $(dU/U)_X > 0$ correspond au réseau en aval de α_X . La puissance totale consommée P_{cX} par les consommateurs ayant une chute de tension supérieure à $(dU/U)_X$ est égale à la puissance consommée en aval de α_X : $P_{cX} = P_{av}(\alpha_X)$.

Comme chaque consommateur est supposé consommer la même puissance (partie A5.2.2.3), le nombre de consommateurs N_{CX} avec une chute de tension supérieure à $(dU/U)_X$ peut être estimé à partir du nombre total de consommateurs N_{ctot} et de la puissance consommée sur le réseau entier P_{ctot} :

$$N_{CX} = \frac{P_{cX}.N_{ctot}}{P_{ctot}}. \quad (A5.26)$$

Cas particulier : **lors de la pointe de consommation**, le **nombre de CMA** $N_{CMA\max}$ et le **nombre de consommateurs** $N_{C5\max}$ avec une chute de tension supérieure à 5 % valent respectivement :

$$N_{CMA\max} = \frac{P_{av}(\alpha_{CMA}).N_{ctot}}{P_{c\max}} \quad \text{avec} \quad (dU/U)(\alpha_{CMA}) = (dU/U)_{adm}, \quad (A5.27)$$

$$N_{C5\max} = \frac{P_{av}(\alpha_{C5}).N_{ctot}}{P_{c\max}} \quad \text{avec} \quad (dU/U)(\alpha_{C5}) = 5\%. \quad (A5.28)$$

A5.2.5 Estimation des pertes actives sur le réseau BT en fonction des hypothèses de répartition de puissance

A5.2.5.1 Formules générales indépendantes de la répartition de puissance

Le montant des pertes actives dP_J dans la branche de longueur normalisée $d\alpha$ vérifie l'expression suivante :

$$dP_J = \frac{R_{dep} \cdot (P_{avdep}(\alpha)^2 + Q_{avdep}(\alpha)^2)}{U_{moy}^2} d\alpha = \frac{R \cdot (P_{av}(\alpha)^2 + Q_{av}(\alpha)^2)}{k^3 \cdot U_{moy}^2} d\alpha. \quad (A5.29)$$

Le **montant des pertes actives P_{Jdep} d'un départ** correspond à l'intégrale de dP_J sur la longueur totale du départ :

$$P_{Jdep} = \int_0^1 dP_J = \int_0^1 \frac{R \cdot (P_{av}(\alpha)^2 + Q_{av}(\alpha)^2)}{k^3 \cdot U_{moy}^2} d\alpha. \quad (A5.30)$$

Le **montant total des pertes actives P_J sur le réseau** est obtenu en multipliant P_{Jdep} par le nombre de départs k :

$$P_J = k \cdot P_{Jdep} = \int_0^1 \frac{R \cdot (P_{av}(\alpha)^2 + Q_{av}(\alpha)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2} d\alpha. \quad (A5.31)$$

A5.2.5.2 Formules en cas de répartition de puissance constante

En cas de répartition constante de la puissance, les puissances nettes active et réactive vérifient les expressions suivantes :

$$P_{av}(\alpha) = (P_c - P_p) \cdot (1 - \alpha), \quad (A5.32)$$

$$Q_{av}(\alpha) = (Q_c - Q_p) \cdot (1 - \alpha). \quad (A5.33)$$

Le **montant des pertes actives totales P_J en cas de répartition constante de la puissance** est obtenu en injectant les Equations A5.32 et A5.33 dans l'Equation A5.31 :

$$\begin{aligned} P_J &= \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2} \cdot \int_0^1 (1 - 2\alpha + \alpha^2) d\alpha \\ \Rightarrow P_J &= \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2} \cdot \left(1 - 1 + \frac{1}{3}\right) \\ \Rightarrow P_J &= \frac{1}{3} \cdot \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}. \end{aligned} \quad (A5.34)$$

Cas particulier : le **montant total des pertes actives à la pointe de consommation P_{Jmax}** ($P_c = P_{cmax}$, $Q_c = Q_{cmax}$, $P_p = 0$, $Q_p = 0$) vaut :

$$P_{Jmax} = \frac{1}{3} \cdot \frac{R \cdot (P_{cmax}^2 + Q_{cmax}^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}. \quad (A5.35)$$

A5.2.5.3 Formules en cas de répartition de puissance linéairement croissante

En cas de répartition linéairement croissante de la puissance, les puissances nettes active et réactive vérifient les expressions suivantes :

$$P_{av}(\alpha) = (P_c - P_p) \cdot (1 - \alpha^2), \quad (A5.36)$$

$$Q_{av}(\alpha) = (Q_c - Q_p)(1 - \alpha^2). \quad (A5.37)$$

Le **montant des pertes actives totales P_J en cas de répartition linéairement croissante de la puissance** est obtenu en injectant les Equations A5.36 et A5.37 dans l'Equation A5.31 :

$$\begin{aligned} P_J &= \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2} \cdot \int_0^1 (1 - 2\alpha^2 + \alpha^4) d\alpha \\ \Rightarrow P_J &= \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2} \cdot \left(1 - 1 + \frac{1}{5}\right) \\ \Rightarrow P_J &= \frac{1}{5} \cdot \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}. \end{aligned} \quad (A5.38)$$

Cas particulier : le **montant total des pertes actives à la pointe de consommation P_{Jmax}** vaut :

$$P_{Jmax} = \frac{1}{5} \cdot \frac{R \cdot (P_{cmax}^2 + Q_{cmax}^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}. \quad (A5.39)$$

A5.2.5.4 Formules en cas de répartition de puissance linéairement décroissante

En cas de répartition linéairement décroissante de la puissance, les puissances nettes active et réactive vérifient les expressions suivantes :

$$P_{av}(\alpha) = (P_c - P_p)(1 - \alpha)^2, \quad (A5.40)$$

$$Q_{av}(\alpha) = (Q_c - Q_p)(1 - \alpha)^2. \quad (A5.41)$$

Le **montant des pertes actives totales P_J en cas de répartition linéairement décroissante de la puissance** est obtenu en injectant les Equations A5.40 et A5.41 dans l'Equation A5.31 :

$$\begin{aligned} P_J &= \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2} \cdot \int_0^1 (1 - 4\alpha + 6\alpha^2 - 4\alpha^3 + \alpha^4) d\alpha \\ \Rightarrow P_J &= \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2} \cdot \left(1 - 2 + 2 - 1 + \frac{1}{5}\right) \\ \Rightarrow P_J &= \frac{1}{5} \cdot \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}. \end{aligned} \quad (A5.42)$$

Cas particulier : le **montant total des pertes actives à la pointe de consommation P_{Jmax}** vaut :

$$P_{Jmax} = \frac{1}{5} \cdot \frac{R \cdot (P_{cmax}^2 + Q_{cmax}^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}. \quad (A5.43)$$

A5.2.5.5 Synthèse des formules des pertes actives pour les trois lois de répartition de puissance

Les Tableau A5-9, Tableau A5-10 et Tableau A5-11 récapitulent les expressions littérales des pertes actives totales pour les trois répartitions de puissance.

Puissance constante (Pcst)	
Pertes actives totales	$P_J = \frac{1}{3} \cdot \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}$
Pertes actives totales à la pointe de consommation	$P_{J_{max}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{R \cdot (P_{c_{max}}^2 + Q_{c_{max}}^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}$

Tableau A5-9 Pertes actives pour une répartition constante de puissance.

Puissance linéairement croissante (Paug)	
Pertes actives totales	$P_J = \frac{1}{5} \cdot \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}$
Pertes actives totales à la pointe de consommation	$P_{J_{max}} = \frac{1}{5} \cdot \frac{R \cdot (P_{c_{max}}^2 + Q_{c_{max}}^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}$

Tableau A5-10 Pertes actives pour une répartition linéairement croissante de puissance.

Puissance linéairement décroissante (Pdec)	
Pertes actives totales	$P_J = \frac{1}{5} \cdot \frac{R \cdot ((P_c - P_p)^2 + (Q_c - Q_p)^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}$
Pertes actives totales à la pointe de consommation	$P_{J_{max}} = \frac{1}{5} \cdot \frac{R \cdot (P_{c_{max}}^2 + Q_{c_{max}}^2)}{k^2 \cdot U_{moy}^2}$

Tableau A5-11 Pertes actives pour une répartition linéairement décroissante de puissance.

A5.2.6 Hypothèse supplémentaire pour estimer les paramètres des modèles de réseau BT à l'aide de données du CRITBT

Pour un réseau BT donné, les paramètres des modèles de réseau BT sont estimés à l'aide des données issues du CRITBT global du réseau (Tableau A5-1) et de l'équation de la chute de tension maximale à la pointe de consommation ($P_c = P_{cmax}$, $Q_c = Q_{cmax}$, $P_p = 0$, $Q_p = 0$) :

$$(dU/U)_{max} = f(R, X, P_{cmax}, Q_{cmax}, k) = f(r, x, L, P_{cmax}, Q_{cmax}, k). \quad (A5.44)$$

Pour rappel, l'Equation A5.44 dépend de la répartition des puissances sur le réseau BT (voir Tableau A5-6, Tableau A5-7 et Tableau A5-8).

Les impédances linéiques équivalentes, r et x , sont calculés en utilisant les Equations A5.4 et A5.5 et les valeurs de L_{tot} et de L_{so} fournies par le CRITBT global.

Les puissances maximales P_{cmax} et Q_{cmax} sont estimées en prenant une tangente phi de consommation de $\tan(\varphi) = 0,4$:

$$P_{cmax} = S_{cmax} \cdot \cos(\arctan(0,4)), \quad (A5.45)$$

$$Q_{cmax} = P_{cmax} \cdot \tan(0,4), \quad (A5.46)$$

où S_{cmax} est la puissance apparente consommée totale maximale, calculée en utilisant les valeurs de c_{Tfo} et de S_{nTfo} fournies par le CRITBT global :

$$S_{cmax} = c_{Tfo} \cdot S_{nTfo}. \quad (A5.47)$$

Comme la chute de tension maximale $(dU/U)_{\max}$ est connue (issue du CRITBT global), il reste deux inconnues, L et k , dans l'Equation A5.44. **Une hypothèse supplémentaire doit donc être formulée pour résoudre l'Equation A5.44.** Trois hypothèses sur le nombre de départs BT sont considérées :

- **Hypothèse « 1 départ »** : on suppose $k = 1$. L est calculée à partir de l'Equation A5.44 : $(dU/U)_{\max} = f(r, x, L, P_{cmax}, Q_{cmax}, k) = g(L)$.
- **Hypothèse « k départs entiers »** : on suppose $L = L_{tot}$. k est l'arrondi entier de la solution de l'Equation A5.44 : $(dU/U)_{\max} = f(r, x, L, P_{cmax}, Q_{cmax}, k) = h(k)$. k est un nombre entier ; la chute de tension maximale du modèle peut être différente de celle du CRITBT (valeur approchée).
- **Hypothèse « k départs non entiers »** : on suppose $L = L_{tot}$. k est calculé en résolvant l'Equation A5.44 : $(dU/U)_{\max} = f(r, x, L, P_{cmax}, Q_{cmax}, k) = h(k)$. k n'est pas forcément un nombre entier ; la chute de tension maximale du modèle est égale à celle du CRITBT.

A5.2.7 Synthèse des modèles de réseau BT développés

Le Tableau A5-12 récapitule les neuf modèles de réseau BT découlant des combinaisons des deux hypothèses considérées :

- la répartition des puissances sur le réseau BT :
 - répartition de puissance constante (Pdec),
 - répartition de puissance linéairement croissante (Paug),
 - répartition de puissance linéairement décroissante (Pdec) ;
- le nombre de départs BT du réseau :
 - un départ unique (1 départ),
 - plusieurs départs (k départs entiers),
 - plusieurs départs non entiers (k départs non entiers).

Modèle	Description
1 départ – Ppst	Modèle à 1 départ ($k = 1$) avec répartition de puissance constante
1 départ – Paug	Modèle à 1 départ ($k = 1$) avec répartition de puissance linéairement croissante
1 départ – Pdec	Modèle à 1 départ ($k = 1$) avec répartition de puissance linéairement décroissante
k départs entiers – Ppst	Modèle à k départs entiers ($k \in \mathbf{N}$) avec répartition de puissance constante
k départs entiers – Paug	Modèle à k départs entiers ($k \in \mathbf{N}$) avec répartition de puissance linéairement croissante
k départs entiers – Pdec	Modèle à k départs entiers ($k \in \mathbf{N}$) avec répartition de puissance linéairement décroissante
k départs non entiers – Ppst	Modèle à k départs non entiers ($k \in \mathbf{R}$) avec répartition de puissance constante
k départs non entiers – Paug	Modèle à k départs non entiers ($k \in \mathbf{R}$) avec répartition de puissance linéairement croissante
k départs non entiers – Pdec	Modèle à k départs non entiers ($k \in \mathbf{R}$) avec répartition de puissance linéairement décroissante

Tableau A5-12 Modèles de réseau BT testés.

A5.3 Comparaison des performances des modèles de réseau BT sur un échantillon de postes HTA/BT

A5.3.1 Données disponibles

Les neuf modèles de réseau BT sont paramétrés puis testés sur un échantillon de 62 postes HTA/BT :

- 36 postes HTA/BT sans CMA numérotés de 1 à 36, dont nous connaissons le CRITBT détaillé, i.e., les informations présentées dans les Tableau A5-1 et Tableau A5-2 ;
- 26 postes HTA/BT avec CMA numérotés de 37 à 62, dont nous connaissons le CRITBT global, i.e., les informations présentées dans le Tableau A5-1.

A5.3.2 Indicateurs de performance

La précision des modèles paramétrés est évaluée à partir des données issues des CRITBT. Pour les 36 postes HTA/BT sans CMA dont le CRITBT global est connu, deux types de grandeur peuvent être calculés à l'aide des modèles de réseau BT³, puis comparés aux données du CRITBT :

- N_{C5max} , le nombre de consommateurs avec une chute de tension supérieure à 5 % lors de la pointe de consommation ;
- P_{Jmax} , les pertes actives totales à la pointe de consommation.

Pour les 26 postes HTA/BT avec CMA dont le CRITBT détaillé est connu, une grandeur supplémentaire peut être calculée à l'aide des modèles de réseau BT, puis comparée aux données du CRITBT : N_{CMAmax} , le nombre de CMA lors de la pointe de consommation, i.e., le nombre de consommateurs avec une chute de tension supérieure à la chute de tension admissible $(dU/U)_{adm}$ lors de la pointe de consommation.

Pour chaque modèle de réseau BT, plusieurs indicateurs de performance peuvent être utilisés :

- l'erreur sur le nombre de consommateurs avec une chute de tension supérieure à 5 % pour chacun des 36 postes HTA/BT sans CMA, divisée par le nombre total de consommateurs :

$$err_{C5}(i) = \frac{(N_{C5max}(i))_{modele} - (N_{C5max}(i))_{CRITBT}}{N_{ctot}(i)}, \quad (A5.48)$$

- l'erreur relative sur le nombre total de consommateurs avec une chute de tension supérieure à 5 % sur les 36 postes HTA/BT sans CMA :

$$err_{totC5} = \frac{\sum_{i=1}^{26} (N_{C5max}(i))_{modele} - \sum_{i=1}^{26} (N_{C5max}(i))_{CRITBT}}{\sum_{i=1}^{26} (N_{C5max}(i))_{CRITBT}}, \quad (A5.49)$$

- l'erreur sur le montant des pertes actives à la pointe de consommation pour chacun des 36 postes HTA/BT sans CMA, divisée par la puissance active consommée totale à la pointe de consommation P_{cmax} :

$$err_{PJ}(i) = \frac{(P_{Jmax}(i))_{modele} - (P_{Jmax}(i))_{CRITBT}}{P_{cmax}(i)}, \quad (A5.50)$$

³ Une tangente phi de consommation égale à $\tan(\varphi) = 0,4$ est prise par défaut.

- l'erreur relative sur le montant des pertes actives à la pointe de consommation sur les 36 postes HTA/BT sans CMA :

$$err_{tot_{PJ}}(i) = \frac{\sum_{i=1}^{26} (P_{J_{max}}(i))_{modele} - \sum_{i=1}^{26} (P_{J_{max}}(i))_{CRITBT}}{\sum_{i=1}^{26} (P_{J_{max}}(i))_{CRITBT}}, \quad (A5.51)$$

- l'erreur sur le nombre de CMA pour chacun des 26 postes HTA/BT avec CMA, divisée par le nombre total de consommateurs :

$$err_{CMA}(i) = \frac{(N_{CMAmax}(i))_{modele} - (N_{CMAmax}(i))_{CRITBT}}{N_{tot}(i)}, \quad (A5.52)$$

- l'erreur relative sur le nombre total de CMA sur les 26 postes HTA/BT avec CMA :

$$err_{tot_{CMA}} = \frac{\sum_{i=1}^{26} (N_{CMAmax}(i))_{modele} - \sum_{i=1}^{26} (N_{CMAmax}(i))_{CRITBT}}{\sum_{i=1}^{26} (N_{CMAmax}(i))_{CRITBT}}, \quad (A5.53)$$

- l'erreur absolue moyenne err_{moy} , le quantile 95 % de l'erreur absolue err_{Q95} et l'erreur absolue maximale err_{max} pour estimer la distribution des erreurs err_{C5} , err_{PJ} et err_{CMA} sur les N postes HTA/BT à disposition ($N = 36$ pour err_{C5} et err_{PJ} ; $N = 26$ pour err_{CMA}) :

$$err_{moy}(err_X) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |err_X(i)|, \quad (A5.54)$$

$$err_{Q95}(err_X) = q \Leftrightarrow P(err_X \leq q) = 0,95, \quad (A5.55)$$

$$err_{max}(err_X) = \max_{1 \leq i \leq N} (|err_X(i)|). \quad (A5.56)$$

A5.3.3 Résultats

A5.3.3.1 Nombre de départs à titre indicatif

A titre illustratif, le Tableau A5-14 montre le nombre de départs réels de chaque poste HTA/BT (donnée issue des CRITBT) ainsi que le nombre de départs k des modèles de réseau BT testés. Pour faciliter l'analyse des résultats, le code de couleur suivant a été appliqué aux écarts constatés sur le nombre de départs :

- la couleur « blanc » correspond à un écart nul ;
- la couleur « rouge foncé » correspond à un écart supérieur à 6 départs ;
- plus l'écart est grand, plus la couleur associée est foncée.

D'après le Tableau A5-14, les écarts peuvent fortement évoluer d'un poste HTA/BT à un autre : l'écart absolu maximum sur tous les modèles varie de 0,2 départs (poste n°8) à 6 départs (poste n°27). Les grands écarts comme sur le poste n°27 montrent que les hypothèses de répartition de la puissance et d'homogénéité des départs ne représentent pas forcément la répartition réelle de la puissance sur les réseaux.

Il est important de noter que le nombre de départs est donné à titre illustratif et ne fournit aucune indication sur la performance des modèles. A contrario, il est essentiel que les modèles soient rapides et précis en matière du nombre de consommateurs par chute de tension (dont les CMA) et du montant des pertes actives sur le réseau.

A5.3.3.2 Rapidité des modèles

Quel que soit le modèle de réseau BT, les tensions, le nombre de consommateurs par chute de tension et les pertes actives sont déterminées à l'aide de calculs matriciels. Si ces modèles étaient implantés dans l'outil de simulation sous MATLAB, ils seraient sollicités en post-traitement après le calcul de load-flow sur le réseau HTA. Par construction, **tous les modèles testés sont donc bien plus rapides qu'un modèle BT intervenant dans le processus de load-flow : le critère de rapidité est satisfait.**

A5.3.3.3 Précision des modèles sur le nombre de consommateurs par chute de tension lors de la pointe de consommation

Nombre de consommateurs ayant une chute de tension supérieure à 5 %

Le Tableau A5-15 permet de comparer les modèles de réseau par rapport au CRITBT sur le nombre de consommateurs ayant une chute de tension supérieure à 5 % à la pointe de consommation (N_{C5max}). Pour faciliter l'analyse des résultats, le code de couleur suivant a été appliqué aux erreurs err_{C5} :

- la couleur « blanc » correspond à une erreur nulle (0 %) ;
- la couleur « rouge foncé » correspond à une erreur supérieure égale à 100 % ;
- plus l'erreur est élevée, plus la couleur associée est foncée.

Ainsi, plus un modèle de réseau est précis (respectivement imprécis) sur N_{C5max} , plus sa colonne err_{C5} est pâle (respectivement foncée).

Plusieurs observations peuvent être faites :

- Pour une répartition de puissance donnée (Pcst, Paug ou Pdec), les modèles à 1 départ et les modèles à k départs non entiers obtiennent des nombres de consommateurs N_{C5max} identiques.
- Pour une hypothèse de départs donnée (1 départ, k départs entiers ou k départs non entiers), la précision des modèles dépend fortement de la répartition de puissance. Les indicateurs err_{moy} , err_{Q95} et err_{max} montrent qu'**à l'échelle d'un poste HTA/BT, la répartition de puissance linéairement décroissante (Pdec) donne en général les erreurs les plus faibles** tandis que la répartition de puissance linéairement croissante (Paug) a les erreurs les plus élevées. **Les mêmes observations peuvent être faites à l'échelle des 36 postes HTA/BT** : l'erreur relative err_{totC5} (en valeur absolue) est de 1 % à 7 % pour une répartition de puissance linéairement décroissante (Pdec), contre 59 % à 88 % pour une répartition de puissance linéairement croissante (Paug).
- La précision des modèles peut fortement varier d'un poste HTA/BT à un autre. Le nombre de consommateurs N_{C5max} de certains postes HTA/BT (par exemple, poste n°1) est très mal estimé quel que soit le modèle utilisé. La répartition de puissance de ces postes HTA/BT ne peut apparemment être approchée par aucune des répartitions de puissance considérées.

Nombre de CMA

Le Tableau A5-16 permet de comparer les modèles de réseau par rapport au CRITBT sur le nombre de CMA à la pointe de consommation (N_{CMAmax}). Le code de couleur décrit ci-dessus a été appliqué aux erreurs err_{CMA} . Nous constatons que :

- En comparaison avec le Tableau A5-15, les modèles sont moins précis sur N_{CMAmax} que sur N_{C5max} .
- Pour une répartition de puissance donnée (Pcst, Paug ou Pdec), les modèles à 1 départ et les modèles à k départs non entiers obtiennent des nombres de consommateurs N_{C5max} identiques.
- Pour une hypothèse de départs donnée (1 départ, k départs entiers ou k départs non entiers), la précision des modèles dépend fortement de la répartition de puissance. Les indicateurs err_{moy} , err_{Q95} et err_{max} montrent qu'**à l'échelle d'un poste HTA/BT, la répartition de puissance linéairement décroissante (Pdec) donne en général les erreurs les plus faibles** tandis que la

répartition de puissance linéairement croissante (Paug) donne les erreurs les plus élevées. **Les mêmes observations peuvent être faites à l'échelle des 26 postes HTA/BT** : l'erreur relative $err_{tot_{CMA}}$ est de 14 % à 30 % pour une répartition de puissance linéairement décroissante (Pdec), contre 153 % à 293 % pour une répartition de puissance linéairement croissante (Paug).

- La précision des modèles peut fortement varier d'un poste HTA/BT à un autre. Le nombre de consommateurs N_{CMAmax} de certains postes HTA/BT (par exemple, poste n°42) est très mal estimé quel que soit le modèle utilisé. La répartition de puissance de ces postes HTA/BT ne peut apparemment être approchée par aucune des répartitions de puissance considérées.

Bilan sur le nombre de consommateurs par chute de tension

Finalement, **les modèles les plus précis sur N_{C5max} et N_{CMAmax} sont les modèles avec une répartition de puissance linéairement décroissante**. Le modèle à k départs entiers avec une répartition de puissance linéairement croissante obtient les erreurs les plus élevées sur N_{C5max} et N_{CMAmax} .

A5.3.3.4 Précision des modèles sur le montant des pertes actives à la pointe de consommation

Le Tableau A5-17 permet de comparer les modèles de réseau par rapport au CRITBT sur les pertes actives à la pointe de consommation (P_{Jmax}). Le code de couleur décrit à la partie A5.3.3.3 a été appliqué aux erreurs err_{PJ} . Nous constatons que :

- Pour une hypothèse de départs donnée (1 départ, k départs entiers ou k départs non entiers), la précision des modèles dépend fortement de la répartition de puissance. Les indicateurs err_{moy} , err_{Q95} et err_{max} montrent qu'**à l'échelle d'un poste HTA/BT, la répartition de puissance linéairement croissante (Paug) donne en général les erreurs les plus faibles. Les mêmes observations peuvent être faites à l'échelle des 36 postes HTA/BT** : l'erreur relative $err_{tot_{PJ}}$ est de 15 % à 25 % en absolu pour une répartition de puissance linéairement croissante (Paug) contre 49 % à 143 % pour les autres répartitions de puissance (Pcst et Pdec).
- Aucun lien direct entre les erreurs et les hypothèses sur le nombre de départs n'apparaît clairement lorsqu'on compare uniquement les modèles ayant une même répartition de puissance.

Finalement, **les modèles les plus précis sur P_{Jmax} sont les modèles avec une répartition de puissance linéairement croissante (Paug)**. Il ressort clairement que le modèle à 1 départ avec une répartition de puissance linéairement décroissante obtient les erreurs les plus élevées sur P_{Jmax} .

A5.3.3.5 Bilan des résultats

Le Tableau A5-12 récapitule les ordres de grandeur des erreurs des modèles de réseau sur le nombre de consommateurs par chute de tension (N_{C5max} et N_{CMAmax}) et sur les pertes actives à la pointe de consommation (P_{Jmax}). D'après le Tableau A5-12, aucun des modèles testés n'est précis à la fois sur le nombre de consommateurs par chute de tension et sur les pertes actives. Un compromis doit donc être fait entre les deux critères.

Dans notre cas, il est préférable de disposer d'un modèle de réseau précis en matière de chutes de tension et de nombre de CMA que de pertes actives. **Deux modèles de réseau semblent les plus appropriés à l'échelle des postes HTA/BT** :

- **Le modèle à k départs entiers avec une répartition de puissance décroissante (k départs entiers – Pdec)**, qui commet des erreurs faibles sur les consommateurs par chute de tension (inférieures à 14 % sur l'échantillon des postes HTA/BT) mais des erreurs élevées sur les pertes actives (72 % sur l'échantillon des postes HTA/BT) ;
- **Le modèle à k départs non entiers avec une répartition de puissance décroissante (k départs non entiers – Pdec)**, qui commet des erreurs moyennes sur les consommateurs par chute de

tension (inférieures à 30 % sur l'échantillon des postes HTA/BT) et sur les pertes actives (49 % sur l'échantillon des postes HTA/BT).

Modèle	Nombre de consommateurs par chute de tension (N_{C5max} et N_{CMAmax})	Pertes actives à la pointe de consommation (P_{Jmax})
1 départ – Ppst	Erreurs élevées.	Erreurs élevées.
1 départ – Paug	Erreurs élevées sur N_{C5} ; erreurs très élevées sur N_{CMA} .	Erreurs faibles.
1 départ – Pdec	Erreurs très faibles sur N_{C5} ; erreurs élevées sur N_{CMA} .	Erreurs très élevées.
k départs entiers – Ppst	Erreurs faibles sur N_{C5} ; erreurs très élevées sur N_{CMA} .	Erreurs élevées.
k départs entiers – Paug	Erreurs très élevées.	Erreurs faibles.
k départs entiers – Pdec	Erreurs très faibles sur N_{C5} ; erreurs faibles sur N_{CMA} .	Erreurs élevées.
k départs non entiers – Ppst	Erreurs élevées.	Erreurs élevées.
k départs non entiers – Paug	Erreurs élevées sur N_{C5} ; erreurs très élevées sur N_{CMA} .	Erreurs faibles.
k départs non entiers – Pdec	Erreurs très faibles sur N_{C5} ; erreurs moyennes sur N_{CMA} .	Erreurs moyennes.

Tableau A5-13 Ordres de grandeur des erreurs des modèles de réseau BT sur l'échantillon des postes HTA/BT.

A5.4 Conclusion de l'étude

L'objectif de cette étude est de trouver un modèle BT adapté à la planification HTA afin de :

- détecter les contraintes de tension en BT ;
- rendre possible l'étude des leviers novateurs d'intégration d'ENR mis en œuvre en BT ;
- estimer éventuellement les pertes actives sur le réseau BT.

Neuf modèles de réseau BT ont été testés en fonction de deux types d'hypothèse :

- une hypothèse sur la répartition de la puissance sur le réseau : répartition de puissance constante (Pdec), linéairement croissante (Paug) ou linéairement décroissante (Ppst) ;
- une hypothèse sur le nombre de départs BT, tous étant considérés identiques : 1 départ unique (1 départ), plusieurs départs (k départs entiers) ou plusieurs départs non entiers (k départs non entiers).

Les neuf modèles de réseau BT prennent, en entrées, uniquement des données issues de la planification HTA : la tension au primaire du transformateur HTA/BT U_{HTA} (indispensable pour estimer le plan de tension BT), les puissances active P_c et réactive Q_c consommées en aval du transformateur HTA/BT, et les puissances active P_p et réactive Q_p produites en aval du transformateur HTA/BT.

Le calcul matriciel ayant été préféré au calcul de load-flow, les neuf modèles satisfont le critère de rapidité. L'analyse de la précision des modèles met en évidence qu'aucun des modèles testés n'est précis à la fois sur le nombre de consommateurs par chute de tension et sur les pertes actives. Vu qu'il est préférable d'estimer plus finement les chutes de tension et le nombre de CMA que les pertes actives, deux modèles de réseau semblent les plus appropriés :

- **Le modèle à k départs entiers avec une répartition de puissance décroissante (k départs entiers – Ppst)**, qui, à l'échelle des postes HTA/BT, commet des erreurs faibles sur les consommateurs par chute de tension mais des erreurs élevées sur les pertes actives ;

- **Le modèle à k départs non entiers avec une répartition de puissance décroissante (k départs non entiers – Pdec)**, qui, à l'échelle des postes HTA/BT, commet des erreurs moyennes sur les consommateurs par chute de tension et sur les pertes actives.

Le choix définitif du modèle dépend de la valorisation ou non des pertes actives BT dans les calculs technico-économiques : si les pertes actives sont valorisées, on retiendra le modèle à k départs entiers ; sinon, le modèle à k départs non entiers. A noter que l'estimation des pertes dans les modèles est discutable car il repose sur les puissances consommées et produites totales en aval des postes HTA/BT qui, en théorie, incluent déjà les pertes actives BT.

Dans tous les cas, les deux modèles de réseau BT retenus permettent bien de :

- **détecter les contraintes de tension en BT** : estimation des chutes de tension BT et du nombre de CMA ;
- **dimensionner les leviers novateurs d'intégration d'ENR mis en œuvre en BT**. Autrement dit, déterminer la puissance active des consommateurs ΔP_c à effacer/augmenter, la puissance active des producteurs ΔP_p à effacer, la puissance réactive des producteurs ΔQ_p à absorber/consommer, et/ou la tension au secondaire du transformateur HTA/BT U_{BT} à régler pour résoudre les contraintes de tension en BT, et éventuellement certaines contraintes en HTA. A noter qu'un calcul de load-flow HTA sera nécessaire en cas de modification des puissances provenant du réseau BT (P_c , Q_c , P_p et/ou Q_p).

Annexe 5 Comparaison de plusieurs modèles de réseau basse tension

Poste HTA/BT	CRITBT Nb départs	1 départ - Pcest		1 départ - Paug		1 départ - Pdec		k départs entiers - Pcest		k départs entiers - Paug		k départs entiers - Pdec		k départs non entiers - Pcest		k départs non entiers - Paug		k départs non entiers - Pdec	
		k	Ecart	k	Ecart	k	Ecart	k	Ecart	k	Ecart	k	Ecart	k	Ecart	k	Ecart	k	Ecart
1	3	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	2	-1	1	-2	1,5	-1,5	1,7	-1,3	1,2	-1,8
2	2	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1,1	-0,9	1,3	-0,7	0,9	-1,1
3	2	1	-1	1	-1	1	-1	2	0	2	0	1	-1	1,5	-0,5	1,8	-0,2	1,3	-0,7
4	2	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1,3	-0,7	1,5	-0,5	1,0	-1,0
5	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0,5	-0,5	0,6	-0,4	0,4	-0,6
6	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1,2	0,2	1,4	0,4	1,0	0,0
7	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1,1	0,1	1,3	0,3	0,9	-0,1
8	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1,1	0,1	1,2	0,2	0,9	-0,1
9	1	1	0	1	0	1	0	1	0	2	1	1	0	1,4	0,4	1,7	0,7	1,2	0,2
10	2	1	-1	1	-1	1	-1	2	0	2	0	2	0	1,8	-0,2	2,1	0,1	1,5	-0,5
11	3	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	1,0	-2,0	1,1	-1,9	0,8	-2,2
12	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0,4	-0,6	0,5	-0,5	0,4	-0,6
13	4	1	-3	1	-3	1	-3	1	-3	1	-3	1	-3	0,8	-3,2	1,0	-3,0	0,7	-3,3
14	2	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	2	0	1	-1	1,4	-0,6	1,7	-0,3	1,2	-0,8
15	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0,9	-0,1	1,1	0,1	0,8	-0,2
16	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0,9	-0,1	1,0	0,0	0,7	-0,3
17	6	1	-5	1	-5	1	-5	3	-3	3	-3	2	-4	3,0	-3,0	3,4	-2,6	2,4	-3,6
18	4	1	-3	1	-3	1	-3	2	-2	3	-1	2	-2	2,4	-1,6	2,8	-1,2	2,0	-2,0
19	3	1	-2	1	-2	1	-2	2	-1	3	0	2	-1	2,3	-0,7	2,6	-0,4	1,8	-1,2
20	4	1	-3	1	-3	1	-3	1	-3	1	-3	1	-3	1,0	-3,0	1,2	-2,8	0,8	-3,2
21	3	1	-2	1	-2	1	-2	2	-1	2	-1	1	-2	1,7	-1,3	1,9	-1,1	1,3	-1,7
22	3	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	0,8	-2,2	0,9	-2,1	0,6	-2,4
23	4	1	-3	1	-3	1	-3	2	-2	2	-2	1	-3	1,7	-2,3	1,9	-2,1	1,4	-2,6
24	4	1	-3	1	-3	1	-3	2	-2	2	-2	1	-3	1,6	-2,4	1,8	-2,2	1,3	-2,7
25	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0,4	-0,6	0,4	-0,6	0,3	-0,7
26	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0,1	-0,9	0,1	-0,9	0,1	-0,9
27	7	1	-6	1	-6	1	-6	3	-4	3	-4	2	-5	2,7	-4,3	3,1	-3,9	2,2	-4,8
28	4	1	-3	1	-3	1	-3	2	-2	2	-2	1	-3	1,5	-2,5	1,8	-2,2	1,2	-2,8
29	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0,1	-0,9	0,1	-0,9	0,1	-0,9
30	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0,4	-0,6	0,5	-0,5	0,4	-0,6
31	5	1	-4	1	-4	1	-4	2	-3	2	-3	2	-3	1,9	-3,1	2,2	-2,8	1,6	-3,4
32	2	1	-1	1	-1	1	-1	2	0	2	0	1	-1	1,5	-0,5	1,8	-0,2	1,3	-0,7
33	4	1	-3	1	-3	1	-3	1	-3	2	-2	1	-3	1,4	-2,6	1,6	-2,4	1,2	-2,8
34	5	1	-4	1	-4	1	-4	2	-3	2	-3	2	-3	2,0	-3,0	2,3	-2,7	1,6	-3,4
35	3	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	1	-2	1,3	-1,7	1,5	-1,5	1,0	-2,0
36	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0,3	-0,7	0,4	-0,6	0,3	-0,7

Tableau A5-14 Comparaison des modèles avec le CRITBT sur le nombre de départs.

Annexe 5 Comparaison de plusieurs modèles de réseau basse tension

Poste HTA/BT	CRIT BT		1 départ - Ppst		1 départ - Paug		1 départ - Pdec		k départs entiers - Ppst		k départs entiers - Paug		k départs entiers - Pdec		k départs non entiers - Ppst		k départs non entiers - Paug		k départs non entiers - Pdec	
	N_{cot}	$(N_{C5max})_{CRITBT}$	$(N_{C5max})_{modele}$	err _{C5}	$(N_{C5max})_{modele}$	err _{C5}	$(N_{C5max})_{modele}$	err _{C5}	$(N_{C5max})_{modele}$	err _{C5}	$(N_{C5max})_{modele}$	err _{C5}	$(N_{C5max})_{modele}$	err _{C5}	$(N_{C5max})_{modele}$	err _{C5}	$(N_{C5max})_{modele}$	err _{C5}	$(N_{C5max})_{modele}$	err _{C5}
1	45	0	17	38%	25	56%	13	29%	35	78%	45	100%	25	56%	17	38%	25	56%	13	29%
2	21	2	12	48%	16	67%	10	38%	14	57%	19	81%	7	24%	12	48%	16	67%	10	38%
3	39	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
4	18	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
5	13	2	2	0%	3	8%	1	-8%	0	-15%	13	85%	0	-15%	2	0%	3	8%	1	-8%
6	19	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
7	23	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
8	18	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
9	29	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
10	62	36	38	3%	50	23%	33	-5%	32	-6%	53	27%	0	-58%	38	3%	50	23%	33	-5%
11	29	22	20	-7%	25	10%	17	-17%	19	-10%	27	17%	8	-48%	20	-7%	25	10%	17	-17%
12	7	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
13	17	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
14	35	14	13	-3%	19	14%	10	-11%	27	37%	35	60%	19	14%	13	-3%	19	14%	10	-11%
15	25	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
16	28	1	14	46%	19	64%	11	36%	8	25%	21	71%	0	-4%	14	46%	19	64%	11	36%
17	86	11	0	-13%	0	-13%	0	-13%	0	-13%	0	-13%	0	-13%	0	-13%	0	-13%	0	-13%
18	92	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
19	158	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
20	40	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
21	39	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
22	17	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
23	46	32	30	-4%	38	13%	26	-13%	18	-30%	36	9%	36	9%	30	-4%	38	13%	26	-13%
24	59	17	29	20%	40	39%	23	10%	0	-29%	25	14%	39	37%	29	20%	40	39%	23	10%
25	1	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
26	4	4	1	-75%	1	-75%	1	-75%	0	-100%	4	0%	0	-100%	1	-75%	1	-75%	1	-75%
27	103	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
28	47	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
29	1	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
30	1	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
31	69	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
32	29	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
33	57	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
34	48	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
35	38	27	24	-8%	31	11%	21	-16%	30	8%	37	26%	22	-13%	24	-8%	31	11%	21	-16%
36	1	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
TOTAL	1364	168	200	19%	267	59%	166	-1%	183	9%	315	88%	156	-7%	200	19%	267	59%	166	-1%
<i>err_{moy}</i>				7%		11%		9%		11%		14%		11%		7%		11%		8%
<i>err_{Q95}</i>				47%		65%		36%		62%		82%		56%		47%		65%		36%
<i>err_{max}</i>				75%		75%		75%		100%		100%		100%		75%		75%		75%

Tableau A5-15 Comparaison des modèles avec le CRITBT sur le nombre de consommateurs ayant une chute de tension supérieure à 5 % à la pointe de consommation.

Annexe 5 Comparaison de plusieurs modèles de réseau basse tension

Poste HTA/BT	CRITBT		1 départ - Pest		1 départ - Paug		1 départ - Pdec		k départs entiers - Pcst		k départs entiers - Paug		k départs entiers - Pdec		k départs non entiers - Pcst		k départs non entiers - Paug		k départs non entiers - Pdec	
	N_{clor}	$(N_{CMAmax})_{CRITBT}$	$(N_{CMAmax})_{modele}$	err_{CMA}	$(N_{CMAmax})_{modele}$	err_{CMA}	$(N_{CMAmax})_{modele}$	err_{CMA}	$(N_{CMAmax})_{modele}$	err_{CMA}	$(N_{CMAmax})_{modele}$	err_{CMA}	$(N_{CMAmax})_{modele}$	err_{CMA}	$(N_{CMAmax})_{modele}$	err_{CMA}	$(N_{CMAmax})_{modele}$	err_{CMA}	$(N_{CMAmax})_{modele}$	err_{CMA}
37	97	4	12	8%	19	15%	6	2%	0	-4%	50	47%	0	-4%	12	8%	19	15%	6	2%
38	47	25	18	-15%	26	2%	13	-26%	0	-53%	47	47%	0	-53%	18	-15%	26	2%	13	-26%
39	80	1	23	28%	34	41%	15	18%	24	29%	60	74%	0	-1%	23	28%	34	41%	15	18%
40	63	2	6	6%	9	11%	3	2%	17	24%	47	71%	0	-3%	6	6%	9	11%	3	2%
41	67	19	47	42%	58	58%	41	33%	22	4%	51	48%	51	48%	47	42%	58	58%	41	33%
42	51	1	35	67%	44	84%	31	59%	40	76%	49	94%	29	55%	35	67%	44	84%	31	59%
43	68	1	35	50%	48	69%	28	40%	43	62%	62	90%	16	22%	35	50%	48	69%	28	40%
44	17	6	3	-18%	5	-6%	2	-24%	6	0%	13	41%	0	-35%	3	-18%	5	-6%	2	-24%
45	42	18	11	-17%	16	-5%	7	-26%	26	19%	38	48%	6	-29%	11	-17%	16	-5%	7	-26%
46	39	16	21	13%	29	33%	17	3%	32	41%	39	59%	25	23%	21	13%	29	33%	17	3%
47	90	8	17	10%	27	21%	10	2%	52	49%	90	91%	0	-9%	17	10%	27	21%	10	2%
48	43	6	2	-9%	4	-5%	1	-12%	24	42%	43	86%	0	-14%	2	-9%	4	-5%	1	-12%
49	45	20	10	-22%	16	-9%	6	-31%	32	27%	45	56%	19	-2%	10	-22%	16	-9%	6	-31%
50	35	5	6	3%	10	14%	4	-3%	22	49%	32	77%	7	6%	6	3%	10	14%	4	-3%
51	36	5	3	-6%	5	0%	1	-11%	0	-14%	23	50%	0	-14%	3	-6%	5	0%	1	-11%
52	48	10	25	31%	34	50%	20	21%	36	54%	46	75%	23	27%	25	31%	34	50%	20	21%
53	68	25	33	12%	46	31%	26	1%	37	18%	59	50%	0	-37%	33	12%	46	31%	26	1%
54	33	2	14	36%	20	55%	11	27%	17	45%	28	79%	0	-6%	14	36%	20	55%	11	27%
55	44	17	14	-7%	20	7%	9	-18%	14	-7%	33	36%	0	-39%	14	-7%	20	7%	9	-18%
56	43	2	21	44%	30	65%	17	35%	19	40%	35	77%	0	-5%	21	44%	30	65%	17	35%
57	62	19	31	19%	43	39%	25	10%	48	47%	62	69%	34	24%	31	19%	43	39%	25	10%
58	65	11	26	23%	37	40%	19	12%	0	-17%	29	28%	43	49%	26	23%	37	40%	19	12%
59	285	65	89	8%	132	24%	61	-1%	149	29%	80	5%	0	-23%	89	8%	132	24%	61	-1%
60	53	8	19	21%	28	38%	14	11%	35	51%	49	77%	16	15%	19	21%	28	38%	14	11%
61	81	15	23	10%	34	23%	15	0%	0	-19%	81	81%	50	43%	23	10%	34	23%	15	0%
62	89	9	24	17%	36	30%	15	7%	23	16%	66	64%	46	42%	24	17%	36	30%	15	7%
TOTAL	1691	320	568	78%	810	153%	417	30%	718	124%	1257	293%	365	14%	568	78%	810	153%	417	30%
<i>err_{moy}</i>				21%		30%		24%		32%		62%		24%		21%		30%		17%
<i>err_{Q95}</i>				49%		68%		39%		60%		91%		52%		49%		68%		39%
<i>err_{max}</i>				67%		84%		59%		76%		94%		55%		67%		84%		59%

Tableau A5-16 Comparaison des modèles avec le CRITBT sur le nombre de CMA.

Annexe 5 Comparaison de plusieurs modèles de réseau basse tension

Poste HTA/BT	CRITBT		1 départ - Ppst		1 départ - Paug		1 départ - Pdec		k départs entiers - Ppst		k départs entiers - Paug		k départs entiers - Pdec		k départs non entiers - Ppst		k départs non entiers - Paug		k départs non entiers - Pdec	
	P_{emax} [kW]	$(P_{imax})_{CRITBT}$ [%]	$(P_{imax})_{modèle}$ [%]	err_{Tj}	$(P_{imax})_{modèle}$ [%]	err_{Tj}	$(P_{imax})_{modèle}$ [%]	err_{Tj}	$(P_{imax})_{modèle}$ [%]	err_{Tj}	$(P_{imax})_{modèle}$ [%]	err_{Tj}	$(P_{imax})_{modèle}$ [%]	err_{Tj}	$(P_{imax})_{modèle}$ [%]	err_{Tj}	$(P_{imax})_{modèle}$ [%]	err_{Tj}	$(P_{imax})_{modèle}$ [%]	err_{Tj}
1	161	2,0	2,8	0,8%	2,1	0,1%	4,1	2,1%	5,9	3,9%	0,9	-1,1%	3,6	1,6%	2,8	0,8%	1,3	-0,7%	2,5	0,5%
2	54	1,2	4,2	3,0%	3,2	2,0%	6,2	5,0%	5,3	4,1%	3,2	2,0%	3,2	2,0%	4,2	3,0%	1,9	0,7%	3,8	2,6%
3	74	0,9	2,2	1,3%	1,7	0,8%	3,3	2,4%	1,3	0,4%	0,8	-0,1%	3,1	2,2%	2,2	1,3%	1,0	0,1%	2,0	1,1%
4	40	0,6	1,5	0,9%	1,1	0,5%	2,2	1,6%	2,4	1,8%	1,5	0,9%	1,5	0,9%	1,5	0,9%	0,7	0,1%	1,3	0,7%
5	24	1,0	2,3	1,3%	1,7	0,7%	3,4	2,4%	0,6	-0,4%	0,3	-0,7%	0,3	-0,7%	2,3	1,3%	1,0	0,0%	2,1	1,1%
6	39	0,6	0,8	0,2%	0,6	0,0%	1,2	0,6%	1,2	0,6%	0,7	0,1%	0,7	0,1%	0,8	0,2%	0,4	-0,2%	0,7	0,1%
7	52	1,0	1,8	0,8%	1,4	0,4%	2,7	1,7%	2,1	1,1%	1,3	0,3%	1,3	0,3%	1,8	0,8%	0,8	-0,2%	1,6	0,6%
8	64	1,2	1,2	0,0%	0,9	-0,3%	1,8	0,6%	1,4	0,2%	0,8	-0,4%	0,8	-0,4%	1,2	0,0%	0,6	-0,6%	1,1	-0,1%
9	51	1,3	1,8	0,5%	1,3	0,0%	2,6	1,3%	3,6	2,3%	0,6	-0,7%	2,2	0,9%	1,8	0,5%	0,8	-0,5%	1,6	0,3%
10	147	3,5	4,0	0,5%	3,0	-0,5%	5,9	2,4%	3,4	-0,1%	2,1	-1,4%	2,1	-1,4%	4,0	0,5%	1,8	-1,7%	3,6	0,1%
11	87	3,4	4,2	0,8%	3,2	-0,2%	6,2	2,8%	4,0	0,6%	2,4	-1,0%	2,4	-1,0%	4,2	0,8%	1,9	-1,5%	3,8	0,4%
12	26	0,6	1,0	0,4%	0,7	0,1%	1,4	0,8%	0,2	-0,4%	0,1	-0,5%	0,1	-0,5%	1,0	0,4%	0,4	-0,2%	0,9	0,3%
13	45	1,3	2,0	0,7%	1,5	0,2%	3,0	1,7%	1,4	0,1%	0,9	-0,4%	0,9	-0,4%	2,0	0,7%	0,9	-0,4%	1,8	0,5%
14	87	2,4	2,8	0,4%	2,1	-0,3%	4,1	1,7%	5,6	3,2%	0,9	-1,5%	3,5	1,1%	2,8	0,4%	1,3	-1,1%	2,5	0,1%
15	61	2,2	2,3	0,1%	1,7	-0,5%	3,4	1,2%	2,0	-0,2%	1,2	-1,0%	1,2	-1,0%	2,3	0,1%	1,1	-1,1%	2,1	-0,1%
16	58	1,8	3,4	1,6%	2,6	0,8%	5,0	3,2%	2,8	1,0%	1,7	-0,1%	1,7	-0,1%	3,4	1,6%	1,6	-0,2%	3,1	1,3%
17	399	2,0	2,9	0,9%	2,2	0,2%	4,3	2,3%	2,8	0,8%	1,7	-0,3%	3,7	1,7%	2,9	0,9%	1,3	-0,7%	2,6	0,6%
18	164	1,7	1,9	0,2%	1,4	-0,3%	2,8	1,1%	2,8	1,1%	0,7	-1,0%	1,7	0,0%	1,9	0,2%	0,9	-0,8%	1,7	0,0%
19	100	0,7	1,0	0,3%	0,8	0,1%	1,5	0,8%	1,3	0,6%	0,3	-0,4%	0,8	0,1%	1,0	0,3%	0,5	-0,2%	0,9	0,2%
20	86	0,2	0,9	0,7%	0,7	0,5%	1,4	1,2%	1,0	0,8%	0,6	0,4%	0,6	0,4%	0,9	0,7%	0,4	0,2%	0,8	0,6%
21	118	0,6	1,6	1,0%	1,2	0,6%	2,5	1,9%	1,1	0,5%	0,7	0,1%	2,7	2,1%	1,6	1,0%	0,7	0,1%	1,5	0,9%
22	41	0,5	2,2	1,7%	1,7	1,2%	3,2	2,7%	1,4	0,9%	0,8	0,3%	0,8	0,3%	2,2	1,7%	1,0	0,5%	2,0	1,5%
23	192	2,0	4,2	2,2%	3,2	1,2%	6,2	4,2%	3,0	1,0%	1,8	-0,2%	6,8	4,8%	4,2	2,2%	1,9	-0,1%	3,8	1,8%
24	111	1,6	3,4	1,8%	2,6	1,0%	5,0	3,4%	2,1	0,5%	1,3	-0,3%	4,9	3,3%	3,4	1,8%	1,5	-0,1%	3,0	1,4%
25	2	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
26	3	0,3	2,4	2,1%	1,8	1,5%	3,5	3,2%	0,0	-0,3%	0,0	-0,3%	0,0	-0,3%	2,4	2,1%	1,1	0,8%	2,1	1,8%
27	223	1,0	2,6	1,6%	2,0	1,0%	3,9	2,9%	2,1	1,1%	1,2	0,2%	2,8	1,8%	2,6	1,6%	1,2	0,2%	2,4	1,4%
28	89	0,7	1,6	0,9%	1,2	0,5%	2,4	1,7%	0,9	0,2%	0,6	-0,1%	2,2	1,5%	1,6	0,9%	0,7	0,0%	1,4	0,7%
29	0	0,0	0,2	0,2%	0,2	0,2%	0,3	0,3%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,2	0,2%	0,1	0,1%	0,2	0,2%
30	4	0,1	0,1	0,0%	0,0	-0,1%	0,1	0,0%	0,0	-0,1%	0,0	-0,1%	0,0	-0,1%	0,1	0,0%	0,0	-0,1%	0,1	0,0%
31	116	0,8	1,9	1,1%	1,4	0,6%	2,8	2,0%	1,7	0,9%	1,0	0,2%	1,0	0,2%	1,9	1,1%	0,9	0,1%	1,7	0,9%
32	80	0,6	1,5	0,9%	1,1	0,5%	2,2	1,6%	0,9	0,3%	0,5	-0,1%	2,1	1,5%	1,5	0,9%	0,7	0,1%	1,3	0,7%
33	97	0,5	1,7	1,2%	1,3	0,8%	2,6	2,1%	3,4	2,9%	0,5	0,0%	2,1	1,6%	1,7	1,2%	0,8	0,3%	1,6	1,1%
34	111	1,2	2,5	1,3%	1,9	0,7%	3,7	2,5%	2,5	1,3%	1,5	0,3%	1,5	0,3%	2,5	1,3%	1,1	-0,1%	2,2	1,0%
35	108	4,0	5,2	1,2%	4,0	0,0%	7,6	3,6%	8,2	4,2%	5,1	1,1%	5,1	1,1%	5,2	1,2%	2,4	-1,6%	4,7	0,7%
36	2	0,0	0,1	0,1%	0,0	0,0%	0,1	0,1%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,1	0,1%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
TOTAL	3115	49	81	65%	61	24%	119	143%	86	76%	42	-15%	85	72%	81	65%	37	-25%	73	49%
err_{moy}				0,9%		0,5%		1,5%		1,1%		0,5%		1,0%		0,9%		0,4%		0,7%
err_{095}				2,1%		1,3%		3,8%		4,0%		1,5%		2,5%		2,1%		1,5%		1,8%
err_{max}				3,0%		2,0%		5,0%		4,2%		2,0%		4,8%		3,0%		1,7%		2,6%

Tableau A5-17 Comparaison des modèles avec le CRITBT sur les pertes actives à la pointe de consommation.

Annexe 6 Evolutions annuelles du réseau d'étude suite à l'application de la stratégie de planification actuelle sur un scénario pluriannuel

Cette Annexe présente les évolutions annuelles d'un réseau radial de 390 nœuds HTA et 111 postes de distribution lorsque la stratégie actuelle de planification est appliquée à ce réseau en réponse au scénario n°1 d'insertion de 20 MW d'ENR sur 10 ans (partie 2.6.2).

Dans le scénario n°1 (partie 2.4.1.4), le réseau d'étude doit accueillir :

- 4 producteurs HTA sur 10 ans :
 - o un producteur photovoltaïque de 285 kW à l'année 2,
 - o un producteur photovoltaïque de 603 kW à l'année 5,
 - o un producteur éolien de 10216 kW à l'année 8,
 - o un producteur photovoltaïque de 2 319 kW à l'année 9 ;
- entre 110 et 130 producteurs BT par année, soit un total 1220 producteurs BT sur 10 ans.

La légende des figures de réseau ci-après est détaillée dans le Tableau 1.

⊙	Poste source	△	Producteur HTA	●	Transformateurs mutés
○	Poste de distribution	—	Liaisons HTA renforcées	P	Numéro du producteur HTA
□	Consommateur HTA	—	Liaisons HTA ajoutées	A	Année d'implantation

Tableau 1 Légende des figures de l'Annexe 6.

A6.1 Année 1

D'après la Figure A6-1, 9 postes de distribution ont été remplacés à l'année 1 pour éviter des contraintes de puissance apparente causées par la production BT (voir ronds orange).

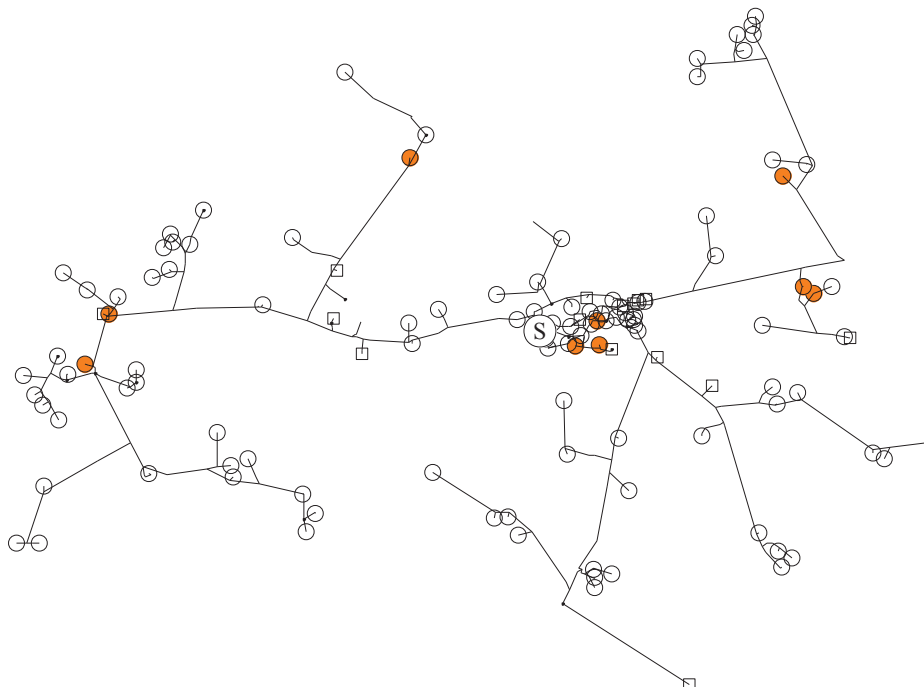


Figure A6-1 Architecture du réseau à l'année 1.

A6.2 Année 2

D'après la Figure A6-2, le premier producteur HTA est raccordé en départ mixte à l'année 2. Sa consigne de tangente phi est fixée à zéro. Une antenne de raccordement de 1,2 km a été créée pour raccorder le nouveau producteur au nœud HTA le plus proche (voir liaison verte sur la Figure A6-2).

Aucun renforcement du départ existant n'est nécessaire car aucun risque de contrainte lié au nouveau producteur n'a été détecté lors de l'étude de raccordement.

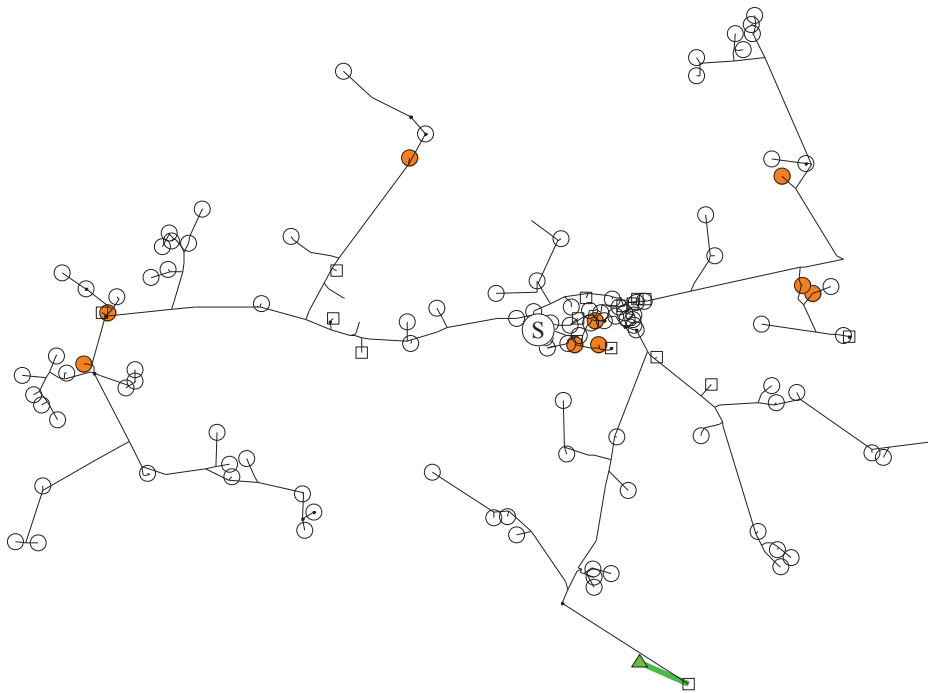


Figure A6-2 Architecture du réseau à l'année 2.

A6.3 Année 3

D'après la Figure A6-3, 2 postes de distribution supplémentaires ont été remplacés à l'année 3 pour éviter des contraintes de puissance apparente causées par la production BT (voir nouveaux ronds orange entre les Figure A6-2 et Figure A6-3).

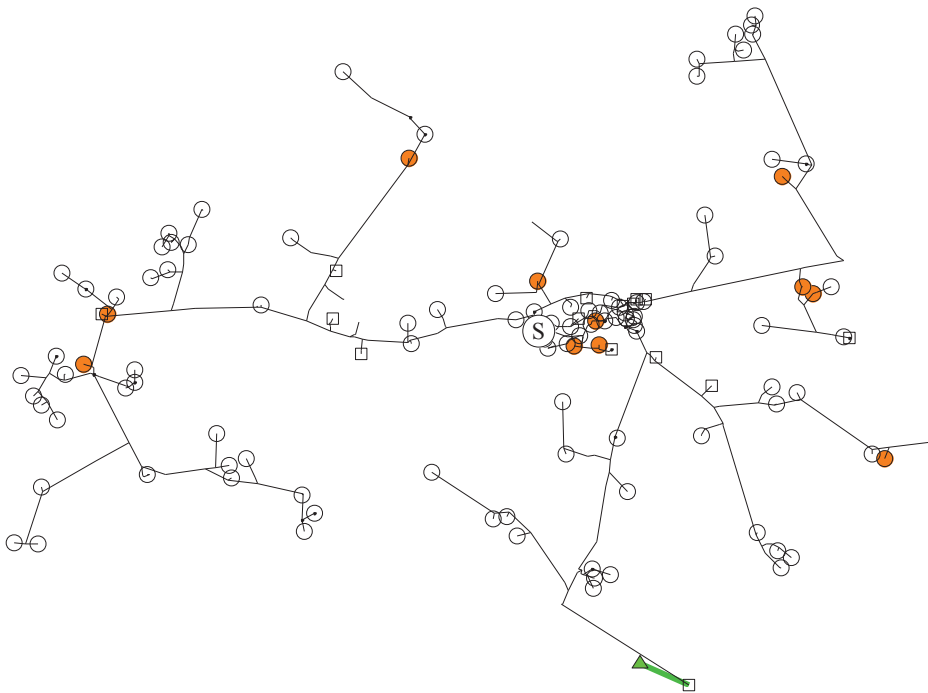


Figure A6-3 Architecture du réseau à l'année 3.

A6.4 Année 4

D'après la Figure A6-4, 2 postes de distribution supplémentaires ont été remplacés à l'année 4 pour éviter des contraintes de puissance apparente causées par la production BT (voir nouveaux ronds orange entre les Figure A6-3 et Figure A6-4).

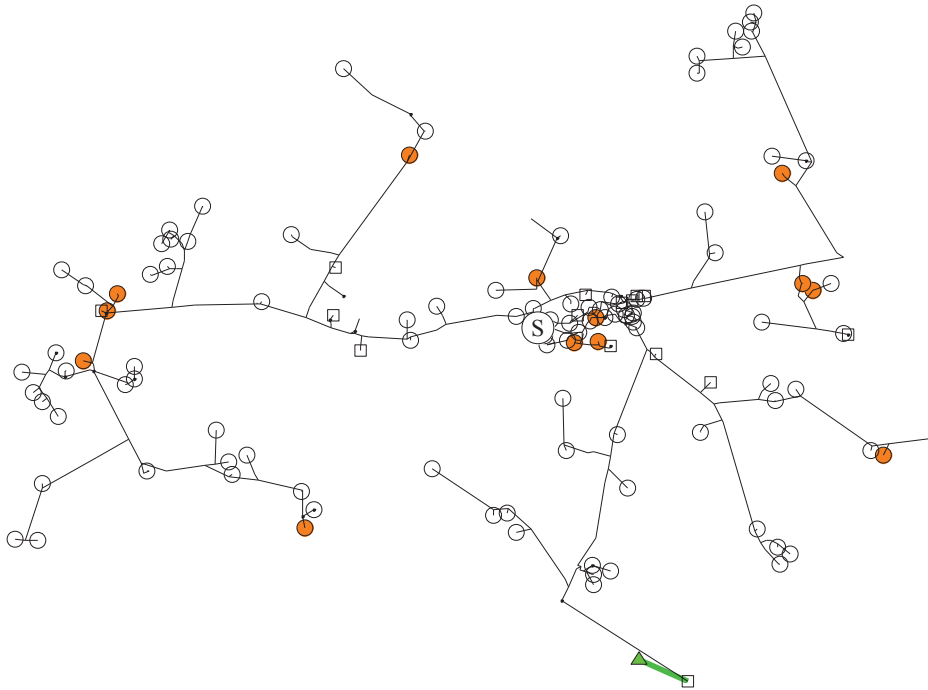


Figure A6-4 Architecture du réseau à l'année 4.

A6.5 Année 5

D'après la Figure A6-5, le deuxième producteur HTA est raccordé en départ mixte à l'année 5. Sa consigne de tangente phi est fixée à $-0,21$ pour éviter des risques de surtension sur le départ. Une antenne de raccordement de 1,9 km a été créée pour raccorder le nouveau producteur au nœud HTA le plus proche (voir liaison verte sur la Figure A6-5). Aucun renforcement du départ existant n'est nécessaire car aucun risque de contrainte lié au nouveau producteur n'a été détecté lors de l'étude de raccordement après abaissement de la consigne de tangente phi du nouveau producteur.

Un poste de distribution supplémentaire a été remplacé à l'année 5 pour éviter des contraintes de puissance apparente causées par la production BT (voir nouveau rond orange entre les Figure A6-4 et Figure A6-5).

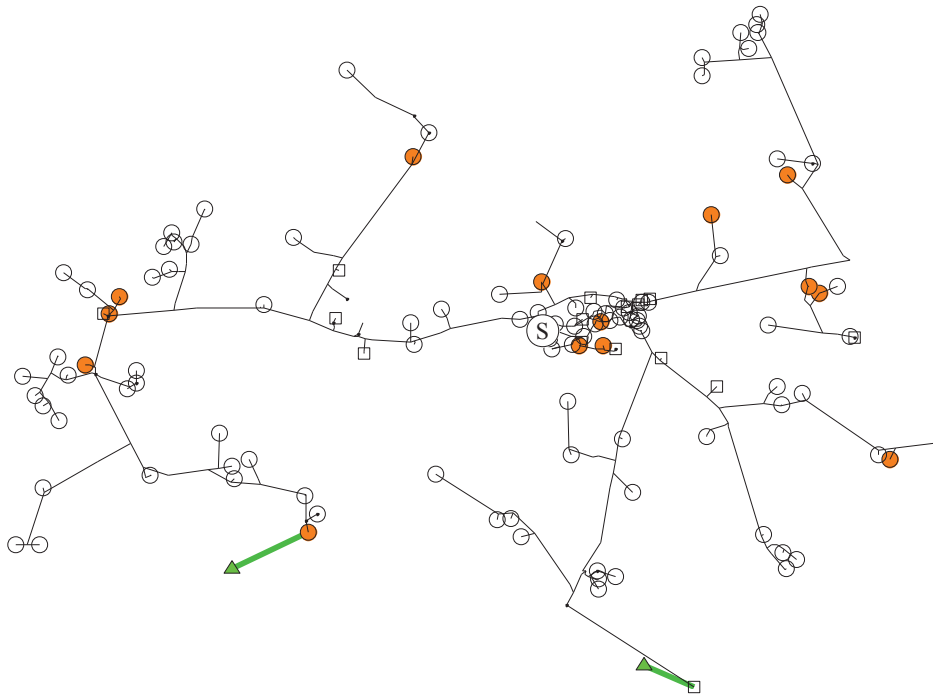


Figure A6-5 Architecture du réseau à l'année 5.

A6.6 Année 6

D'après la Figure A6-6, 9 postes de distribution supplémentaires ont été remplacés à l'année 6 pour éviter des contraintes de puissance apparente causées par la production BT (voir nouveaux ronds orange entre les Figure A6-5 et Figure A6-6). Environ 1,2 km de liaisons HTA ont été renforcées pour accueillir la production BT sans contrainte (voir liaisons orange sur la Figure A6-6).

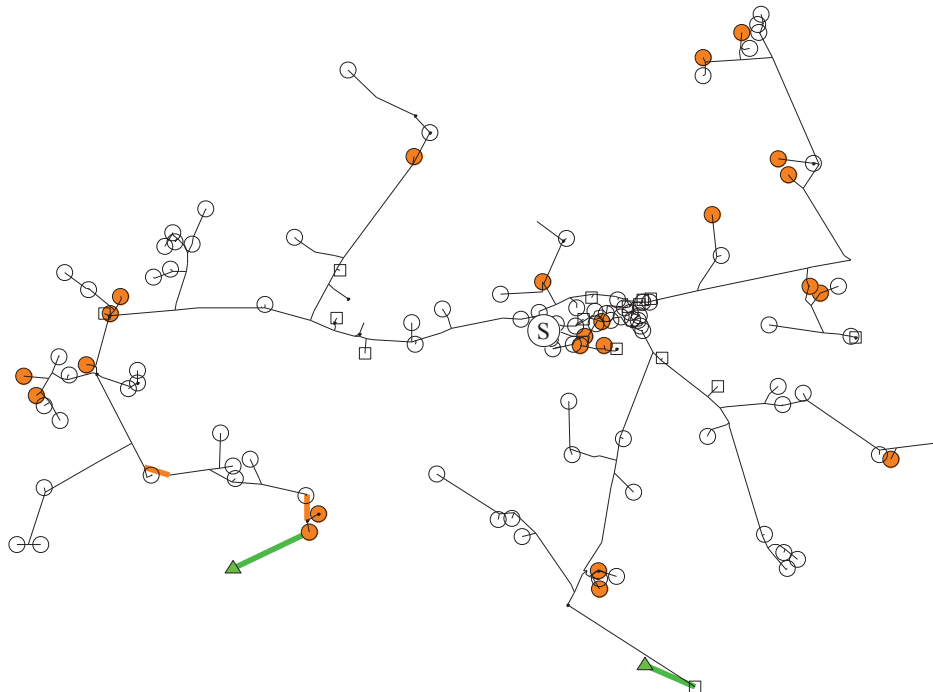


Figure A6-6 Architecture du réseau à l'année 6.

A6.7 Année 7

D'après la Figure A6-7, 4 postes de distribution supplémentaires ont été remplacés à l'année 7 pour éviter des contraintes de puissance apparente causées par la production BT (voir nouveaux ronds

orange entre les Figure A6-6 et Figure A6-7). Environ 4,3 km de liaisons HTA ont été renforcées pour accueillir la production BT sans contrainte (voir nouvelles liaisons orange entre les Figure A6-6 et Figure A6-7).

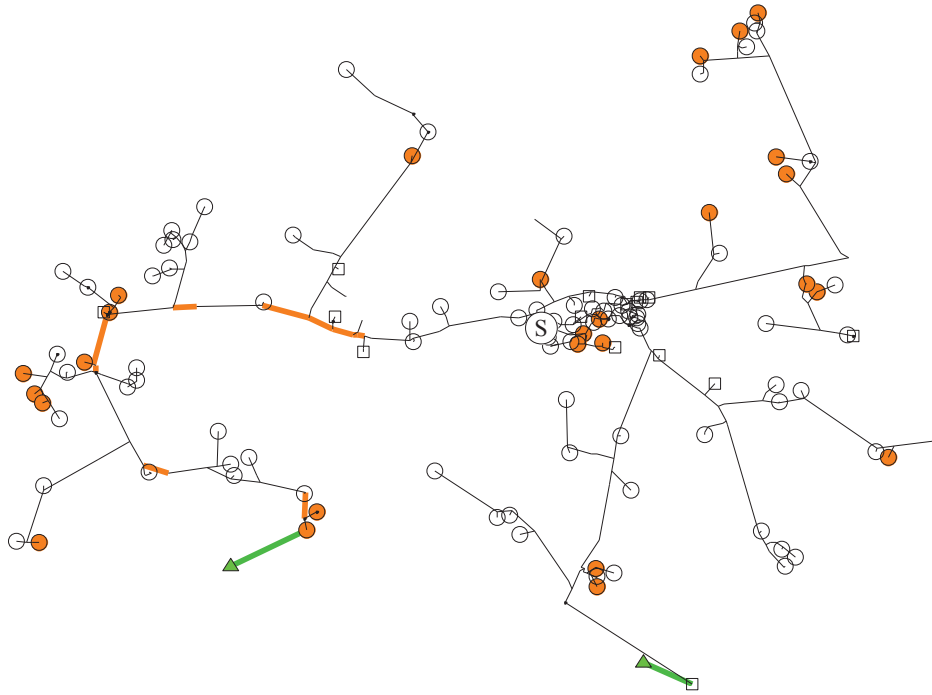


Figure A6-7 Architecture du réseau à l'année 7.

A6.8 Année 8

D'après la Figure A6-8, le troisième producteur HTA est raccordé en départ mixte à l'année 8. Sa consigne de tangente phi est fixée à $-0,25$ pour limiter les risques de surtension sur le départ. Une antenne de raccordement de 4 km a été créée pour raccorder le nouveau producteur au nœud HTA le plus proche (voir liaison verte sur la Figure A6-8). Le départ existant a été renforcé sur 11 km pour résoudre les risques de contrainte détectés lors de l'étude de raccordement (voir nouvelles liaisons orange entre les Figure A6-7 et Figure A6-8).

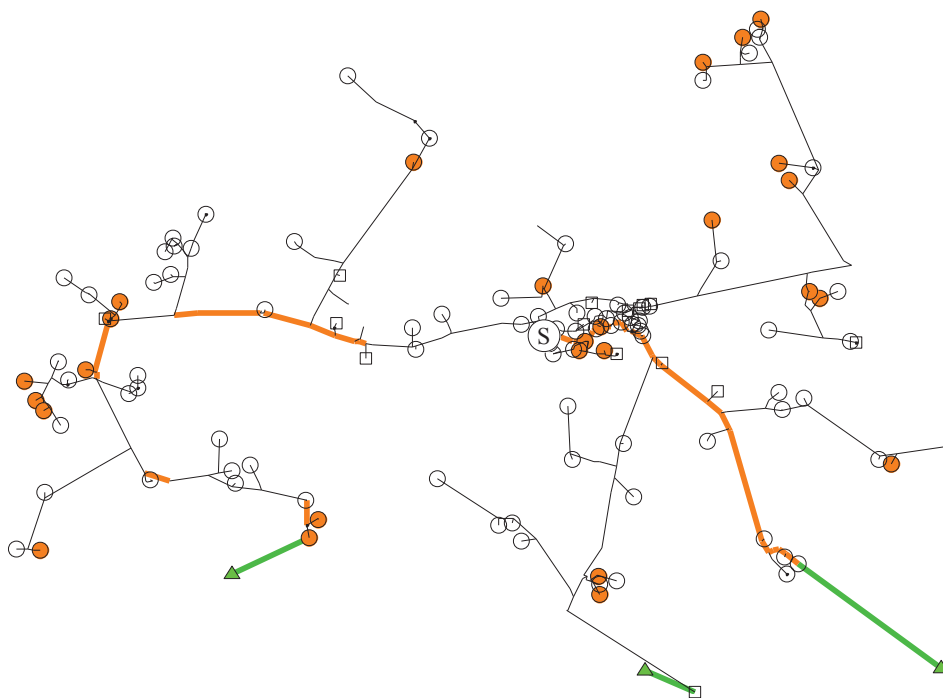


Figure A6-8 Architecture du réseau à l'année 8.

A6.9 Année 9

D'après la Figure A6-9, le quatrième producteur HTA est raccordé en départ mixte à l'année 9, sur le même départ que le deuxième producteur HTA. Pour limiter les risques de surtension sur le départ, la consigne de tangente phi du nouveau producteur est fixée à $-0,24$ tandis que celle du producteur existant est abaissée de $-0,21$ à $-0,24$. Une antenne de raccordement de 0,7 km a été créée pour raccorder le nouveau producteur au nœud HTA le plus proche (voir liaison verte sur la Figure A6-9). Environ 2,6 km du départ existant a été renforcé pour résoudre les risques de contrainte détectés lors de l'étude de raccordement après abaissement des consignes de tangente phi des producteurs.

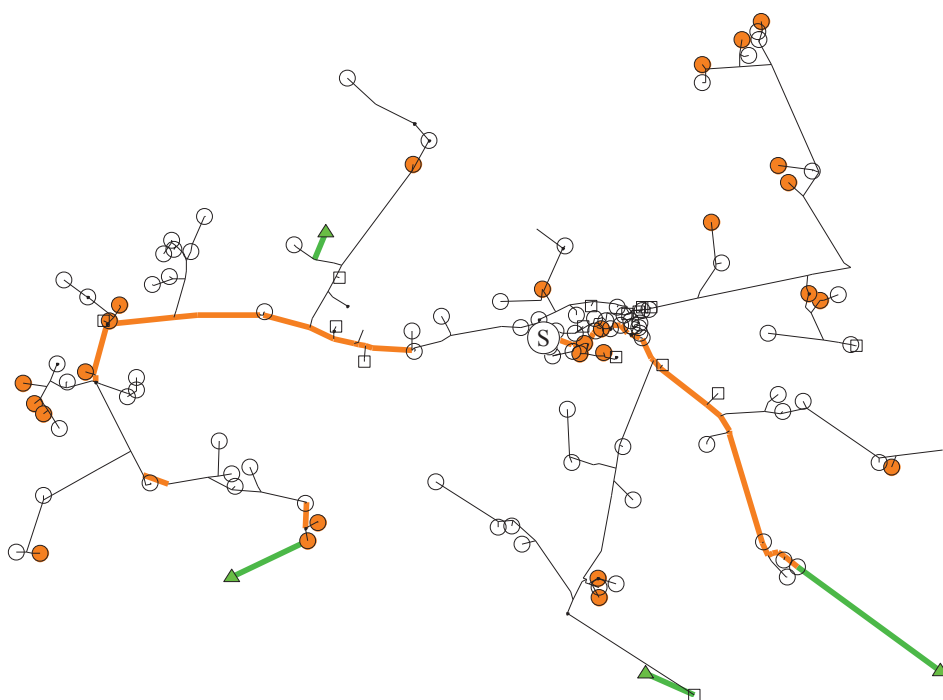


Figure A6-9 Architecture du réseau à l'année 9.

A6.10 Année 10

D'après la Figure A6-10, un poste de distribution supplémentaire a été remplacé à l'année 10 pour éviter des contraintes de puissance apparente causées par la production BT (voir nouveau rond orange entre les Figure A6-9 et Figure A6-10). Environ 2 km de liaisons HTA ont été renforcées pour accueillir la production BT sans contrainte.

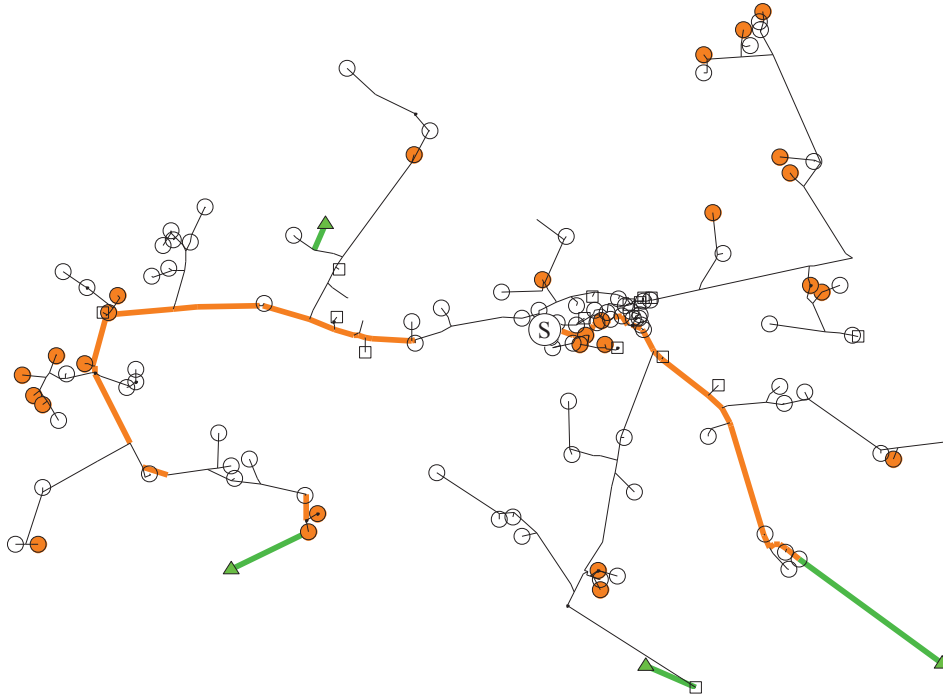


Figure A6-10 Architecture du réseau à l'année 10.

Annexe 7 Influence de la prise en compte des surcoûts de la chaîne de conversion de puissance dans les études de raccordement des producteurs HTA

A7.1 Présentation de la problématique

Dans la stratégie de planification actuelle, la configuration de raccordement des producteurs HTA est choisie à l'aide d'une comparaison technico-économique sur dix ans entre le raccordement en départ mixte et le raccordement en départ direct (Annexe 4). Le bilan technico-économique des raccordements en départ mixte et en départ direct ne comprend actuellement que les investissements sur le réseau HTA nécessaires au raccordement du producteur HTA¹.

Or la comparaison des stratégies A et B (partie 4.3) a mis en évidence la part significative des surcoûts de PCS dans le bilan économique de la stratégie actuelle de planification (stratégie A). **La prise en compte des surcoûts de PCS dans le calcul technico-économique des configurations de raccordement pourrait modifier le choix de la configuration finale de raccordement.** Ce serait le cas du raccordement du producteur P3 dans le scénario 2 (Figure A7-1) :

- Sans tenir compte des surcoûts de PCS dans la comparaison technico-économique (stratégie A), la configuration finale de raccordement est le raccordement en départ mixte, avec un coût plus faible de 1,3 % par rapport au raccordement en départ direct (Figure A7-1.b). Le producteur P3 est donc raccordé en départ mixte en suivant la stratégie actuelle (Figure A7-1.a).
- En tenant compte des surcoûts de PCS dans la comparaison technico-économique, la configuration finale de raccordement est le raccordement en départ direct, avec un coût du raccordement en départ mixte plus élevé de 25,8 % par rapport au raccordement en départ direct (Figure A7-1.b). Le producteur P3 aurait donc été raccordé en départ direct dans ce cas.

Le CNA obtenu au final pourrait donc être modifié si les surcoûts de PCS des producteurs HTA étaient prises en compte dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA, i.e., dans les phases 4.a et 4.b de la stratégie de planification considérée (Tableau 2-3).

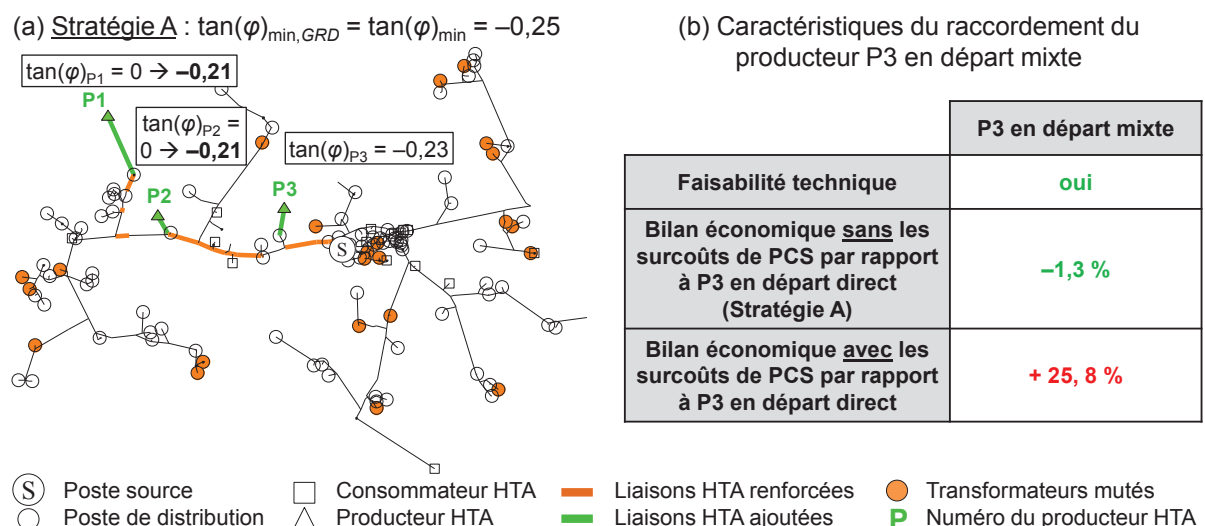


Figure A7-1 Scénario 2 : (a) architecture finale du réseau pour la stratégie A, (b) comparaison technico-économique des configurations de raccordement du producteur P3 avec et sans surcoûts de PCS.

¹ En pratique, le calcul technico-économique comprend aussi une estimation du coût des pertes actives sur le réseau HTA sur 10 ans. Le coût des pertes n'est pas considéré ici car, dans la méthode actuelle, le montant des pertes est estimé sans tenir compte de l'impact de la production.

L'objectif de cette étude est d'évaluer dans quelle mesure le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA impacte le CNA de la stratégie de planification. Dans ce but, les stratégies de planification suivantes sont comparées (Figure A7-2) :

- **Stratégie A** (référence) : la stratégie de planification actuelle avec $\tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min}$ variable, sachant que la configuration de raccordement des producteurs HTA est choisie sur la base des investissements du réseau HTA uniquement. Le bilan technico-économique des raccordements en départ mixte et en départ direct, noté CNA_{mix}^A et CNA_{dir}^A , est comme suit :

$$CNA_{mix}^A = I_{HTA,mix} - \frac{V_{HTA,mix}}{(1+i)^T} = \left(1 - \frac{(1+i)^{A_{HTA}} - (1+i)^T}{(1+i)^{A_{HTA}} - 1} \right) I_{HTA,mix}, \quad (A7.1)$$

$$CNA_{dir}^A = \left(1 - \frac{(1+i)^{A_{HTA}} - (1+i)^T}{(1+i)^{A_{HTA}} - 1} \right) I_{HTA,dir}, \quad (A7.2)$$

avec :

- o T : le nombre d'années de l'étude technico-économique ($T = 10$ ans) ;
 - o i : le taux d'actualisation des coûts réels ($i = 5\%$) ;
 - o $I_{HTA,mix}$ et $I_{HTA,dir}$: les coûts d'investissement sur le réseau HTA pour raccorder le producteur HTA en départ mixte et en départ direct ;
 - o A_{HTA} : la durée de vie d'un ouvrage HTA ($A_{HTA} = 40$ ans).
- **Stratégie C** : la stratégie de planification actuelle avec $\tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min}$ variable, à l'exception que la configuration de raccordement des producteurs HTA est choisie sur la base des investissements du réseau HTA et des surcoûts éventuels du PCS. Le bilan technico-économique des raccordements en départ mixte et en départ direct, noté CNA_{mix}^C et CNA_{dir}^C , est comme suit :

$$CNA_{mix}^C = CNA_{mix}^A + I_{PCS} - \frac{V_{PCS}}{(1+i)^T} = CNA_{mix}^A + \left(1 - \frac{(1+i)^{A_{PCS}} - (1+i)^T}{(1+i)^{A_{PCS}} - 1} \right) I_{PCS} \quad (A7.3)$$

$$\Rightarrow CNA_{mix}^C = CNA_{mix}^A + I_{PCS} \text{ si } A_{PCS} = T \text{ (comme c'est le cas ici),}$$

$$CNA_{dir}^C = CNA_{dir}^A, \quad (A7.4)$$

avec :

- o I_{PCS} : le surcoût du PCS du producteur HTA en départ mixte, calculé comme décrit dans la partie 2.7.1.2 ;
- o A_{PCS} : la durée de vie du PCS du producteur HTA ($A_{PCS} = 10$ ans).

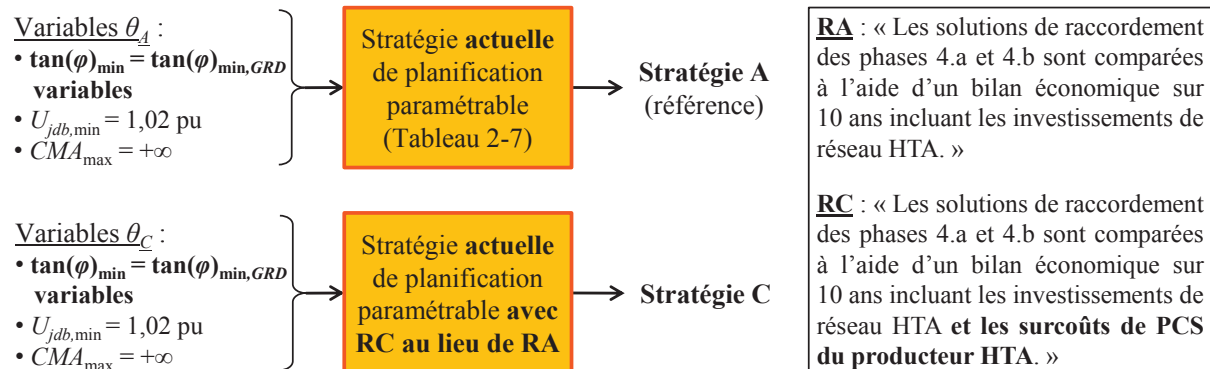


Figure A7-2 Stratégies de planification A et C.

Notre démarche est proche de celle de l'étude de cas précédente :

- Les performances des stratégies A et C sont comparées sur un réseau de distribution à partir de scénarios d'arrivée d'ENR de 20 MW sur 10 ans (partie 2.2) et pour différentes valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$:

$$\tan(\varphi)_{\min} \in \{-0,6 ; -0,5 ; -0,4 ; -0,3 ; -0,25 ; -0,2 ; -0,1\}.$$

Les stratégies A et C sont comparées :

- o année par année sur 3 scénarios particuliers pour illustrer les écarts de résultat entre les deux stratégies (partie A7.2.1) ;
- o à l'année finale sur 200 scénarios en termes de dimensionnement et exploitation du réseau électrique et de coûts liés à l'application des stratégies de planification (partie A7.2.2).

A7.2 Comparaison des stratégies A et C

La stratégie A servant de référence, les écarts de résultat entre les stratégies A et C sont exprimées sous deux formes :

- l'écart absolu de tout indicateur y entre la stratégie A et la stratégie C :

$$\Delta y = y^C - y^A, \quad (A7.5)$$

- l'écart relatif de tout indicateur y entre la stratégie A et la stratégie C :

$$\Delta y = (y^C - y^A) / y^A. \quad (A7.6)$$

En particulier, le signe de l'écart (absolu ou relatif) de CNA entre les stratégies A et C (ΔCNA) doit être interprété comme suit :

- $\Delta CNA > 0$: le CNA de la stratégie C est supérieur au CNA de la stratégie A, ce qui signifie que **la prise en compte des surcoûts de PCS dans l'étude de raccordement augmente le CNA**.
- $\Delta CNA < 0$: le CNA de la stratégie C est inférieur au CNA de la stratégie A, ce qui signifie que **la prise en compte des surcoûts de PCS dans l'étude de raccordement réduit le CNA**.

A7.2.1 Résultats détaillés pour trois scénarios particuliers

Les résultats de trois scénarios sont détaillés année par année afin de mieux comprendre dans quelle mesure la prise en compte des surcoûts de PCS dans l'étude de raccordement peut impacter les décisions d'investissement sur le réseau et donc le bilan économique d'une stratégie de planification :

- le scénario 2 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$ où la prise en compte des surcoûts de PCS réduit le CNA ($\Delta CNA < 0$) ;
- le scénario 3 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$ où la prise en compte des surcoûts de PCS ne remet pas en cause les choix de raccordement des producteurs HTA ($\Delta CNA = 0$) ;
- le scénario 4 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$ où la prise en compte des surcoûts de PCS augmente le CNA ($\Delta CNA > 0$).

Les diagrammes d'activités du modèle de la stratégie actuelle de planification conduisant aux résultats ci-dessous sont détaillés dans l'Annexe 4.

A7.2.1.1 Scénario 2 : la prise en compte des surcoûts de PCS dans l'étude de raccordement réduit le CNA

La prise en compte des surcoûts de PCS dans les études de raccordement des producteurs HTA peut réduire le CNA dans certaines situations. C'est le cas du scénario 2 où le raccordement du producteur P3 est modifié (Figure A7-3 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$).

En suivant la stratégie A, i.e., en ne tenant pas compte des surcoûts de PCS dans le choix des configurations de raccordement des producteurs HTA, les producteurs P1, P2 et P3 sont tous les trois raccordés au même départ mixte (Figure A7-3.a). Les décisions d'investissement découlant de la stratégie A sont détaillées dans la partie 4.3.3.1.1.

En suivant la stratégie C, i.e., en tenant compte des surcoûts de PCS dans le choix des configurations de raccordement des producteurs HTA, les producteurs P1 et P2 sont raccordés au même départ mixte tandis que le producteur P3 est raccordé en départ direct (Figure A7-3.b) :

- Année 8 : en considérant les surcoûts de PCS dans le bilan technico-économique des configurations de raccordement, le raccordement du producteur P3 en départ mixte est plus coûteux que la création d'un départ direct producteur (détails en Figure A7-1). Le producteur P3 est donc raccordé en départ direct, ce qui implique un investissement supplémentaire sur le réseau d'environ 3,3 k€ par rapport à la stratégie A (barre bleue à l'année 8 sur la Figure A7-3.f). Comme tout producteur en départ direct, le producteur P3 a une consigne de tangente phi fixée à zéro. Son PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à zéro, soit un gain en PCS d'environ 30 k€ par rapport à la stratégie A (barre jaune à l'année 8 sur la Figure A7-3.f). De plus, un gain en pertes actives d'environ 8 k€ est réalisé par rapport à la stratégie A (barre verte à l'année 8 sur la Figure A7-3.f).
- Années 9 : contrairement à la stratégie A, le GRD n'a pas besoin d'effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA des producteurs P1 et P2 pour accueillir les nouveaux producteurs BT. La stratégie B réalise un gain en investissement d'environ 3,6 k€ par rapport à la stratégie A (barre bleu foncé à l'année 9 sur la Figure A7-3.f). De plus, un gain en pertes actives d'environ 7,4 k€ est réalisé par rapport à la stratégie A (barre verte à l'année 9 sur la Figure A7-3.f).
- Années 10 : le GRD doit effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA des producteurs P1 et P2 pour éviter des surtensions liées à l'apparition de nouveaux producteurs sur le réseau BT. Un investissement supplémentaire d'environ 15 k€ est nécessaire par rapport à la stratégie A (barre bleu foncé à l'années 10 sur la Figure A7-3.f). D'autre part, un gain en pertes actives d'environ 6,3 k€ est réalisé par rapport à la stratégie A (barre verte à l'année 10 sur la Figure A7-3.f).

Sur les 10 ans de l'étude, la stratégie A conduit à la pose de 11,5 km de liaisons HTA (7,5 km de liaisons renforcées et 4 km de liaisons ajoutées) tandis que la stratégie C implique la pose de 12,3 km de liaisons HTA (6,2 km de liaisons renforcées et 6,1 km de liaisons ajoutées), soit 0,8 km de liaisons supplémentaires par rapport à la stratégie A. Néanmoins, le CNA sur 10 ans de la stratégie C est 4,3 % plus faible que celui de la stratégie A. **La prise en compte des surcoûts de PCS dans le choix des configurations de raccordement des producteurs HTA réduit le CNA pour le scénario 2 : le gain réalisé en PCS et en pertes actives est supérieur à l'investissement supplémentaire sur le réseau.**

Annexe 7 Influence du coût de la chaîne de conversion de puissance dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA

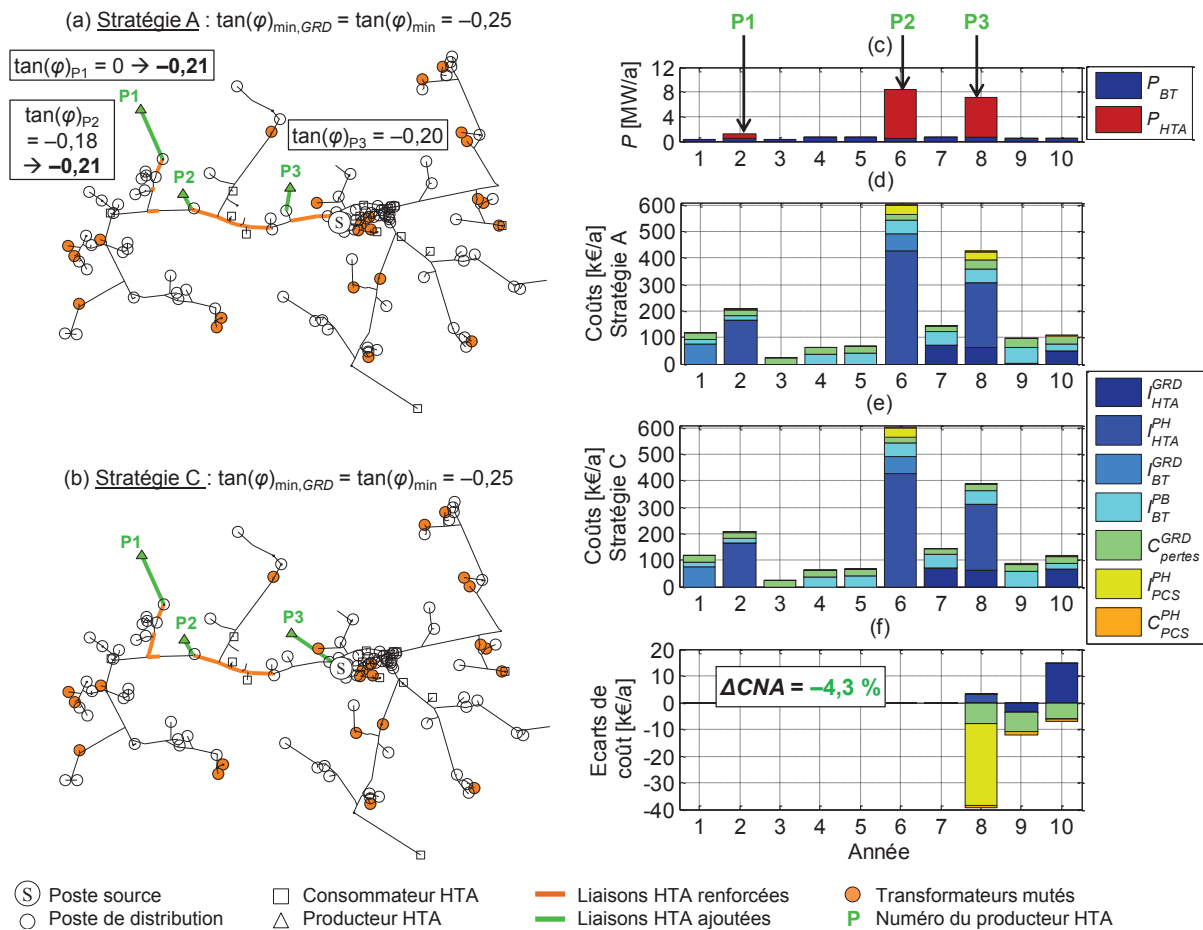


Figure A7-3 Scénario 2 : architecture finale du réseau pour la stratégie A (a) et la stratégie C (b), puissances annuelles d'ENR raccordées au réseau (c), coûts annuels pour la stratégie A (d) et la stratégie C (e), écart des coûts annuels entre les stratégies A et C (f).

A7.2.1.2 Scénario 3 : la prise en compte des surcoûts de PCS dans l'étude de raccordement ne modifie pas le CNA

La prise en compte des surcoûts de PCS dans les études de raccordement des producteurs HTA ne modifie pas le CNA dans certaines situations. C'est le cas du scénario 3 où les configurations de raccordement des producteurs HTA demeurent inchangées (Figure A7-4 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$).

Comme illustré sur la Figure A7-4, la prise en compte du PCS dans les études de raccordement ne modifie pas le choix de raccordement des producteurs P1, P2, P3, P6 et P7 : même en considérant les surcoûts de PCS, le raccordement des producteurs en départ mixte reste moins coûteux que la création de départs directs producteurs. Par conséquent, les deux stratégies ont les mêmes résultats et en particulier le même CNA sur 10 ans.

Annexe 7 Influence du coût de la chaîne de conversion de puissance dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA

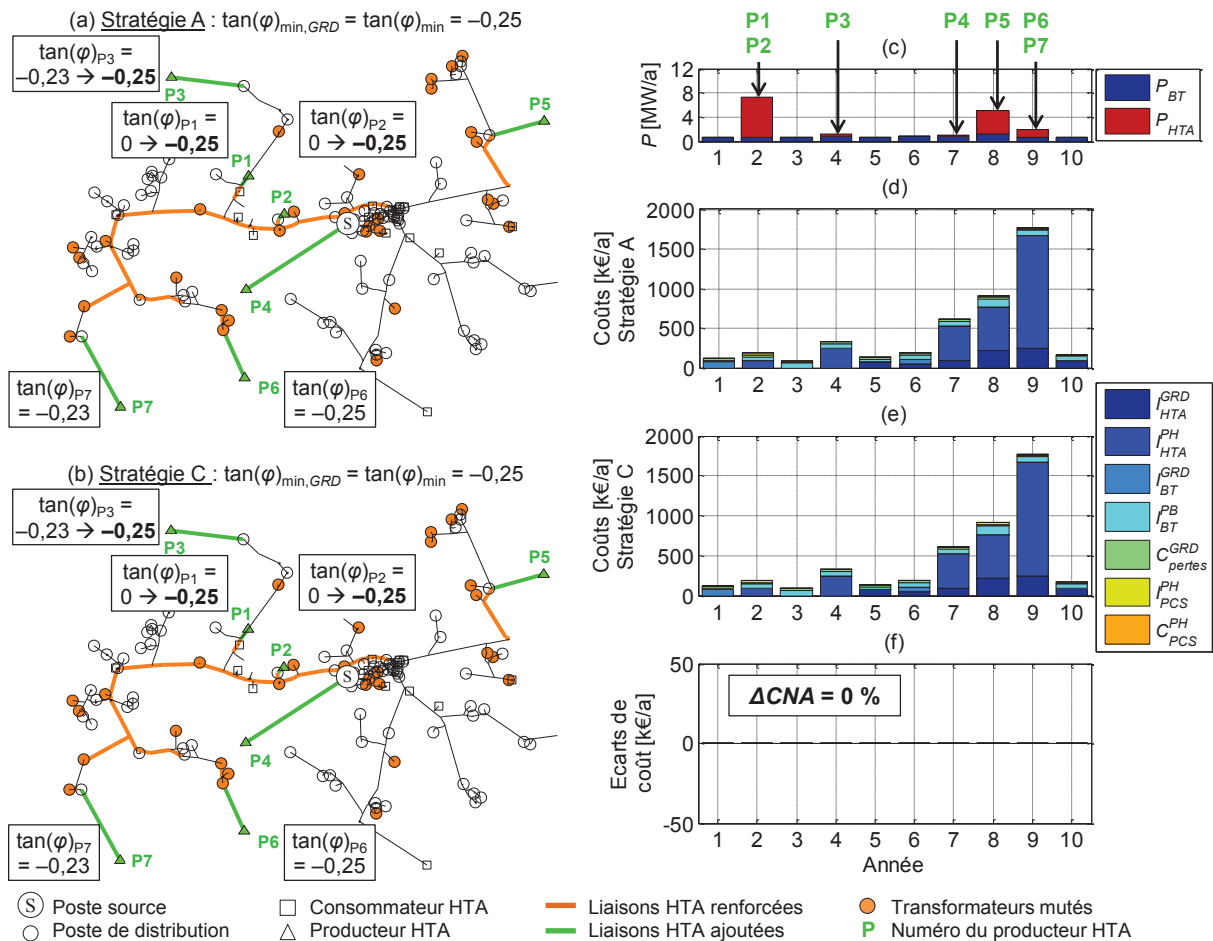


Figure A7-4 Scénario 3 : architecture finale du réseau pour la stratégie A (a) et la stratégie C (b), puissances annuelles d'ENR raccordées au réseau (c), coûts annuels pour la stratégie A (d) et la stratégie C (e), écart des coûts annuels entre les stratégies A et C (f).

A7.2.1.3 Scénario 4 : la prise en compte des surcoûts de PCS dans l'étude de raccordement augmente le CNA

La prise en compte des surcoûts de PCS dans les études de raccordement des producteurs HTA peut augmenter le CNA dans certaines situations. C'est le cas du scénario 4 où le raccordement du producteur P2 est modifié (Figure A7-5 avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,25$).

En suivant la stratégie A, i.e., en ne tenant pas compte des surcoûts de PCS dans le choix des configurations de raccordement des producteurs HTA, le producteur P2 est raccordé à un départ mixte (Figure A7-5.a) :

- Année 7 : le producteur P2 est raccordé en départ mixte moyennant des travaux de renforcement. Sa consigne de tangente phi est fixée à $-0,25$. Comme pour tout producteur en départ mixte, son PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à $\tan(\varphi)_{\min,GRD} = \tan(\varphi)_{\min} = -0,25$.
- Année 9 : le GRD doit effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA du producteur P2 pour éviter des surtensions liées à l'apparition de nouveaux producteurs sur le réseau BT.

En suivant la stratégie C, i.e., en tenant compte des surcoûts de PCS dans le choix des configurations de raccordement des producteurs HTA, le producteur P2 est raccordé en départ direct (Figure A7-5.b) :

- Année 7 : en considérant les surcoûts de PCS dans le bilan technico-économique des configurations de raccordement, le raccordement du producteur P2 en départ mixte est plus coûteux que la création d'un départ direct producteur. Le producteur P2 est donc raccordé en départ direct, ce qui implique un investissement supplémentaire sur le réseau d'environ 19 k€ par rapport à la stratégie A (barre bleue à l'année 7 sur la Figure A7-5.f). Comme tout producteur en départ direct, le producteur P3 a une consigne de tangente phi fixée à zéro. Son PCS est dimensionné pour fournir une tangente phi minimale égale à zéro, soit un gain en PCS d'environ 29 k€ par rapport à la stratégie A (barre jaune à l'année 7 sur la Figure A7-5.f).
- Années 7-8 : des gains en pertes actives sont réalisés par rapport à la stratégie A : environ 15 et 17 k€ (barres vertes aux années 7-8 sur la Figure A7-5.f).
- Années 9 : le GRD doit effectuer des travaux de renforcement sur le départ mixte HTA des producteur P2 pour éviter des surtensions liées à l'apparition de nouveaux producteurs sur le réseau BT. Un investissement supplémentaire d'environ 6 k€ est nécessaire par rapport à la stratégie A (barre bleu foncé à l'année 9 sur la Figure A7-5.f).
- Années 9-10 : des gains en pertes actives sont réalisés par rapport à la stratégie A : environ 16 et 18 k€ (barres vertes aux années 9-10 sur la Figure A7-5.f).

Sur les 10 ans de l'étude, la stratégie A conduit à la pose de 18,3 km de liaisons HTA (8,2 km de liaisons renforcées et 10,1 km de liaisons ajoutées) tandis que la stratégie C implique la pose de 20,4 km de liaisons HTA (0 km de liaisons renforcées et 20,4 km de liaisons ajoutées), soit 2,1 km de liaisons supplémentaires par rapport à la stratégie A. Le CNA sur 10 ans de la stratégie C est 5,3 % plus élevé que celui de la stratégie A. **La prise en compte des surcoûts de PCS dans le choix de raccordement des producteurs HTA augmente le CNA pour le scénario 4 : le gain réalisé en PCS est inférieur à l'investissement supplémentaire sur le réseau et au coût des pertes actives supplémentaires.**

Annexe 7 Influence du coût de la chaîne de conversion de puissance dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA

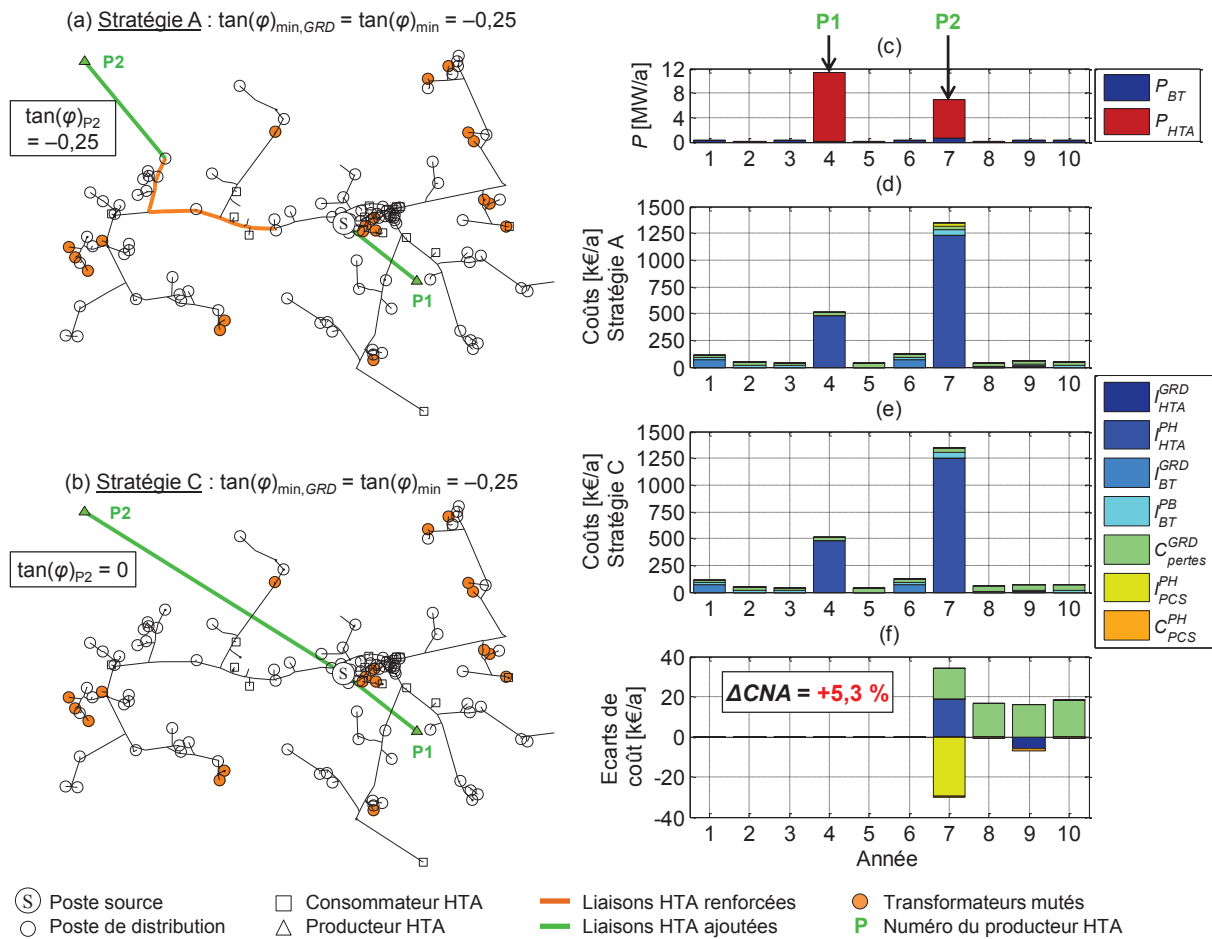


Figure A7-5 Scénario 4 : architecture finale du réseau pour la stratégie A (a) et la stratégie C (b), puissances annuelles d'ENR raccordées au réseau (c), coûts annuels pour la stratégie A (d) et la stratégie C (e), écart des coûts annuels entre les stratégies A et C (f).

A7.2.2 Résultats agrégés sur 200 scénarios de 20 MW d'ENR

A7.2.2.1 Influence sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau

Le Tableau A7-1 montre la répartition des 200 scénarios considérés en fonction des écarts de résultat entre les stratégies A et C en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau. La répartition des scénarios dépend fortement de la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$. Plus la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ est faible, plus le pourcentage de scénarios ayant des résultats différents pour les stratégies A et C augmente dans cette étude de cas.

$\tan(\varphi)_{\min}$	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,25	-0,2	-0,1
Part de scénarios où les stratégies A et C ont les mêmes résultats [%]	35	42,5	61,5	79	83,5	88,5	96,5
Part de scénarios où les stratégies A et C ont des résultats différents [%]	65	57,5	38,5	21	16,5	11,5	3,5

Tableau A7-1 Répartition des scénarios en fonction des résultats en termes de dimensionnement et d'exploitation du réseau.

D'après la Figure A7-6, la prise en compte des surcoûts de PCS dans l'étude de raccordement (stratégie C) modifie le raccordement de certains producteurs HTA : entre 1 et 27 % des producteurs HTA, selon la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$, sont raccordés en départ direct en suivant la stratégie C alors qu'ils auraient été raccordés en départ mixte en suivant la stratégie A dans cette étude de cas. Ce phénomène est notamment observable sur le scénario 2 lorsque le GRD doit raccorder le producteur P3 au réseau

HTA (Figure A7-1). En tenant compte des surcoûts de PCS, le coût de raccordement des producteurs HTA en départ mixte peut donc devenir plus élevé que le coût de création d'un nouveau départ direct.

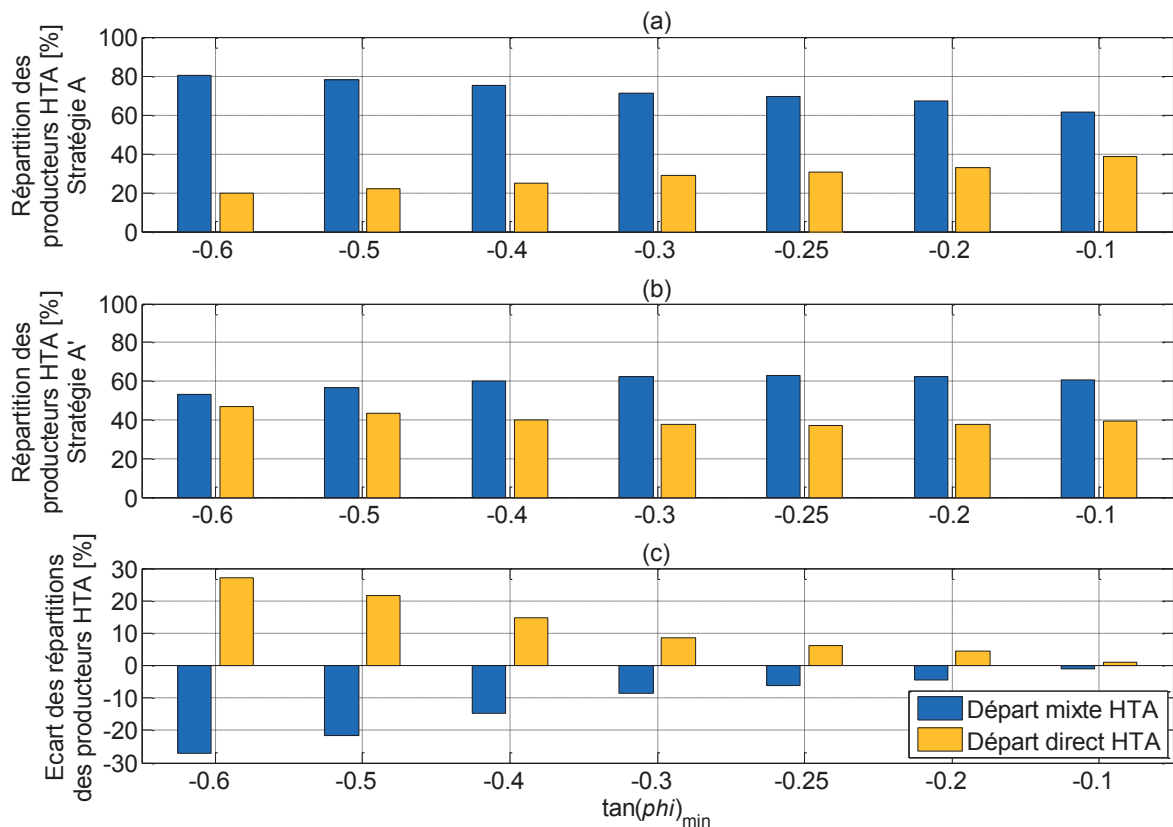


Figure A7-6 Répartition des producteurs HTA entre départs mixtes et départs directs : (a) stratégie A, (b) stratégie C, (c) écart absolu entre les stratégies A et C.

Les changements de raccordement des producteurs HTA modifient les montants moyens d'énergie transitée/perdue sur le réseau d'étude :

- L'énergie réactive soutirée au réseau de transport est en moyenne moins élevée en suivant la stratégie C (Figure A7-7). Comme la stratégie C entraîne un raccordement plus fréquent des producteurs HTA en départ direct, l'énergie réactive soutirée par les producteurs HTA raccordés en départ mixte est plus faible.
- L'écart moyen des pertes actives entre les deux stratégies dépend de la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ (Figure A7-8) :
 - quand $\tan(\varphi)_{\min}$ est supérieur égal à $-0,3$, la stratégie C génère en moyenne plus de pertes actives sur le réseau HTA que la stratégie A, en raison des nouveaux ouvrages construits pour raccorder les producteurs en départ direct ;
 - quand $\tan(\varphi)_{\min}$ est inférieur à $-0,3$, la stratégie C génère en moyenne moins de pertes actives sur le réseau HTA que la stratégie A, en raison de la diminution des courants réactifs sur les départs mixtes.

Annexe 7 Influence du coût de la chaîne de conversion de puissance dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA

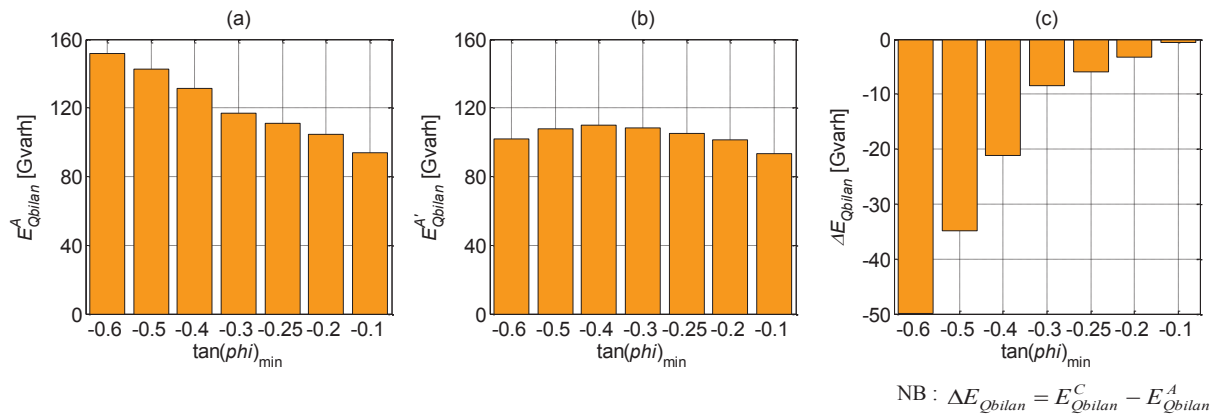


Figure A7-7 Comparaison des montants moyens d'énergie réactive soutirée au réseau de transport entre les stratégies A et C : (a) énergie réactive soutirée avec la stratégie A, (b) énergie réactive soutirée avec la stratégie C, (c) écarts absolus d'énergie réactive soutirée entre les stratégies A et C.

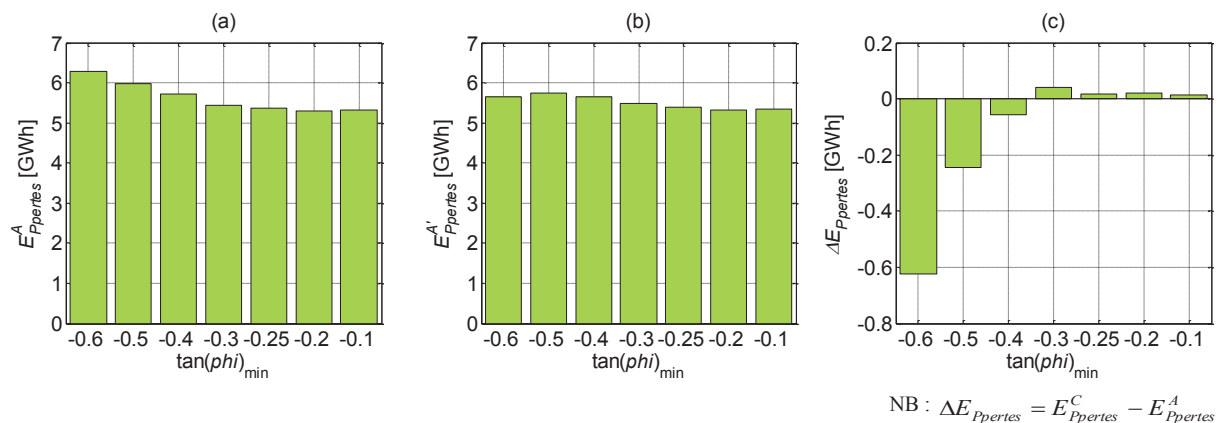


Figure A7-8 Comparaison des montants moyens des pertes actives entre les stratégies A et C : (a) pertes actives avec la stratégie A, (b) pertes actives avec la stratégie C, (c) écarts absolus des pertes actives entre les stratégies A et C.

D'après la Figure A7-9, les stratégies A et C ont, en moyenne, des marges d'exploitation similaires dans cette étude de cas. Les plus grands écarts de marges d'exploitation sont observés pour de faibles valeurs de $\tan(\phi)_{min}$ (voir les ovales en gris pointillé sur la Figure A7-9).

Quelle que soit la stratégie, aucune contrainte de tension, de courant et de puissance apparente n'apparaît sur le réseau HTA. Comparée à la stratégie A, la stratégie C cause une augmentation du taux annuel moyen de CMA des scénarios (Figure A7-10.a) et du taux annuel maximal de CMA des scénarios (Figure A7-10.b). Plus la valeur de $\tan(\phi)_{min}$ est faible, plus les écarts de CMA entre les stratégies A et C sont élevés en moyenne. L'augmentation des CMA avec la stratégie C est liée à l'élévation du plan de tension HTA et BT causée par la diminution du nombre de producteurs HTA raccordés en départ mixte et le renforcement des ouvrages existants. La stratégie C induit donc des coûts plus élevés de traitement des CMA, qui pour mémoire ne sont pas comptabilisés ici dans le bilan économique des stratégies.

Annexe 7 Influence du coût de la chaîne de conversion de puissance dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA

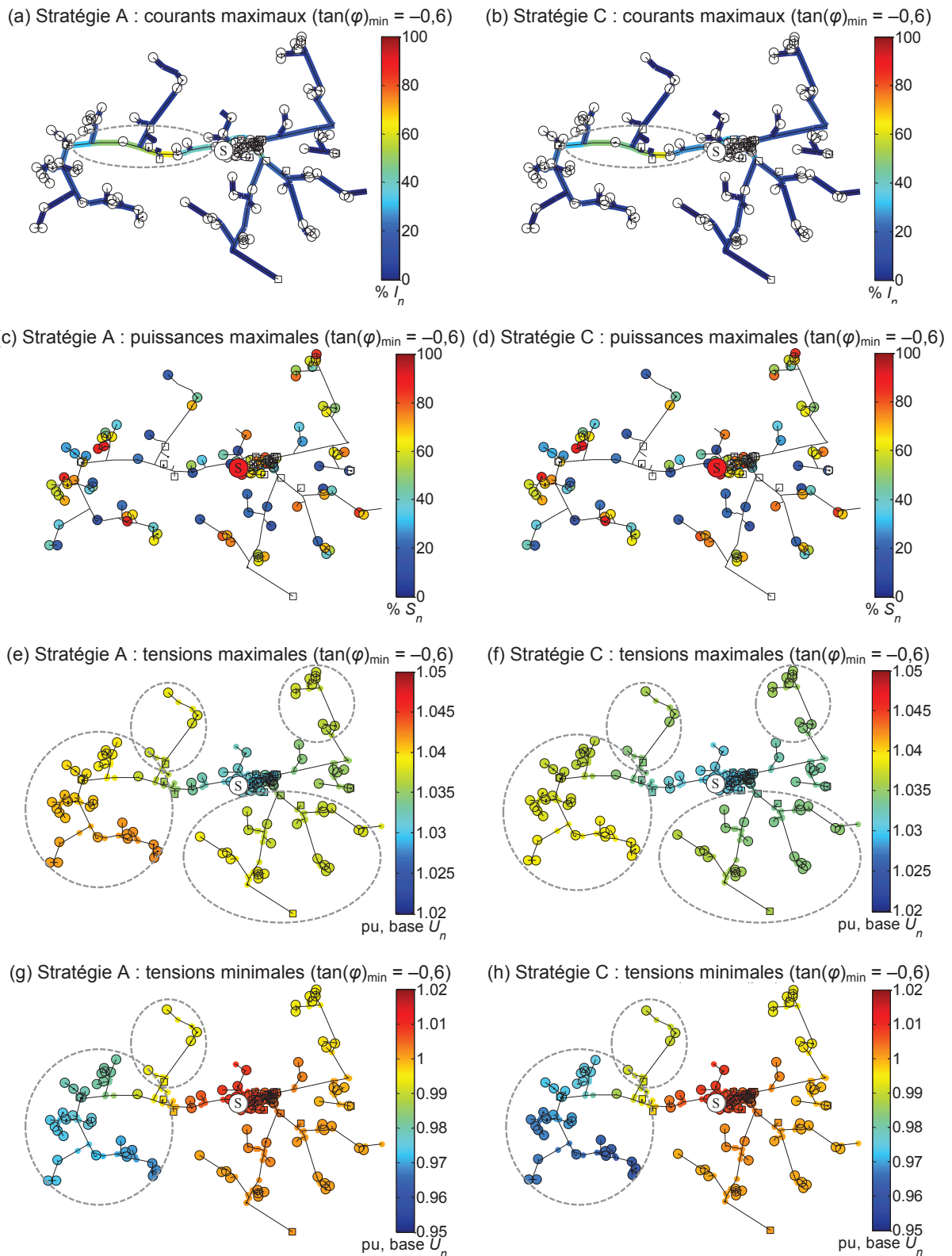
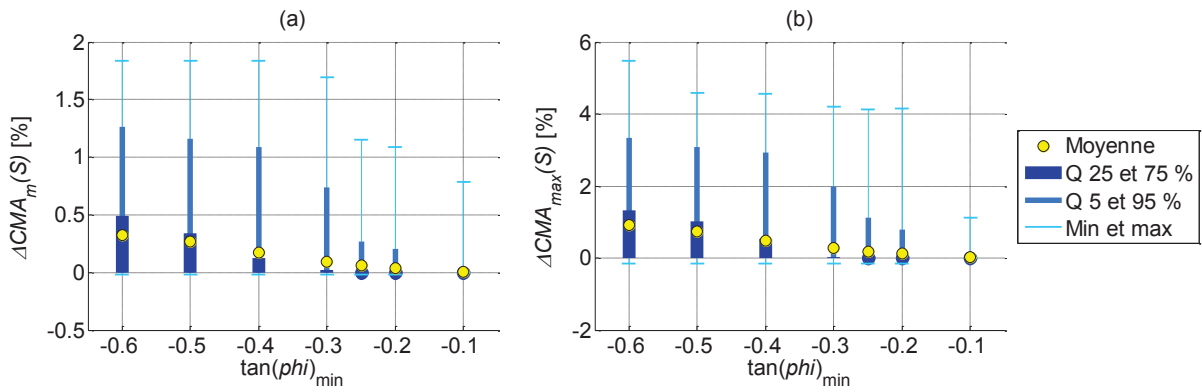


Figure A7-9 Comparaison des stratégies A et C avec $\tan(\varphi)_{\min} = -0,6$: moyenne sur 200 scénarios des courants maximaux (a, b), puissances apparentes maximales (c, d), tensions maximales (e, f) et tensions minimales (g, h) du réseau renforcé à l'année 10.

Annexe 7 Influence du coût de la chaîne de conversion de puissance dans le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA



NB : $\Delta CMA_m = CMA_m^C - CNA_m^A$ et $\Delta CMA_{max} = CMA_{max}^C - CNA_{max}^A$

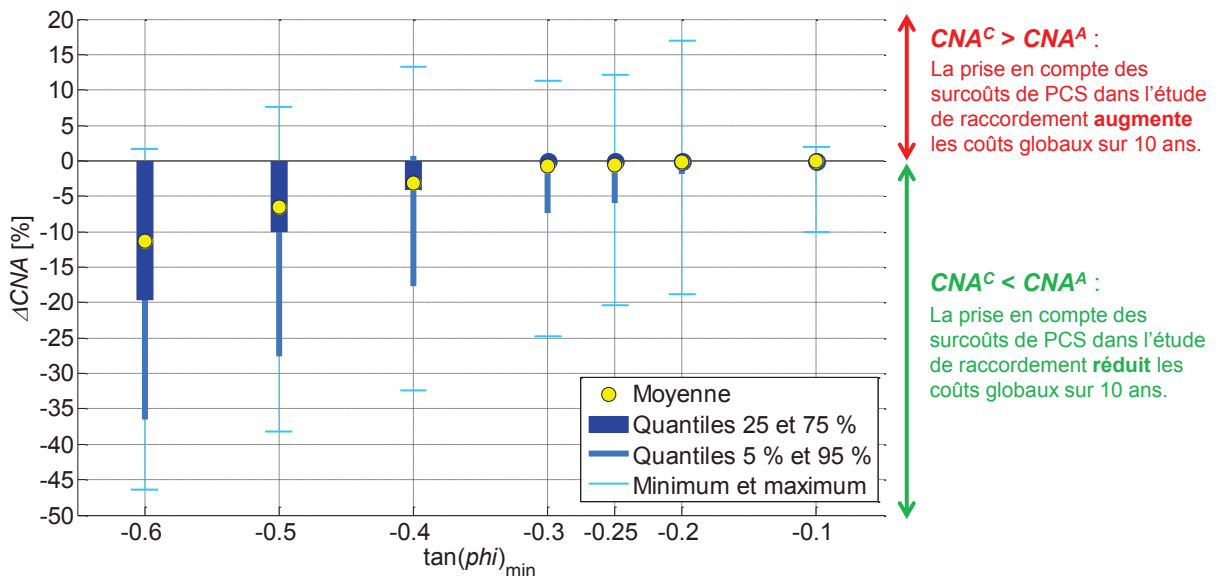
Figure A7-10 Distribution des écarts absolus de taux annuels de CMA entre les stratégies A et C sur 200 scénarios: (a) écarts absolus des taux annuels moyens de CMA, (b) écarts absolus des taux annuels maximaux de CMA.

A7.2.2.2 Influence sur les coûts

D’après la Figure A7-11, le calcul technico-économique des études de raccordement des producteurs HTA impacte plus ou moins le CNA de la stratégie de planification dans cette étude de cas. Son influence dépend fortement de la valeur de $\tan(\varphi)_{min}$:

- Lorsque $\tan(\varphi)_{min}$ est supérieur à $-0,3$, la prise en compte des surcoûts de PCS a peu d’influence sur les CNA : la distribution de ΔCNA est concentrée au voisinage de zéro. Autrement dit, compte-tenu de la valeur réglementaire actuelle de $\tan(\varphi)_{min,GRD}$ ($-0,25$), la prise en compte des surcoûts de PCS dans les études de raccordement des producteurs HTA a en moyenne peu d’impact sur les coûts de la stratégie de planification actuelle des GRD français pour cette étude de cas.
- Lorsque $\tan(\varphi)_{min}$ est inférieur à $-0,3$, la prise en compte des surcoûts de PCS a une plus forte influence sur les CNA : plus $\tan(\varphi)_{min}$ est faible, plus la distribution de ΔCNA est dispersée et sa moyenne éloignée de zéro.

Comme montré sur le Tableau A7-2, la prise en compte des surcoûts de PCS (stratégie C) permet souvent de réduire le CNA des scénarios étudiés. Par exemple, pour $\tan(\varphi)_{min} = -0,25$, la prise en compte des surcoûts de PCS réduit les CNA pour 11 % des scénarios et les augmente pour 5,5 % des scénarios. Plus $\tan(\varphi)_{min}$ est faible, plus le pourcentage de scénarios où la stratégie C est la moins coûteuse augmente.



NB : $\Delta CNA = (CNA^C - CNA^A) / CNA^A$

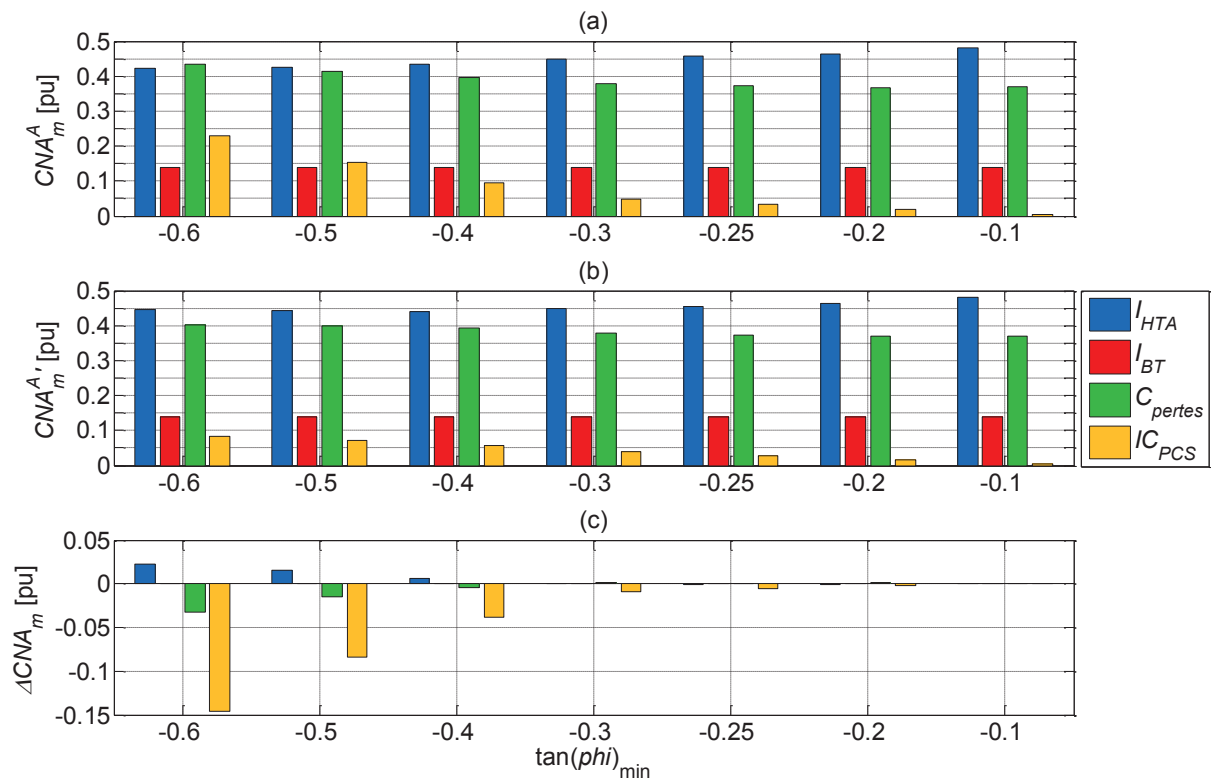
Figure A7-11 Distribution des écarts relatifs de coût entre les stratégies A et C sur 200 scénarios.

$\tan(\varphi)_{\min}$	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,25	-0,2	-0,1
Part de scénarios où les stratégies A et C ont les mêmes coûts [%]	35	42,5	61,5	79	83,5	88,5	96,5
Part de scénarios où la stratégie C est moins coûteuse que la stratégie A [%]	64	55	32,5	14,5	11	7,5	2,5
Part de scénarios où la stratégie C est plus coûteuse que la stratégie A [%]	1	2,5	6	6,5	5,5	4	1

Tableau A7-2 Répartition des scénarios en fonction des résultats économiques.

La Figure A7-12 montre les écarts moyens de CNA entre les stratégies A et C par catégorie de coût :

- Comme prévu, la stratégie C génère en moyenne un gain en PCS par rapport à la stratégie A (barres jaunes négatives sur la Figure A7-12.c). Il s'agit de la principale source de rentabilité de la stratégie C par rapport à la stratégie A pour des faibles valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$. Plus $\tan(\varphi)_{\min}$ est faible, plus le gain en PCS est élevé.
- L'écart moyen d'investissement sur le réseau HTA entre les stratégies A et C dépend de la valeur de $\tan(\varphi)_{\min}$ (barres bleues sur la Figure A7-12.c).
 - o Lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ est supérieur à -0,3, la stratégie C génère en moyenne un gain faible en investissement par rapport à la stratégie A.
 - o Lorsque $\tan(\varphi)_{\min}$ est inférieur à -0,3, la stratégie C génère en moyenne des investissements supplémentaires par rapport à la stratégie A. Plus $\tan(\varphi)_{\min}$ est faible, plus le surplus d'investissements est élevé. Ce résultat tend à montrer la sous-optimalité d'une utilisation massive de la puissance réactive des producteurs HTA comme levier d'insertion d'ENR.
- Pour de faibles valeurs de $\tan(\varphi)_{\min}$, la stratégie C conduit en moyenne à une réduction du coût des pertes actives sur le réseau HTA par rapport à la stratégie A (barres vertes négatives sur la Figure A7-12.c, ce qui est cohérent avec la Figure A7-8).
- Les investissements sur le réseau BT sont similaires en moyenne pour les stratégies A et C.



NB : $\Delta CNA_m = CNA_m^C - CNA_m^A$

Figure A7-12 Comparaison des catégories de coût entre les stratégies A et C : (a) coûts moyens de la stratégie A, (b) coûts moyens de la stratégie C, (c) écarts absolus des coûts moyens entre les stratégies A et C.

A7.3 Bilan de l'étude de cas

Cette troisième étude de cas nous a permis d'illustrer l'influence du calcul technico-économique dans les études de raccordement des producteurs HTA sur le dimensionnement et l'exploitation du réseau et sur les coûts de la stratégie de planification pour le cas de référence (partie 2.2). Les résultats de la stratégie de planification ont été comparés avec et sans la prise en compte des surcoûts de PCS dans le calcul technico-économique du raccordement en départ mixte lors des études de raccordement des producteurs HTA. Pour cette étude de cas particulière, la prise en compte des surcoûts de PCS dans les études de raccordement des producteurs HTA permet de réduire les CNA dans la majorité des cas ; le gain en PCS et éventuellement en pertes actives est souvent supérieur aux investissements supplémentaires réalisés en renforcement/développement de réseau sur 10 ans. Des résultats similaires sont trouvés sur le même réseau de distribution pour des puissances installées totales d'ENR de 10 MW, 30 MW et 40 MW à l'année 10.

Références

- [ADE11] ADEME, « Les systèmes de stockage d'énergie, feuille de route stratégique », mai 2011, disponible : <http://www2.ademe.fr/servlet/KBaseShow?sort=-1&cid=96&m=3&catid=24277#thm1tit7>
- [AGG10] M. Aggarwal, S. K. Gupta, Madhusan et G. Kasal, "D-STATCOM control in low voltage distribution system with distributed generation", *Proc. 3rd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology*, pp. 426-429, janvier 2012.
- [AHM10] A. R. Ahmadi et T. C. Green, "Voltage versus power factor regulation for enhancement of renewable generation capacity", *Proc. IET 5th International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD)*, vol. 1, pp. 406-411, janvier 2010.
- [ALL81] R.N. Allan et A.M. Leite da Silva, "Probabilistic load flow using multilinearisations", *Proc. IEE C Generation Transmission and Distribution*, vol. 128 pp. 280–287, 1981.
- [ANA12] K. L. Anaya et M. G. Pollitt, "Experience of the use of smarter connection arrangements for distributed wind generation facilities", Electricity Policy Research Group – University of Cambridge, rapport Flexible Plug and Play, décembre 2012, disponible : http://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/innovation/documents/FPP_International_Experience_Report_v1.0_final_281212.pdf
- [ANA15] M. P. Anand, W. Ongsakul, J. Govind Singh et S. Golshannavaz, "Economic operational scheduling of a smart distribution network considering demand response, electric vehicles and network reconfiguration", *Proc. IEEE PowerTech*, article 462730, juin 2015.
- [APP13] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold et D. Geibel, "Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, n°2, pp. 55-64, mars-avril 2013.
- [ARE97] M. Aredes, J. Häfner et K. Heumann, "Three-phase four-wire shunt active filter control strategies", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 12, n°2, pp. 311-318, mars 1997.
- [ARM14] P. Armand, F. Brocheton, D. Poulet, F. Vendel, V. Dubourg et T. Yalamas, "Probabilistic safety analysis for urgent situations following the accidental release of a pollutant in the atmosphere", *Atmospheric Environment*, vol. 96, pp. 1–10, octobre 2014.
- [AUL06] G. W. Ault, R. A. F. Currie et J. R. McDonald, "Active power flow management solutions for maximising DG connection capacity", *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 1, pp. 1071-1075, juin 2006.
- [BAR12] Baringa Partners et UK Power Networks, "Flexible Plug and Play: principles of access report", rapport Flexible Plug and Play, décembre 2012, disponible : http://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/innovation/documents/Principles_of_Access_report_Final.pdf
- [BAR96] P. M. Bartier et C. P. Keller, "Multivariate interpolation to incorporate thematic surface data using inverse distance weighting (IDW)", *Computers and Geosciences*, vol. 22, n°7, pp. 795–799, 1996.
- [BAT13] A. Battegay, A. Van Stipout, R. Caire et N. Hadjsaid, "Benefits analysis of voltage regulation on MV networks' investments", *Proc. International ETG-Congress, Symposium 1: Security in Critical Infrastructures Today*, pp. 1–7, 2013.
- [BDE08] BDEW, "Technical Guideline Generating plants connected to the medium-voltage network: Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network", directive allemande, juin 2008, disponible : [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_engl.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_engl.pdf)

- [BEC14] J. Bect, E. Vazquez et al. STK: a Small (Matlab/Octave) Toolbox for Kriging. Release 2.2.0. <http://kriging.sourceforge.net>, 2014.
- [BEL08] R. Belhomme, R. Cerero Real De Asua, G. Valtorta, A. Paice, F. Bouffard, R. Rooth et A. Losi, “ADDRESS: active demand for the smart grids of the future”, *Proc. IET-CIRED CIRED Seminar SmartGrids for Distribution*, article 0080, juin 2008.
- [BEN13] R. Benassi, « Nouvel algorithme d’optimisation bayésien utilisant une approche Monte-Carlo séquentielle », thèse de Doctorat en Traitement du Signal (PhD Dissertation), Ecole CentraleSupélec, n°2013-11-TH, juin 2013.
- [BER10] B. Berseneff, « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur », thèse de Doctorat en Génie Electrique (PhD Dissertation), Ecole Nationale Supérieure d'Electrochimie et d'Electrometallurgie de Grenoble (ENSEEG), 13 décembre 2010.
- [BEY07] H.-G. Beyer et B. Sendhoff, « Robust optimization – A comprehensive survey », *Computer methods in applied mechanics and engineering*, vol. 196, n°34, pp. 3190–3218, juillet 2007.
- [BOS11] P. Bosser, « Interpolation spatiale », cours écrit dispensé par l’Ecole Nationale des Sciences Géographiques, département Positionnement Terrestre et Spatial, 2011, disponible : <http://fad.ensg.eu/moodle/file.php/364/inter2d.pdf>.
- [CAR91] P. Carrive, « Réseaux de distribution – structure et planification », *Techniques de l’Ingénieur*, référence d4210, décembre 1991.
- [CHE11] T. Chen, K. Hadinoto, W. Yan et Y. Ma, “Efficient meta-modelling of complex process simulations with time-space-dependent outputs”, *Computers and Chemical Engineering*, vol. 35, n°3, pp. 502–509, mars 2011.
- [COI13] A. Coiffier, « Schémas directeurs de développement des réseaux électricité de distribution MT », *Techniques de l’Ingénieur*, référence d4211, novembre 2013.
- [COL15] D. Colin, G. Delille, J. Lugaro, B. François, G. Martin, J.-C. Pinna et C. Caton, “The VENTEEA 2MW / 1.3 MWh battery system: an industrial pilot to demonstrate multi-service operation of storage in distribution grids”, *Proc. 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 0738, juin 2015.
- [CRO13] P. Croce, “Evolution of the LV network” (Master thesis), mémoire de stage de Master, janvier 2013.
- [CUR06] R.A.F. Currie, G.W. Ault et J.R. McDonald, “Methodology for determination of economic connection capacity for renewable generator connections to distribution networks optimized by active power flow management”, *Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution*, vol. 153, n° 4, pp. 456-462, juillet 2006.
- [DAD11] C. D’Adamo, C. Abbey, S. Jupe, B. Buchholz, M. Khattabi et F. Pilo, “Development and operation of active distribution networks: results of CIGRE C6.11 working group”, *Proc. 21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 0311, juin 2011.
- [DEL10] G. Delille, « Contribution du stockage à la gestion avancée des systèmes électriques, approches organisationnelles et technico-économiques dans les réseaux de distribution », thèse de Doctorat en Génie Electrique (PhD Dissertation), Ecole Centrale de Lille, n°142, 18 novembre 2010.
- [DEL13] G. Delille, G. Malarange et C. Gaudin, “Analysis of the options to reduce the integration costs of renewable generation in the distribution networks, part 2: a step towards advanced connection studies taking into account the alternatives to grid reinforcement”, *Proc. 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 1356, juin 2013.

- [DOU10] A. Doulet, « Réseaux de distribution d'électricité – présentation », Techniques de l'Ingénieur, référence d4200, mai 2010.
- [DRI15] T. Drizard, C. Lebosse et B. Chazottes, “Integration of distributed PV generation: the Nice Grid project”, *Proc. 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 1170, juin 2015.
- [DUT13] H. Dutrieux, G. Delille, G. Malarange et B. Francois, “An Energy Supervision for Distributed Storage Systems to Optimize the Provision of Multiple Services”, *Proc. IEEE PowerTech*, article A5658HD, juin 2013.
- [DUT15] H. Dutrieux, I. Aleksovska, J. Bect, E. Vazquez, G. Delille et B. François, “The Informational Approach to Global Optimization in presence of very noisy evaluation results. Application to the optimization of renewable energy integration strategies”, *Proc. 47^{èmes} Journées de Statistique de la SFdS (JDS)*, article 199, juin 2015.
- [DUV09] J. Duval, G. Delille, J.-L. Fraisse et X. Guillaud, “Contribution of local voltage regulation to a better insertion of DG in distribution grids”, *Proc. 20th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 0489, juin 2009.
- [EPP87] J. F. Epperson, “On the Runge example”, *The American Mathematical Monthly*, vol. 94, pp. 329–341, 1987.
- [ERD08] ERDF, « Description physique du réseau public », DTR d'ERDF, référence ERDF-NOI-RES_07E, version 2, avril 2008.
- [ERD08-2] ERDF, « Liste des études à mener pour le raccordement d'un utilisateur HTA aux réseaux publics de distribution », DTR d'ERDF, référence ERDF-NOI-RES_02E, version 3, mars 2008.
- [ERD08-3] ERDF, « Etude de tenue aux courants de court-circuit pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_07E, version 3, mars 2008.
- [ERD08-4] ERDF, « Etude de l'impact sur le plan de protection du raccordement d'une production décentralisée en HTA », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_09E, version 3, mars 2008.
- [ERD08-5] ERDF, « Etudes des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_12E, version 3, mars 2008.
- [ERD08-6] ERDF, « Etudes des émissions harmoniques pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_13E, version 3, mars 2008.
- [ERD10] ERDF, « Principes d'étude et règles techniques pour le raccordement au réseau de distribution géré par ERDF d'une installation de consommation en HTA », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_50E, version 1, juin 2010.
- [ERD10-2] ERDF, « Convention d'exploitation d'une installation de production d'énergie électrique de puissance inférieure à 36 kV raccordée au réseau public de distribution basse tension – conditions générales, référence ERDF-FOR-RES_21E, version 1, juillet 2010.
- [ERD11] ERDF, « Etude de l'impact de la tenue thermique, la tension et le comptage dans les postes sources pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_06E, version 4, mars 2011.
- [ERD11-2] ERDF, « Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_43E, version 2, mars 2011.

- [ERD11-3] ERDF, « Barème pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution d'électricité concédé à ERDF », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RAC_03E, version 3, septembre 2011.
- [ERD12] ERDF, « Convention d'exploitation pour un site de production raccordé au réseau public de distribution HTA – conditions générales, référence ERDF-FOR-RES_11E, version 4, janvier 2012.
- [ERD12-2] ERDF, « Mise en place d'un dispositif d'échange d'information d'exploitation pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_14E, version 4, janvier 2012.
- [ERD14] ERDF, « Conditions de raccordement des installations de production relevant d'un Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables ou d'un volte géographique », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_65^E, version 3, décembre 2014.
- [ERD14-2] ERDF, « Etude de l'impact sur la transmission tarifaire pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_11E, version 3, janvier 2014.
- [ERD15] ERDF, « Etat des installations raccordées à fin juin 2015 », disponible : http://www.erdf.fr/sites/default/files/frm_rapport_trimestriel_parc_racc.pdf, dernière consultation le 07/08/2015.
- [ERD15-2] ERDF, « Documentation Technique de Référence d'ERDF : état des publications au 1^{er} juillet 2015 », DTR d'ERDF, référence ERDF-NOI-RES_09E, version 31, juillet 2015, disponible : http://www.erdf.fr/Documentation_technique_de_reference, dernière consultation le 11/08/2015.
- [ERD15-3] ERDF, « Etude de l'impact sur la tenue thermique et sur le plan de tension des ouvrages en réseau pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA », DTR d'ERDF, référence ERDF-PRO-RES_05E, version 6, mars 2015.
- [ERD15-4] ERDF, « A tout moment et par tous les temps, ERDF est mobilisé pour vous apporter l'électricité », dossier de presse, février 2015, disponible : http://www.erdf.fr/sites/default/files/documentation/DP_ERDF_10022015.pdf, dernière consultation le 11/08/2015.
- [ERD15-5] ERDF, « Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 12 juin portant sur le développement des réseaux électriques intelligents. Actions ERDF couvrant le champ des recommandations de la CRE », note externe, version 2, janvier 2015.
- [ESS12] P. Esslinger et R. Witzmann, "Regulated distribution transformers in low-voltage networks with a high degree of distributed generation", *Proc. 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, article 229, octobre 2012.
- [FEI06] E. A. Feinberg et D. Genethliou, "Load forecasting", dans *Applied mathematics for restructured electric power systems: optimization, control, and computational intelligence*, ch. 12, pp. 269–285, New York, USA: Springer, 2006.
- [FOR08] A. Forrester, A. Sobester et A. Keane, "Engineering Design via Surrogate Modelling: A Practical Guide", Chichester, UK: Wiley, 2009.
- [FRA08] J. Franco, « Planification d'expériences numériques en phase exploratoire pour la simulation des phénomènes complexes », thèse de Doctorat en Mathématiques Appliquées (PhD Dissertation), Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint Etienne, 10 septembre 2008.
- [FRA10] J.-L. Fraisse et J.-P. Horson, « Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution – aspects techniques », *Techniques de l'Ingénieur*, référence d4242, novembre 2010.

- [FU02] M.C. Fu, “Optimization for simulation: theory vs. practice”, *Journal on Computing*, vol. 14, n°3, pp. 192–215, été 2002.
- [FU05] M.C. Fu, F. W. Glover et J. April, “Simulation optimization: a review, new developments, and applications”, *Proc. Winter Simulation Conference*, pp. 83–96, décembre 2005.
- [GET10] F. Geth, J. Tant, E. Haesen, J. Driesen, et R. Belmans, “Integration of energy storage in distribution grids”, *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-6, juillet 2010.
- [GOH06] S.L. Goh, M. Chen, D. H. Popovic, K. Aihara, D. Obradovic et D. P. Mandic, “Complex-valued forecasting of wind profile”, *Renewable Energy*, vol. 31, n°11, pp. 1733–1750, septembre 2006.
- [GOM14] V. Gomez Onate, R. Hermes, C. Vuillecard, M. Albert, C. Costa, G. Bartolucci, R. Zuelli, P. Cuffe et M. Hynes, “Definition of a limited but representative number of future scenarios”, rapport evolvdso D1.1, version 1.0, mars 2014, disponible : <http://www.evolvdso.eu/getattachment/8744acac-f692-4ad0-932d-44a45b1d71c7/D-1-1.aspx>
- [GRA13] P.-O. Granström et C. Ivanov, “Research and innovation roadmap 2013-2022”, rapport technique EEGI, janvier 2013, disponible : http://www.gridplus.eu/Documents/Deliverables/GRID+_D6.1_r0.pdf
- [GRE11] S. Grenard, A. Queric et O. Carré, “Technical and economic assessment of centralised voltage control functions in presence of DG in the French MV network” *Proc. 21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 0208, juin 2011.
- [HAE09] E. Haesen, A. D. Alarcon-Rodriguez, J. Driesen, R. Belmans et G. Ault, “Opportunities for active DER management in deferral of distribution system reinforcements”, *Proc. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, article 000232, mars 2009.
- [HAL01] M. Halkidi, Y. Batistakis et M. Vazirgiannis, “Clustering algorithms and validity measures”, *Proc. 13th International Conference on Scientific and Statistical Database Management*, pp. 3–22, juillet 2001.
- [HER08] N. Herrmann, S. Gölz et B. Buchholz, “Washing with the sun: results of a field test for the use of locally generated renewable electricity and load shifting in households”, *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 4, n°4, pp. 253-263, 2008.
- [HIM10] J. Himelic et F. Novachek, “Sodium sulfur battery energy storage and its potential to enable further integration of wind”, Xcel Energy Renewable Development Fund, Contract # RD3-12, Data Collection and Analysis Report (Milestone 5), 7 juillet 2010, disponible : http://www.smartgridinformation.info/pdf/4634_doc_1.pdf
- [HOR07] J. Horvilleur, « Le Plan Aléas Climatiques », Prescription du Réseau de Distribution d’Electricité, document ERDF B.3 – 03, version 1, janvier 2007.
- [HOS10] A. Hossam-Eldin, A. Elserougi, A. Massoud et S. Ahmed, “Investigation of Inter Feeder Power Flow Regulator: load sharing mode”, *World Academy of Science, Engineering and Technology*, n°45, pp. 14-19, septembre 2010.
- [HU12] Z. Hu et F. Li, “Cost-benefit analyses of active distribution network management, part 1: annual benefit analysis”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n°3, pp. 1067–1074, septembre 2012.
- [HU12-1] Z. Hu et F. Li, “Cost-benefit analyses of active distribution network management, part 1: annual benefit analysis”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n°3, pp. 1067-1074, septembre 2012.

- [HU12-2] Z. Hu et F. Li, “Cost-benefit analyses of active distribution network management, part 2: investment reduction analysis”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n°3, pp. 1075-1081, septembre 2012.
- [JIA13] G. Jia et A. A. Taflanidis, “Kriging metamodeling for approximation of high-dimensional wave and surge responses in real-time storm/hurricane risk assessment”, *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, vol. 261–262, pp. 24–38, juillet 2013.
- [JOH90] M. E. Johnson, “Minimax and maximin distance designs”, *Journal of Statistical Planning and Inference*, vol. 26, n°2, pp. 131–148, octobre 1990.
- [JON98] D. Jones, M. Schonlau et W. Welch, “Efficient Global Optimization of expensive black-box fonctions”, *Journal of Global Optimization*, vol. 13, n°4, pp. 455–492, 1998.
- [JOR98] P. Jorgensen, J.S. Christensen et J.O. Tande, “Probabilistic load flow calculation using Monte Carlo techniques for distribution network with wind turbines”, *Proc. IEEE 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, vol. 2, pp. 1146–1151, octobre 1998.
- [JUP10] S. C. E. Jupe, P. C. Taylor et A. Michiorri, “Coordinated output control of multiple distributed generation schemes”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, n°3, pp. 283–297, mai 2010.
- [KEM05] W. Kempton et J. Tomic, “Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy”, *Journal of Power Sources*, vol. 144, n°1, pp. 280-294, juin 2005.
- [KOL12] M. Kolenc, I. Papic et B. Blazic, “Minimization of losses in smart grids using coordinated voltage control”, *Energies*, vol. 5, n°10, pp. 3768-3787, octobre 2012.
- [KOR12] C. Körner, M. Hennig, K. Handt et R. Schmid, “Gaining experience with a regulated distribution transformer in a smart grid environment”, *Proc. Workshop CIRED on Integration of Renewables into the Distribution Grid*, article 161, mai 2012.
- [LAF15] M.-A. Lafittau, G. Pelton, F. Gorgette et O. Carré, “New options for connectiong generation on distribution networks and required network control preparation”, *Proc. 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 0746, juin 2015.
- [LAG13] A. Laguna Estopier, S. Georgiopoulos, E. Crosthwaite Eyre et C. Marantes, “Flexible Plug and Play Low Carbon Networks : commercial solutions for active network management”, *Proc. 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 0768, juin 2013.
- [LIE02] S. N. Liew et G. Strbac, “Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks”, *Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, n°3, pp.256–262, mai 2002.
- [LIE06] M. Liefvendahl et R. Stocki, “A study on algorithms for optimization of Latin Hypercubes”, *Journal of Statistical Planning and Inference*, vol. 136, n°9, pp. 3231–3247, septembre 2006.
- [LIU12] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu et H. Li, “Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n°2, pp. 897-906, juin 2012.
- [MAD07] A. G. Madureira et J. A. Pecas Lopes, “Voltage and reactive power control in MV networks integrating microgrids”, *Proc. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO)*, article 386, mars 2007.
- [MIN13] A. Minaud, C. Gaudin et L. Karsenti, “Analysis of the options to reduce the integration costs of renewable generation in the distribution networks, part 1: impact of PV development in France and

- global analysis of considered alternatives to reinforcement”, *Proc. 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 1178, juin 2013.
- [MOG04] E. Mogos et X. Guillaud, “A Voltage Regulation System for Distributed Generation”, *Proc. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, vol. 2, pp. 787-794, octobre 2004.
- [MOR02] H. Mori et S. Yamada, “Continuation power flow with the nonlinear predictor of the Lagrange's polynomial interpolation formula”, *Proc. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific*, vol. 2, pp. 1133–1138, 2002.
- [NAG13] A. Nagpal, A. Jatain et D. Gaur, “Review based on Data Clustering Algorithms”, *Proc. IEEE Conference on Information and Communication Technologies*, pp. 298–303, avril 2013.
- [OAT07] C. Oates, A. Barlow et V. Levi, “Tap changer for distributed power”, *Proc. 12th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, pp.4861-4869, septembre 2007.
- [OCH10] L. F. Ochoa, C. J. Dent et G. P. Harrison, “Distribution network capacity assessment: variable DG and active networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, n°1, pp. 87–95, février 2010.
- [PAG15] A. Pagnetti et G. Delille, “A simple and efficient method for fast analysis of renewable generation connection to active distribution networks”, *Electric Power Systems Research*, vol. 125, pp. 133–140, août 2015.
- [PAP13] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, P. Anagnostopoulos, L. Aleixo, B. Buchholz *et al.*, “Capacity of distribution feeders for hosting DER”, rapport CIGRE WG C6.24, juin 2014, disponible : <http://cigreaustralia.org.au/assets/ITL-SEPT-2014/3.1-Capacity-of-Distribution-Feeders-for-hosting-Distributed-Energy-Resources-DER-abstract.pdf>.
- [PIC10] V. Picheny, D. Ginsbourger et Y. Richet, “Noisy expected improvement and on-line computation time allocation for the optimization of simulators with tunable fidelity”, EngOpt 2010, Lisbonne, 6-9 septembre 2010, disponible : <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00489321v2>.
- [PIC13] V. Picheny, T. Wagner et D. Ginsbourger, “A benchmarck of kriging-based infill criteria for noisy optimization”, *Structural and Multidisciplinary Optimization*, vol. 48, n°3, pp. 607–626, avril 2013.
- [RAM06] G. Rami, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions d'énergies décentralisées connectées au réseau de distribution », thèse de Doctorat en Génie Electrique (PhD Dissertation), Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs Electriciens de Grenoble (ENSIEG), 9 novembre 2006.
- [RAM14] A. Ramos, E. Rivero Puente et D. Six, “Evaluation of current market architectures and regulatory frameworks and the role of DSOs”, rapport evolvDSO D1.2, version 1.0, avril 2014, disponible : <http://www.evolvdso.eu/getattachment/70a9e337-5fb3-4300-a7d5-0b5b0b56ab1f/Deliverable-1-2.aspx>
- [RAS06] C. E. Rasmussen, *Gaussian processes for machine learning*, Cambridge, MA: The MIT Press, 2006.
- [REE12] C. Reese, C. Buchhagen et L. Hofmann, “Enhanced method for voltage range controlled OLTC-equipped distribution transformers”, *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.5544-5551, juillet 2012.
- [RIC06] O. Richardot, « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée », thèse de Doctorat en Génie Electrique (PhD Dissertation), Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs Electriciens de Grenoble (ENSIEG), 10 octobre 2006.

- [RIV14] E. Rivero Puente, D. Six, A. Ramos et M. Maenhoudt, “Preliminary assessment of the future roles of DSOs, future market architectures and regulatory frameworks for network integration of DRES”, rapport evolvdso D1.3, version 1.0, juillet 2014, disponible : <http://www.evolvdso.eu/getattachment/26ff93f4-46d1-4e13-9e15-215bb3159c10/D1-3-v1-0.aspx>
- [RTE12] RTE, “Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables de la région Champagne – Ardenne », version définitive, décembre 2012, disponible : http://www.champagne-ardenne.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/S3REnR_CA_decembre_2012_cle0c1a53.pdf
- [SAN11] T. Sansawatt, L. F. Ochoa et G. P. Harrison, “Operational windows for decentralized control of renewable DG: techno-economic trade-offs”, *Proc. 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, article 176, décembre 2011.
- [SAP06] G. Saporta, « L’analyse en composantes principales », dans *Probabilités, analyse des données et statistique*, Paris, France : Editions Technip, 2006.
- [SAR11] M. Saradarzadeh, S. Farhangi, J. L. Schanen, P.-O. Jeannin et D. Frey, “Reversing the power flow in the looped electrical distribution network by using a cascaded H-bridge D-SSSC”, *Proc. 2nd Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference (PEDSTC)*, pp. 193-198, février 2011.
- [SCH12] R. Schmid, R.-D. Walz, K. Boldt, H. Müller, K. Handt et G. Hipszki, “On-load voltage regulation in the low voltage grid”, *Proc. Workshop CIRED on Integration of Renewables into the Distribution Grid*, article 85, mai 2012.
- [SHE68] D. Shepard, “A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data”, *Proc. 23rd Association for Computing Machinery National Conference*, pp. 517–524, 1968.
- [SHI88] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen et G. X. Luo, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, n°2, pp. 753–762, mai 1988.
- [SIL08] V. Silva, V. Stanojevic, D. Pudjianto et G. Strbac, “Benefits of storage and DSM in transmission congestion management in systems with high wind penetration”, *Proc. 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, article 81, mai 2008.
- [SIL90] A.M. Leite da Silva et V.L. Arienti, “Probabilistic load flow by a multilinear simulation algorithm”, *Proc. IEE Generation Transmission and Distribution*, vol. 137 pp. 276–282, 1990.
- [STE99] M.L. Stein, *Interpolation of spatial data: Some theory for Kriging*, New York, USA: Springer, 1999.
- [STR08] G. Strbac, “Demand side management: benefits and challenges”, *Energy Policy*, vol. 36, n°12, pp. 4419-4426, décembre 2008.
- [STR14] G. Strbac, M. Aunedi, P. Djapic, I. Konstantelos et D. Papadaskalopoulos, “Future distribution network planning tools: functional specifications”, rapport Green eMotion 4.3 – B3, version 3.1, mars 2014, disponible : http://www.greenemotion-project.eu/upload/pdf/deliverables/D4_3_B3-Grid-Impact-studies-of-electric-vehicles-Future-Distribution-Network-Planning-Tools-V3_1_submitted.pdf
- [SUN15] H. Sun, Y. Wang, D. Nikovski et J. Zhang, “Flex-Grid: a dynamic and adaptive configurable power distribution system”, *Proc. IEEE PowerTech*, article 461923, juin 2015.

- [TAK12] N. Takahashi et Y. Hayashi, “Centralized voltage control method using plural D-STATCOM with controllable dead band in distribution system with renewable energy”, *Proc. 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, article 223, octobre 2012.
- [TAN13] J. Tant, F. Geth, D. Six, P. Tant, et J. Driesen, “Multiobjective battery storage to improve PV integration in residential distribution grids”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, n°1, pp. 182-191, janvier 2013.
- [TOL05] L. M. Tolbert, T. J. King, B. Ozpineci, J. B. Campbell, G. Muralidharan, D. T. Rizy, A. S. Sabau, H. Zhang, W. Zhang, Y. Xu, H. F. Huq et H. Liu, “Power Electronics for distributed energy systems and transmission and distribution applications”, Oak Ridge National Laboratory, rapport technique ORNL/TM-2005/230, décembre 2005, disponible : www.ornl.gov
- [TOU15] S. Touré, E. Vanet, R. Caire et Y. Bésanger, “Assessment methods for the targeted reconfiguration in distribution network”, *Proc. IEEE PowerTech*, article 463988, juin 2015.
- [UED07] Y. Ueda, K. Kurokawa, T. Tanabe, K. Kitamura, K. Akanuma, M. Yokota et H. Sugihara, “Study on the over voltage problem and battery operation for grid-connected residential PV systems”, *Proc. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 3094-3097, septembre 2007.
- [VAR14] J. Varela, D. Rubio, D. Henriquez, S. Suarez, J. P. S. Catalao, V. Nunes, A. Messias et P. Godinho Matos, “Report I: coordination with IGREENGrid, SiNGULAR and SuSTAINABLE projects”, rapport D1.5, novembre 2014, disponible : <http://www.igreengrid-fp7.eu/deliverables>
- [VAZ05] Emmanuel Vazquez, « Modélisation comportementale de systèmes non-linéaires multivariables par méthodes à noyaux et applications », thèse de Doctorat en Sciences (PhD Dissertation), Université Paris XI Orsay, 19 septembre 2005.
- [VIA08] F. A. Viawan et D. Karlsson, “Voltage and reactive power control in systems with synchronous machine-based distributed generation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, n°2, pp. 1079-1087, avril 2008.
- [VIL08] E. Vazquez, J. Villemonteix, M. Sidorkiewicz et E. Walter, “Global optimization based on noisy evaluations: An empirical study of two statistical approaches”, *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 135, n°012100, 2008.
- [VIL09] J. Villemonteix, E. Vazquez et E. Walter, “An informational approach to the global optimization of expensive-to-evaluate functions”, *Journal of Global Optimization*, vol. 44, n°4, pp. 509–534, 2009.
- [VIL09-2] J. Villemonteix, « Optimisation de fonctions coûteuses. Modèles gaussiens pour une utilisation efficace du budget d'évaluations : théorie et pratique industrielle », thèse de Doctorat en Physique (PhD Dissertation), Université Paris Sud - Paris XI, n°9278, 10 décembre 2008.
- [VOV07] P. N. Vovos, A. E. Kiprakis, A. R. Wallace et G. P. Harrison, “Centralized and distributed voltage control: impact on distributed generation penetration”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n°1, pp. 476-483, février 2007.
- [WAH90] G. Wahba, *Spline Model for Observational Data*, CBMS-NSF Regional Conference series applied on mathematics, vol. 59, Philadelphie, USA: SIAM, 1990.
- [WEN05] H. Wendland, *Scattered data approximation*, Cambridge Monographs on applied and computational mathematics, vol. 17, Cambridge, UK: PSUC, 2005.
- [WIT13] J. Witkowski, E. Lejay-Brun, G. Malarange et L. Karsenti, “Field demonstration of local voltage regulation on ERDF MV network”, *Proc. 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, article 0494, juin 2013.

[XI08] Z. Xi, B. Parkhideh, et S. Bhattacharya, “Improving distribution system performance with integrated STATCOM and supercapacitor energy storage system”, *Proc. 39th IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC)*, pp. 1390-1395, juin 2008.

[ZHO07] Q. Zhou et J. W. Bialek, “Generation curtailment to manage voltage constraints in distribution networks”, *Proc. IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 1, n°3, pp. 492–498, mai 2007.

Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes.

Résumé :

Depuis les années 2000, les installations de production à base d'Énergie Renouvelable (ENR) se déploient largement dans les réseaux de distribution. L'insertion de cette production peut requérir des travaux de renforcement du réseau afin de respecter les capacités constructives des matériels et des exigences de sécurité et de qualité. Ces travaux pouvant être coûteux et longs à mettre en œuvre, plusieurs solutions alternatives sont aujourd'hui envisagées afin de réduire les coûts d'intégration des ENR dans ces situations. L'utilisation de telles solutions nécessite au préalable de réviser les méthodes de planification du réseau pour qu'elles puissent analyser leurs impacts technico-économiques. Ces travaux de recherche ont pour objet d'apporter un cadre adapté à l'étude des leviers d'intégration des ENR à l'aide de nouvelles méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Comparée à l'état de l'art, l'approche adoptée présente l'avantage d'estimer les performances de ces leviers à moyen/long terme en considérant : 1) le comportement du gestionnaire de réseau de distribution, modélisé sous la forme d'une stratégie de planification paramétrable, 2) les interactions entre les réseaux moyenne et basse tension, et 3) les incertitudes sur l'arrivée des ENR. Ces trois axes d'amélioration ont pu être abordés grâce à des méthodes de maîtrise du temps de calcul appliquées à l'estimation pluriannuelle de l'état électrique du réseau. Le potentiel de l'approche proposée est illustré *via* l'analyse technico-économique de plusieurs stratégies de planification incluant des leviers traditionnels et/ou des leviers d'effacement de production. Les travaux se concluent sur une première contribution concernant l'optimisation des stratégies de planification compte tenu des incertitudes sur l'arrivée des ENR.

Mots clés : réseaux de distribution, énergies renouvelables, planification, alternatives au renforcement.

Methods for the multi-year planning of distribution networks. Application to the techno-economic analysis of the solutions for integrating intermittent renewable energy sources.

Abstract:

Renewable Energy Sources (RES) have been intensively developed in the distribution networks since the 2000s. The integration of this generation may require network reinforcements so as to satisfy equipment capacities and meet quality and safety requirements. As these network adaptations can be expensive and take time, several alternative solutions are now being considered in order to reduce the costs of integrating RES in these situations. The use of such solutions requires modifying the network planning methods so as to analyze their techno-economic impacts. This research aims to provide a suitable framework for the study of RES-integration solutions using novel methods for the multi-year planning of distribution networks. Compared to the state of the art, the proposed approach provides the advantage of assessing the performance of these solutions in the medium/long run by considering: 1) the behavior of the distribution system operator, which is modeled as a multi-variable planning strategy, 2) the interactions between medium- and low-voltage networks, and 3) the uncertainties on the arrival of new RES. These three points could have been addressed by applying methods of reducing computation time to the multi-year estimation of the electrical network state. The potential of the proposed approach is illustrated through the techno-economic analysis of several planning strategies including traditional solutions and/or generation curtailment. The research concludes with a first contribution to the planning strategy optimization by taking into account the uncertainties on the arrival of new RES.

Key words: distribution networks, renewable energy, planning, alternatives to network reinforcement.