



HAL
open science

Planification des réseaux électriques de distribution flexibles sous incertitudes

Marie-Cécile Alvarez-Herault

► **To cite this version:**

Marie-Cécile Alvarez-Herault. Planification des réseaux électriques de distribution flexibles sous incertitudes. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2021. tel-03293532

HAL Id: tel-03293532

<https://hal.science/tel-03293532>

Submitted on 21 Jul 2021

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.

HABILITATION A DIRIGER LA RECHERCHE

Pour obtenir le diplôme

DE L'UNIVERSITE GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT

préparée au sein du **Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble**

dans l'**Ecole Doctorale d'Electronique, Electrotechnique, Automatique, Traitement du Signal (EEATS)**

Planification des réseaux électriques de distribution flexibles sous incertitudes

Habilitation soutenue publiquement le **5 juillet 2021**, devant le jury composé de :

Mme Zita Maria ALMEIDA DO VALE

Professeure, Université Polytechnique de Porto, Rapporteur

M. Marc PETIT

Professeur, Centrale Supélec, Rapporteur

M. Georges KARINIOTAKIS

Professeur, Université de Mines ParisTech, Rapporteur

M. Carlo Alberto NUCCI

Professeur, Université de Bologne, Membre

M. Nouredine HADJSAID

Professeur, Grenoble INP, Membre

M. Christian SCHAEFFER

Professeur, Grenoble INP, Président

Mme Trinidad CHARDIN-SEGUI

MEP Software CTO, Schneider Electric, Membre invité

M. Pierre MALLET

Directeur R&D et Innovation, Enedis, Membre invité



Table des matières

Chapitre I Introduction générale	7
Chapitre II Planification des réseaux de distribution : méthodes et perspectives d'évolution	10
II.1 Echelle spatio-temporelle de la planification des réseaux électriques.....	11
II.2 Méthodologie historique de planification des réseaux de distribution	13
II.3 Architecture traditionnelle des réseaux de distribution français.....	14
II.4 Formulation mathématique du problème de planification.....	16
II.4.a Fonction multi objectifs à optimiser	16
II.4.b Contraintes	17
II.4.c Méthodes d'optimisation pour la planification	18
Chapitre III Optimisation topologique d'architectures de réseaux de distribution	21
III.1 Planification long terme : création de réseaux cibles urbains	22
III.1.a Réseaux existants interconnectés en HTA (thèse de Victor Gouin, TH-1)	22
III.1.a.i Application à la planification de réseaux urbains.....	24
III.1.a.ii Application à la planification de réseaux ruraux (Thai Phuong Do, PD-1).....	26
III.1.b Réseaux inexistantes ou coûteux en BT (thèse de Vannak Vai, TH-3).....	27
III.1.c Analyse des travaux menés	28
III.2 Planification moyen/long terme : évolution des modes d'exploitation	29
III.2.a Maillage des réseaux de distribution HTA (thèse de Camille Gandioli)	29
III.2.b Analyse des travaux menés	31
III.2.c Synthèse	31
Chapitre IV Intégration de leviers opérationnels dans la planification long terme.....	34
IV.1 Impact de la flexibilité en HTA sur les décisions d'investissement	37
IV.1.a Effacement de consommation (thèse de Victor Gouin (TH-1))	37
IV.1.b Effacement de production (thèse de Aurel Garry TH-2).....	39
IV.2 Impact de la flexibilité en BT sur les décisions d'investissement.....	42
IV.2.a Flexibilité par le stockage (thèse d'Ahmed Hadjsaid (TH-4))	42
IV.2.b « <i>Grid-supporting</i> » et effacement de production (thèse de Mahana Bernier (TH-5))	44
IV.3 Impact de la flexibilité sur les grandeurs dimensionnantes des composants du réseau.....	48
IV.4 Analyse des travaux menés et synthèse	50
Chapitre V Projet de recherche.....	53
V.1 Projet court terme: développement de règles de planification pour les microgrids.....	54
V.1.a AC versus DC.....	54
V.1.b « Off-grid » versus « grid-connected ».....	55
V.1.c Planification de microgrids à faible inertie.....	56
V.2 Projet de recherche moyen-long terme : vers un modèle de planification stochastique multi-échelles, multi-critères et multi-énergies.....	56
V.2.a Intégration de modèles socio-économiques et environnementaux dans la planification	57
V.2.b Nouveaux modèles stochastiques pour la décision d'investissements sous incertitudes.....	57
V.2.c Modélisation avancée des flexibilités.....	59
V.2.d Intégration de l'autoconsommation dans la planification.....	59
V.2.e Planification de réseaux multi-énergies.....	60
V.2.f Apport de l'intelligence artificielle pour la planification.....	60
Chapitre VI Conclusion générale	62
Chapitre VII Bibliographie.....	65
Chapitre VIII CV étendu	69
VIII.1 Résumé.....	70
VIII.1.a Formation	70
VIII.1.b Expériences professionnelles	70
VIII.2 Synthèse des publications	71
VIII.2.a Revues internationales à comités de lecture (RICL) référencées	71

VIII.2.b Conférences internationales à comités de lecture et actes (CICL)	73
VIII.2.c Conférences internationales à comités de lecture sans acte	75
VIII.2.d Autres types de publications.....	75
VIII.2.d.i Brevets.....	75
VIII.2.d.ii Chapitres de livres	75
VIII.2.e Conférences internationales invitées	76
VIII.2.f Conférences nationales invitées pour des GDR	76
VIII.2.g Vulgarisation	76
VIII.3 Encadrement doctoral et scientifique	76
VIII.3.a Thèses soutenues	77
VIII.3.b Thèses en cours	78
VIII.3.c Ingénieurs de recherche	79
VIII.3.d Post-doctorants	79
VIII.3.e Stages de M2 ou de durée longue (5-6 mois)	79
VIII.3.f Stages de M1 ou de M2 de durée courte	80
VIII.4 Diffusion scientifique (rayonnement et vulgarisation).....	80
VIII.4.a Reviewing d'articles de conférences et de revues internationales (25) et chairman de session (1)	80
VIII.4.b Participation à des comités scientifiques nationaux et internationaux.....	80
VIII.4.c Invitation à des conférences et rédaction d'ouvrage	81
VIII.4.d Prix	81
VIII.4.e Vulgarisation	81
VIII.4.f Comités de sélection	81
VIII.4.f.i Internes en local	81
VIII.4.f.ii Externes	82
VIII.4.g Direction d'ouvrage.....	82
VIII.5 Responsabilités scientifiques	82
VIII.5.a Plan local	82
VIII.5.b Plan national.....	82
VIII.5.c Plan international.....	83
VIII.5.d Relations internationales au niveau de la recherche et de la valorisation suivies et concrétisées	83
VIII.5.e Participation et montage de contrats nationaux	85
VIII.5.f Expertises.....	86
VIII.6 Partie enseignement	86
VIII.6.a Service d'enseignement.....	86
VIII.6.b Responsabilités pédagogiques.....	87
Chapitre IX Annexes.....	88
IX.1 Annexe 1 : Formulation mathématique du problème de planification	89
IX.2 Annexe 2 : Attestations sur l'honneur d'encadrement	92
IX.2.a Thèses soutenues	92
IX.2.b Thèses en cours	93
IX.3 Annexe 3 : liste des publications reviewées.....	95
IX.3.a Reviews de RICL	95
IX.3.b Reviews de CICL.....	96

Table des illustrations

Tables des figures

Figure 1 : Différents types de planification selon l'horizon temporel pour le GRT et le GRD [7].....	12
Figure 2 : Structure en coupure d'artère de source à source	15
Figure 3 : Méthode de planification proposée dans la thèse	22
Figure 4 Réseau réel de Grenoble (à gauche) et réseau « sorti de terre » optimisé à droite [15].....	24
Figure 5 : Approche multi-objectifs d'un ensemble de solutions [15].....	25
Figure 6 : Exemple sur un cas d'extension de réseau [15].....	25
Figure 7 : Réseau réel (à gauche) rural et réseau optimisé (à droite).....	26
Figure 8 : Topologie du microgrid et placement des sources et batteries	28
Figure 9 : Exemple de « déboucleur rapide » (RICL-6)	30
Figure 10 : Réseau français, 460 nœuds, 7 organes de manœuvre (RICL-6).....	31
Figure 11 : Réseau IEEE 69 nœuds, 11 organes de manœuvre (RICL-6)	31
Figure 12 : Schéma de principe de l'effacement (TH-1)	37
Figure 13 : Renforcement nécessaire en fonction du risque (TH-1)	38
Figure 14 : Abaque actuel à gauche et abaque avec option d'effacement à droite (RICL-9)	39
Figure 15 : Abaque de décision renforcement/effacement, poste source N°1 (RICL-9)	40
Figure 16 : Abaque de décision renforcement/effacement, poste source N°2(RICL-9)	40
Figure 17 : Comparaison des méthodes Monte Carlo et probabiliste (RICL-9)	41
Figure 18 : Vue Power Factory du départ étudié	41
Figure 19 : Plan de tension au nœud éolien (en vert) et au nœud PV (en rouge).....	41
Figure 20 : Zoom sur la zone en contrainte	41
Figure 21 : Réseau réel de distribution BT étudié	44
Figure 22 : Comparaison des cas 4 batteries et 6 batteries	44
Figure 23 : Caractéristique du contrôle en réactif utilisé (TH-5).....	45
Figure 24 : Bénéfice de chaque solution (scénario haut à gauche, scénario bas à droite) - « Les Haies »....	47
Figure 25 : Bénéfice de chaque solution (scénario haut à gauche, scénario bas à droite) – CCRC.....	47
Figure 26 : Profil de charge optimal du transformateur.....	49
Figure 27 : Température ambiante sur 34 ans.....	50
Figure 28 : Répartition du DTR sur 34 ans.....	50
Figure 29 : Evolution de l'architecture de réseau AC vers une architecture mixte AC/DC.....	55

Tables des tableaux

Tableau 1 : Exemples d'investissements moyen et long terme.....	12
Tableau 2 : Variables utilisées dans la fonction objectif	17
Tableau 3 : Contraintes possibles du problème de planification.....	18
Tableau 4 : Méthodes d'optimisation applicables au problème de planification	20
Tableau 5 : Synthèse des activités de recherche de l'axe 1.....	33
Tableau 6 : Comparaison des méthodes existantes pour la planification sous incertitudes	36
Tableau 7 : Coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre de contraintes annuelles [32]43	43
Tableau 8 : Stratégies de résolution de contraintes étudiées.....	45
Tableau 9 : Caractéristiques du réseau « Les Haies ».....	46
Tableau 10 : Comparaison des résultats entre « Les Haies » et la CCRC.....	48
Tableau 11 : Synthèse des activités de recherche de l'axe 2.....	52

Lexique

AC	Alternative Current : courant alternatif
ADEME	Agence de la transition écologique (anciennement Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie)
AEMC	Australian Energy Market Commission : il s'agit d'un organisme législateur indépendant du marché national d'électricité australien.
BT	Basse Tension
CAPEX	CAPital EXpenditures : correspond aux coûts d'investissement
CCRC	Communauté de Communes de la Région de Condrieu
CICL	Conférence Internationale à Comité de Lecture
CIGRE	Conseil international des grands réseaux électriques : « communauté mondiale engagée dans le développement collaboratif et le partage de l'expertise du système électrique »
CIV	Conférence InVitée
DC	Direct Current, courant continu
DER	Distributed Energie Ressources : ressources décentralisées d'énergie
DTR	Dynamic Thermal Rating : correspond à la capacité maximale réelle du transformateur en fonction des conditions environnementales.
E-CUBE	Cabinet de conseil en stratégie dans le domaine de l'énergie, de l'environnement, de la mobilité et des infrastructures
EFSI	European Fund for Strategic Investments : fonds européen pour les investissements stratégiques permettant de soutenir des projets d'investissement privés dans les domaines des infrastructures, de la recherche et de l'innovation, de l'éducation, de la santé et des technologies de l'information et des communications.
EN	European Norm: norme européenne
END/ENS	Energie Non Distribuée/Energie Not Supplied
ENR	ENergie Renouvelable
G2Elab	Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble
GAEL	Laboratoire d'Economie Appliquée de Grenoble
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution : a pour mission l'entretien et le développement du réseau électrique de distribution en respectant un cahier des charges donné.
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport : a pour mission l'entretien et le développement du réseau électrique de transport en respectant un cahier des charges donné.
HST	Hot Spot Temperature : température maximale des enroulements du transformateur
HTA	Haute Tension de Niveau A
HTB	Haute Tension de Niveau B
IA	Intelligence Artificielle
IEC	International Electrotechnical Commission, commission électrotechnique internationale : organisation internationale de normalisation des domaines de l'électricité, de l'électronique, de la compatibilité électromagnétique, de la nanotechnologie et des techniques connexes.

IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers: association internationale de plus de 423 000 membres ayant des activités de publications de journaux, d'organisation de conférences et de rédaction de normes, entre autres.
LCOE	Levelized Cost Of Energy : coût actualisé de l'énergie correspondant à la somme actualisée des coûts de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite
LCS	Limiteur de Courant Supraconducteur
LED	Light-Emitting Diode : diode électroluminescente
LIFO	Last In First Out : dernier entré premier sorti
MILP	Mixed Integer Linear Programming : programmation mixte entière linéaire
NP	Non déterministe Polynomial
OMT	Organe de Manœuvre Télécommandé
OPEX	OPerational EXpenditures : correspond aux coûts d'exploitation
PL	Produit de la puissance totale d'une zone donnée par la longueur totale cumulée de conducteurs de celle-ci.
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie : document donnant les priorités énergétiques du gouvernement pour les 10 prochaines années avec une réactualisation tous les 5 ans.
PV	PhotoVoltaïque
RBC	Ratio Bénéfice Coût
RICL	Revue Internationale à Comité de Lecture
SAIDI	System Average Interruption Duration Index : temps moyen de coupure par an et par client (en minute/consommateur et par an).
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index : fréquence moyenne de coupure par an et par client BT ou HTA
SCORE	SChéma d'Orientation des Réseaux Electriques
SM2	Stage de Master 2
STR	Static Thermal Rating : correspond à la capacité maximale du transformateur pour une température moyenne donnée (en général 20°C)
TH	Thèse
TOT	Top Oil Temperature : correspond à la température maximale de l'huile d'un transformateur
TOTEX	TOTAL EXpenditures : correspond à la somme des CAPEX et OPEX
VAN	Valeur Actuelle Nette

Chapitre I

Introduction générale

Les réseaux électriques de distribution ont été historiquement développés afin d'acheminer l'électricité provenant du réseau de transport jusqu'aux consommateurs finaux. Avec ses 1 377 269 km de lignes [1], contre 105 942 km pour le réseau de transport [2], le moindre investissement doit se justifier par un calcul technico-économique prenant en compte des critères liés aux pertes Joule et à la fiabilité du système. C'est pour cela que le réseau de distribution est scindé en deux niveaux de tension : la moyenne tension (en général 20 kV en France) et la basse tension (en général 400 V en France). Dans un contexte de flux unidirectionnels avec des consommateurs ayant un comportement électrique relativement bien connu, des règles de planification ont été définies au niveau de la moyenne tension basées sur des hypothèses réalistes de croissance de la charge. Cela a conduit à des règles simples de décision d'investissement ainsi qu'à des schémas directeurs de déploiement de réseau sur le long terme, l'erreur due aux incertitudes de la charge étant réduite. Au niveau de la basse tension, le réseau s'est déployé au plus court sans règle précise.

De nombreux changements commencent à apparaître depuis quelques années à des vitesses variables selon les pays. Tout d'abord, la production décentralisée à base d'énergies renouvelables a considérablement augmenté ces dernières années en raison des différentes réglementations visant à augmenter leur taux de pénétration. En raison de leur petite taille, ces productions sont connectées au réseau de distribution qui n'a pas été initialement dimensionné pour les accueillir en masse. De plus, la décarbonation des transports conduit au développement des véhicules électriques qui formeront une nouvelle charge importante sur le réseau de distribution susceptible d'augmenter la pointe de consommation de manière significative sans gestion intelligente. Ces changements pourraient provoquer des contraintes de surtensions ou de surintensités dans les réseaux de distribution nécessitant alors des investissements importants afin de renforcer le réseau pour le rendre plus robuste. Cependant, de nombreuses incertitudes existent quant à l'emplacement de ces charges et sources, leur composition et leur puissance. Enfin le développement de nouvelles technologies de l'information et de la communication permet d'envisager le déploiement de flexibilités¹ rendant le réseau de distribution plus intelligent afin de répondre à ces problématiques. Ces flexibilités comme par exemple l'effacement de consommation ou de production, peuvent éviter une violation de contraintes techniques (puissance, courant, tension) sur le réseau et donc différer voire annuler un investissement réseau. Plusieurs questions se posent alors : comment faire évoluer le réseau de distribution pour qu'il accepte des productions et des nouvelles charges dans ce contexte d'incertitudes ? Comment ces nouvelles flexibilités peuvent-elles être intégrées dans les règles de planification existantes et permettre ainsi la réduction des coûts du système ? Les architectures traditionnelles de réseaux sont-elles toujours adaptées à ce nouveau contexte de fonctionnement ? Comment définir une architecture optimale suffisamment flexible pour rester robuste face aux aléas du futur ?

Pour répondre à ces questionnements, ce manuscrit est divisé en 5 parties :

- Dans le chapitre II, le principe de planification, ses objectifs et ses enjeux seront définis afin d'établir une modélisation et une formulation mathématique du problème de manière à pouvoir déterminer les algorithmes les mieux adaptés pour sa résolution. De plus, des pistes d'évolution des méthodes de planification, dans le contexte décrit précédemment, seront classées en deux axes de recherche présentés dans les chapitres III et IV :

¹ La flexibilité est définie par le GRD français Enedis comme étant « une modulation de puissance active ou réactive volontaire d'un site ou de plusieurs sites, à la hausse ou à la baisse, en injection ou en soutirage, durant une période donnée, en réaction à un signal extérieur pour fournir un service » [48].

- Dans le chapitre III, un premier axe de recherche concernera **l'optimisation topologique des architectures de réseaux de distribution** qui pour l'instant reste assez « manuelle » grâce au savoir-faire historique des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD).
- Dans le chapitre IV, un second axe de recherche concernera **l'intégration des leviers opérationnels dans la planification long terme** où tout l'enjeu est de trouver le bon niveau de modélisation spatiale et temporelle afin de pouvoir quantifier l'impact de solutions de flexibilité sur le report d'investissement dans un environnement incertain.

Pour ces deux chapitres, les travaux de recherche menés grâce à l'encadrement doctoral seront brièvement résumés afin d'en ressortir les contributions scientifiques principales ainsi que les perspectives d'amélioration.

- Le chapitre V présentera mon projet de recherche du court au moyen/long terme intégrant les thèses en cours et celles qui vont débiter prochainement.
- Enfin, dans le chapitre VI, une conclusion générale clôturera ce manuscrit d'Habilitation à Diriger les Recherches, synthétisant la démarche scientifique adoptée depuis ma prise de poste en septembre 2010 ainsi que les perspectives de recherche.

Le CV étendu de mes activités de recherche, de diffusion scientifique, de responsabilités ainsi que mes activités d'enseignement sont détaillées dans le chapitre VIII de ce manuscrit.

Chapitre II

**Planification des réseaux de distribution : méthodes
et perspectives d'évolution**

La planification des réseaux électriques de distribution est l'ensemble des décisions opérationnelles et des investissements nécessaires dans le réseau électrique afin de répondre à trois objectifs fondamentaux : desservir les utilisateurs finaux (consommateurs et producteurs), prévoir leur besoin électrique (puissance soutirée et injectée) et assurer la qualité et la continuité de l'alimentation, avec un souci de rentabilité sur la durée de vie de ces investissements. Elle est conditionnée par la politique énergétique du pays, Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) [3] en France et l'European Fund for Strategic Investments (EFSI) [4] en Europe. De plus, le contexte réglementaire des pays influence les orientations stratégiques et choix technologiques des GRD. En France, ils ont une mission de service public, telle que la desserte de tous les clients, et ont défini dans leur documentation techniques de références [5] le cahier des charges de développement du réseau électrique de distribution. Chaque décision d'investissement du GRD a des répercussions sociales mais également économiques compte tenu de la dimension spatiale importante du réseau. En 2019, le montant des investissements (appelés CAPEX) réalisés par le principal gestionnaire de réseau de distribution français Enedis s'élevait à 4,3 milliards d'euros [1], ce qui représente environ 7 % des investissements industriels en France [6]. A ces investissements se rajoutent des coûts d'exploitation (appelés OPEX) liés aux pertes techniques (pertes Joule, pertes fer dans les transformateurs, déséquilibre des phases) et non techniques (dysfonctionnement d'appareil de comptage, vol d'électricité entre autres). Ainsi, les différentes stratégies de développement décidées lors des études de planification dépendent d'un grand nombre de paramètres qui varient en fonction des caractéristiques du réseau étudié, de son emplacement et de la réglementation du pays. Elles sont effectuées dans le cadre d'un avenir incertain dans lequel des hypothèses cohérentes doivent être prises afin de simplifier le problème de planification. La planification des réseaux de distribution doit résulter d'une analyse approfondie permettant de décider de la solution technico-économique adéquate qui respecte les différents objectifs et contraintes prédéfinis.

II.1 Echelle spatio-temporelle de la planification des réseaux électriques

De manière générale, la planification des réseaux électriques est scindée en plusieurs horizons spatiaux et temporels, comme le montre la Figure 1, pour lesquels la méthodologie est assez différente principalement en raison des incertitudes qui augmentent avec l'échelle temporelle mais diminuent lorsque l'échelle spatiale augmente (effet de foisonnement). La problématique, les objectifs et les contraintes sont également très différents. Les frontières de ces différents horizons peuvent varier en fonction des pays et un ou plusieurs acteurs peuvent être impliqués en fonction de la structure de leur réseau et de la réglementation en cours (monopole, présence de marché de l'énergie, nombre d'acteurs entre autres).

- *Horizon temps réel et très court terme* : c'est principalement le ou les GRT qui sont garants de la sécurité du système et de la planification des besoins en énergie. Le GRD est responsable quant à lui de la détection et localisation des défauts puis de la réalimentation des clients en cas d'incidents sur les réseaux de distribution. Sur le très court terme, les GRD prévoient également la consommation du réseau afin d'ajuster la prévision de leurs pertes et leur achat sur la bourse de l'énergie. L'objectif est de minimiser la quantité supplémentaire de pertes à acheter au dernier moment et qui sont dues aux erreurs de prévision de consommation, car l'électricité pourrait alors être très chère.

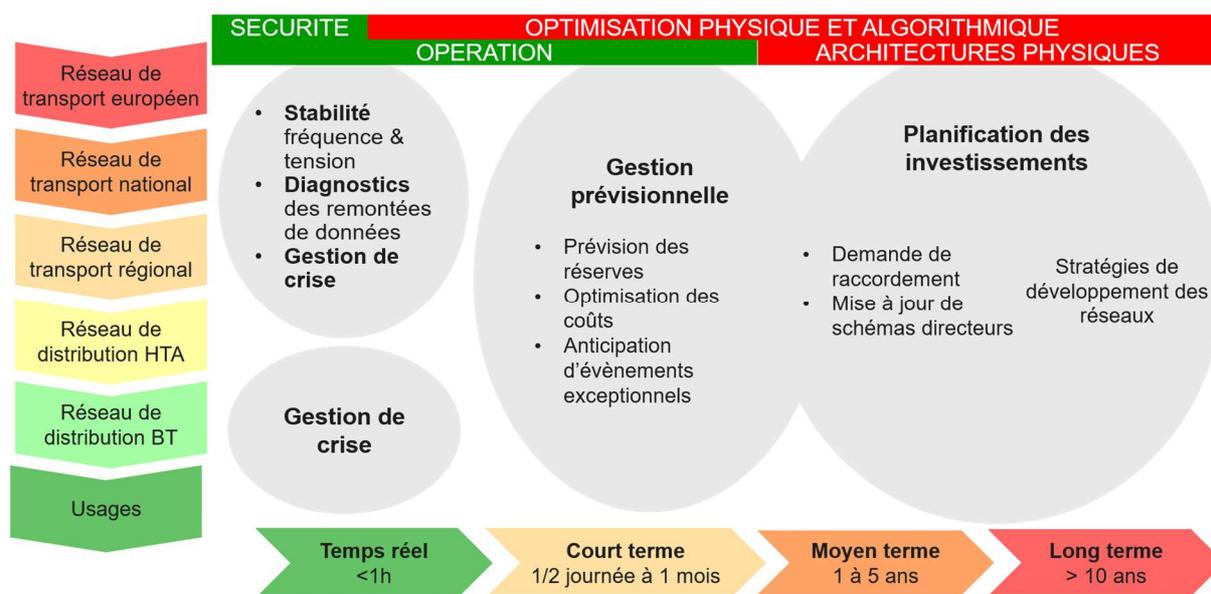


Figure 1 : Différents types de planification selon l'horizon temporel pour le GRT et le GRD [7]

- Horizon moyen et long terme** : sur leur périmètre respectif, les GRD et GRT planifient les investissements nécessaires en termes d'équipements du réseau électrique comme par exemple les moyens de production, les postes de transformation, les lignes électriques et les Organes de Manœuvres Télécommandées (OMT) afin de raccorder de nouveaux usagers, de remplacer les matériels le nécessitant, de déplacer des ouvrages ou encore de réduire le taux de défaillance du réseau [5]. La durée de vie de ces ouvrages peut aller jusqu'à plusieurs dizaines d'années avec des délais de réalisation également importants (principalement administratifs). Sur un horizon long terme, le principal enjeu est d'anticiper le contexte énergétique soumis à de fortes incertitudes (ressources primaires, évolutions du marché, l'évolution de la consommation et de la production) sur plusieurs dizaines d'années en minimisant le risque économique. Les études de planification long terme dépendent de la structure des réseaux et de la réglementation des pays. Des calculs technico-économiques actualisés, TOTEX (TOTal EXpenditures) dans les pays où le marché de l'énergie est libéralisé ou LCOE (Levelized Cost Of Energy) dans les pays en situation de monopole, permettent d'orienter les décisions techniques tout en prenant en compte la valeur de l'argent. Le Tableau 1 donne des exemples d'investissements moyen et long terme des GRD et GRT.

Tableau 1 : Exemples d'investissements moyen et long terme

	Planification moyen terme	Planification long terme
Horizon temporel	1 à 5 ans	Supérieur à 10 ans
Exemples	<ul style="list-style-type: none"> • Demande de raccordement d'un consommateur ou d'un producteur • Schémas directeurs de développement du réseau pour lever des contraintes techniques, • Travaux de maintenance (élagage des arbres) • Stratégies d'achat de ressources primaires • Stratégies de management des équipes 	<ul style="list-style-type: none"> • Construction et/ou démantèlement de lignes • Modification des architectures et/ou de leur schéma de secours par l'ajout de nouveaux départs • Fusion de départs existants • Création de postes sources

La planification long terme est donc une étape importante car elle permet d'anticiper les évolutions futures et d'établir des stratégies économiques. Elle permet aussi aux gestionnaires de faire venir de nouveaux investisseurs et de discuter avec les régulateurs.

II.2 Méthodologie historique de planification des réseaux de distribution

La planification long terme des réseaux de distribution consiste à imaginer à quoi ressemblerait le réseau dans quelques décennies (usuellement 30 ans en France car au-delà l'incertitude sur la croissance des charges est jugée trop importante), sans que cela devienne nécessairement la cible à atteindre mais qui donne plutôt une direction de développement. On peut distinguer trois types de planification long terme, d'après [8], [9], [10] et [11] : la planification "sortie de terre" (si le réseau est entièrement nouveau), l'extension de réseau (s'il existe un réseau initial) et le maintien ou l'amélioration de l'efficacité du réseau (si un ensemble de critères de performance du réseau ne sont pas jugés satisfaisants). Étant donnée l'évolution du contexte énergétique et sociétal, il est légitime de se demander si l'architecture du réseau actuel sera toujours la mieux adaptée dans trente ans. Ainsi le réseau de distribution imaginé à cet horizon appelé « cible long terme » peut être radicalement différent du réseau initial. Le GRD français définit également une cible intermédiaire à 10 ans appelée « cible moyen terme » qui ne sera a priori pas remise en question, sauf modification en cours de route suite à des informations supplémentaires apportées au distributeur. Afin de trouver cette cible moyen terme, le planificateur envisage toutes les stratégies possibles permettant de passer du réseau initial à la cible long terme. La meilleure stratégie est sélectionnée grâce à une étude technico-économique puis une projection à dix ans permet de définir la cible moyen terme. Toutes les opérations à réaliser chaque année (de l'année zéro à l'année dix) afin d'atteindre cette cible doivent être décrites. Dans le cas d'études de planification moyen et long terme, une étude approfondie est alors nécessaire afin d'établir les cibles. Dans le cas d'Enedis, cette étude est appelée SCHEMA d'Orientation des Réseaux Electriques (SCORE). Elle consiste en cinq grandes étapes [12], [5] et [13]), relativement communes aux méthodologies des GRD étrangers :

- *Etape 1 - état des lieux du réseau HTA (tous les 5 ans)* : il s'agit d'un diagnostic technique de tous les composants constitutifs du réseau de distribution en évaluant entre autre les puissances, le plan de tensions et le nombre d'incidents ;
- *Etape 2 - scénarios de croissance de consommation* : des critères historiques de consommations HTA et BT, l'évolution démographique, le développement d'infrastructures ferroviaires et routières mais aussi les zones d'activités permettent de définir des taux de croissance de consommation ([15]). Cette étape influe très fortement sur les investissements et est soumise à des incertitudes importantes. Dans un contexte historique de charges conventionnelles uniquement, les incertitudes restent limitées et une erreur de prévision impactera uniquement la date d'apparition des contraintes, la cible long terme restant inchangée [13].
- *Etape 3 - définition des cibles à trente ans* : cette étape consiste à imaginer l'architecture des cibles long terme possibles permettant de satisfaire une certaine qualité et continuité de l'alimentation en énergie électrique. Pour cela, le planificateur identifie les lignes pour lesquelles les critères techniques définis à l'étape 1 ne sont pas respectés et les retire du réseau. De même, il retire les lignes âgées de plus de 20/25 ans et celles qui sont inadaptées aux aléas climatiques [13]. L'objectif est alors d'imaginer la meilleure structure possible afin de reconnecter tous les clients permettant de respecter voire

d'améliorer les critères de planification. Cette cible long terme ne représente pas nécessairement le réseau final, qui risque de changer en fonction de l'évolution des hypothèses d'étude, mais définit les orientations structurelles principales. C'est pour cela que le critère économique n'est pas pris en compte, l'idée étant de trouver un réseau idéal qui permet d'optimiser les différents objectifs techniques. Comme exemple de modification de la cible, on peut citer : une modification topologique (création/suppression de lignes, création/modification d'OMT), une création de postes sources ou encore un couplage des deux et le remplacement d'un réseau de tension différente (exemple de la mutation progressive du réseau 5,5 kV de Grenoble par du réseau 20 kV en raison de l'augmentation de la puissance soutirée par l'arrivée du tramway). Même si des outils d'aide à la prise de décision pour les planificateurs existent comme par exemple des modules de calcul permettant l'évaluation des différents critères techniques et économiques, il n'existe pas d'outils permettant de proposer des solutions structurelles au planificateur de manière automatisée.

- *Etape 4 - établissement des réseaux intermédiaires* : un ensemble de stratégies cohérentes pour passer de la cible initiale à une cible long terme sont déterminées. Chaque stratégie définit des réseaux intermédiaires entre la cible initiale et la cible long terme (usuellement entre deux et huit en fonction de la différence entre les deux réseaux) ainsi que la liste des travaux à faire pour passer d'un réseau à l'autre. Pour chaque réseau intermédiaire, des calculs économiques sont effectués afin de vérifier la cohérence globale. La sélection de la stratégie finale se fait en qualifiant chaque projet par les moyens économiques mis en œuvre : CAPEX élevé ou non, minimisation de l'OPEX, quantité de fond de roulement et trésorerie, retour sur investissement et bénéfices clients. Certains éléments environnementaux sont aussi pris en compte comme par exemple les règles d'occupation des terrains publics ou privés. Une analyse coût bénéfice permet de trouver la stratégie optimale ainsi que les dates auxquelles les différents travaux doivent être réalisés, c'est-à-dire les dates des réseaux intermédiaires. A la fin de cette étape, la cible à 10 ans est obtenue avec l'ensemble des travaux ainsi que leur date d'exécution sur la période [0-10 ans] garantissant l'absence de contraintes techniques sur le réseau (courant et tension).
- *Etape 5 - intégration de contraintes pratiques dans la cible théorique* : les entreprises de distribution ayant un certain budget alloué par an pour les travaux de planification, un calcul de ratio bénéfice coût (RBC) permet de répartir les investissements réseaux sur la période considérée. Cependant, cet « optimum » économique peut être avancé ou retardé en fonction d'autres contraintes comme par exemple la possibilité de mutualiser les travaux avec des travaux de voirie pour réduire les frais d'enrobée des routes pour l'enfouissement des câbles ou encore si les taux de défaillance d'une zone sont plus importants que les taux moyens considérés.

Les SCORE doivent être reconsidérés tous les 5 ans afin de prendre en compte les changements éventuels concernant par exemple les hypothèses de croissance de charge, les écarts significatifs entre les cibles théorique et réelle ou l'apparition de nouvelles technologies entre autres.

II.3 Architecture traditionnelle des réseaux de distribution français

En France, l'architecture traditionnelle la plus rencontrée est la structure en coupure d'artère de source à source ([12] [5], [13], [14] et [15]) représentée dans la Figure 2. Chaque

poste source (carré noir) est relié à un autre poste source via un ensemble de lignes électriques appelées artères principales (lignes bleues) desservant des postes de distribution (cercles violets et verts). Deux modes de raccordement sont possibles suivant si le réseau est en milieu rural ou urbain. En milieu rural, la densité de charge étant faible, les lignes principales passent proche des postes de distribution qui y sont raccordés via des artères secondaires encore appelées antennes (lignes noires). En milieu urbain, la densité de charge étant élevée, l'artère principale dessert directement les postes de distribution. Chaque poste de distribution est raccordé à l'artère principale ou secondaire via deux interrupteurs télécommandés ou manuels. Tous ces interrupteurs sont normalement fermés (cercle violet) sauf un (dans le cercle vert) afin que le réseau soit radial. L'intérêt d'avoir un réseau bouclable est de pouvoir le reconfigurer en cas de défaut. L'interrupteur normalement ouvert est toujours télécommandé et seulement quelques interrupteurs normalement fermés le sont (compromis technico-économique).

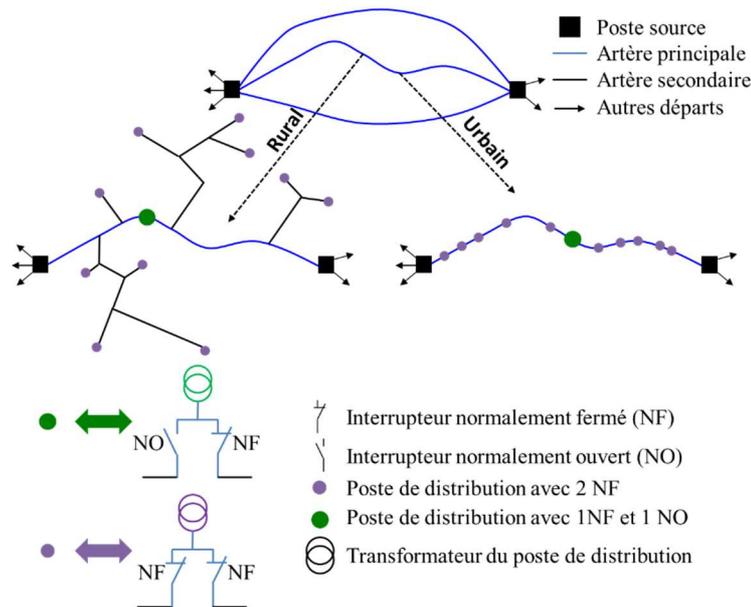


Figure 2 : Structure en coupure d'artère de source à source

Dans ce cas, le disjoncteur situé en aval du poste source de l'artère en défaut déclenche afin de couper le courant de défaut. La manœuvre manuelle ou télécommandée des interrupteurs permet alors d'isoler la portion d'artère en défaut afin de pouvoir réalimenter les clients pendant que les équipes d'intervention effectuent les réparations. Dans ce manuscrit on utilisera le terme de « départ » pour désigner l'ensemble des lignes d'une artère principale permettant de relier les consommateurs depuis un poste source jusqu'au point d'ouverture. Une artère principale est donc composée de deux départs.

Une zone rurale se caractérise par une faible densité de charge, des longueurs cumulées importantes, des puissances consommées faibles et la présence d'artères secondaires arborescentes. Les contraintes qui arrivent en général en premier suite à des scénarios de croissance de charges et de ressources décentralisées d'énergie (DER pour Distributed Energy Ressources²) comme par exemple des véhicules électriques ou des productions renouvelables sont donc plutôt des contraintes de tension. L'architecture rurale peut avoir quelques variantes allant d'une structure totalement arborescente en milieu très rural jusqu'à la présence de bouclages locaux (exploités radiaux via un organe de coupure) au niveau des antennes. La qualité de fourniture est par construction moins bonne qu'en milieu urbain mais il n'est pas

² Les DER peuvent être des productions d'énergie électrique décentralisées, des systèmes de stockage d'énergie électrique ou thermique, des véhicules électriques et leurs systèmes de charges/décharges, tous les dispositifs de modulation de consommation et d'efficacité énergétique ou encore des microgrids [43].

économiquement justifié de déployer la topologie urbaine en milieu rural. En revanche, une zone urbaine se caractérise par une densité de charge élevée, des lignes courtes, des puissances importantes et l'absence d'artères secondaires. Les contraintes qui arrivent en général en premier sont donc des contraintes de courant.

En fonction du niveau de tension, les conducteurs sont dimensionnés grâce à un calcul de section économique c'est-à-dire que le GRD ne choisit pas la section suffisante pour satisfaire des contraintes thermiques et de tension mais celle qui va en plus minimiser le coût global actualisé comprenant notamment les pertes Joule. Un critère supplémentaire est utilisé par le GRD pour assurer d'une part que les réseaux ne soient pas trop longs mais aussi pour assurer une certaine équité des clients face aux aléas : le critère PL. Pour une zone donnée, le critère PL est le produit de la puissance totale de la zone (en MVA) par la longueur totale cumulée de lignes de la zone (en km). Ainsi, la coupure d'artère est conçue de manière à ce que:

- toutes les artères principales de la structure aient le même produit PL,
- les points d'ouverture normalement ouverts soient positionnés de manière à ce que les deux départs formant les artères aient le même produit PL.

II.4 Formulation mathématique du problème de planification

Le problème de planification de réseau de distribution consiste à déterminer l'architecture de réseau répondant au mieux aux besoins du GRD, c'est-à-dire l'emplacement des lignes HTA et BT, leur type (section et technologie), l'emplacement des OMT et les consignes des régulateurs en charge HTB/HTA. La planification des réseaux électriques HTA et BT est historiquement découplée pour des raisons de simplicité et parce qu'il n'y avait aucun enjeu particulier au niveau du réseau BT. Cependant, avec l'essor des ressources décentralisées d'énergie et des moyens de flexibilité en général, l'interaction entre les réseaux BT et HTA devient nécessaire à modéliser.

II.4.a Fonction multi objectifs à optimiser

La fonction objectif du planificateur est donnée par les équations (1) à (5) et les paramètres et variables sont définis dans le Tableau 2. Une formulation mathématique détaillée du problème de planification est proposée dans l'Annexe 1.

$$f(X) = \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+i)^t} [w_1 \times f_{CAPEX}(X) + w_2 \times f_{OPEX}(X)] + w_3 \times f_{PL}(X) \quad (1)$$

$$f_{CAPEX}(X) = CAPEX_{conducteurs}(X) + CAPEX_{équipements}(X) + CAPEX_{DER/FLEX}(X) \quad (2)$$

$$f_{OPEX}(X) = OPEX_{pertes}(X) + OPEX_{fiabilité}(X) + OPEX_{maintenance}(X) + OPEX_{DER/FLEX}(X) \quad (3)$$

$$f_{PL}(X) = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{z=1}^{N_z(X)} (PL(z, X) - \overline{PL}(X))^2}{N_z(X)}}}{\overline{PL}(X)} \quad (4)$$

$$OPEX_{DER/FLEX}(X) = C_{FF} + C_{FV} \times E_F(X) \quad (5)$$

Tableau 2 : Variables utilisées dans la fonction objectif

t	Indice des années
N	Période d'étude (années)
i	Taux d'actualisation (%)
w_1, w_2 et w_3	Coefficients de pondération de la fonction objectif
C_{FF}	Coût de rémunération fixe d'un service fourni par une DER ou une flexibilité (k€)
C_{FV} ,	Coût de rémunération variable d'un service fourni par une DER ou une flexibilité (k€/kWh)
$E_F(X)$	Energie totale de DER ou de flexibilité fournie au réseau X (kWh)
$N_Z(X)$,	Nombre de zones devant avoir le même produit PL
$PL(z, X)$	Produit PL de la zone z
$\bar{PL}(X)$	PL moyen du réseau X

X est une variable mixte contenant des paramètres continus (puissances actives et réactives des clients) et discrets (topologie du réseau : emplacement des lignes, des points d'ouverture).

f(X) est une fonction multi-objectifs composée de deux termes :

- un terme économique constitué des coûts de CAPEX, $f_{CAPEX}(X)$, et d'OPEX, $f_{OPEX}(X)$, actualisés sur la période d'étude N considérée.
 - Les coûts de CAPEX sont les coûts de la pose des lignes et des conducteurs, $CAPEX_{conducteurs}$, des autres équipements du réseau comme les organes de manœuvres, $CAPEX_{équipements}$, et des coûts d'investissements associés à des ressources décentralisées d'énergie, $CAPEX_{DER/FLEX}$, comme par exemple un actif de stockage si le GRD obtient le droit sur dérogation d'en installer sur son réseau pour faire face à des congestions.
 - Les coûts d'OPEX sont le coût des pertes, $OPEX_{pertes}$, le coût de l'énergie non distribuée et de la puissance coupée en cas d'incident, $OPEX_{fiabilité}$, le coût de la maintenance des équipements, $OPEX_{maintenance}(X)$ et la flexibilité utilisée (non intégrée dans la planification actuelle), $OPEX_{DER/FLEX}$. L'utilisation de la flexibilité des DER par le GRD pour résoudre des contraintes réseaux pourra être valorisée économiquement grâce à une partie fixe, C_{FF} , correspondant à l'utilisation du service de flexibilité et une partie variable, C_{FV} , qui dépend de la quantité de flexibilité appelée que l'on peut mesurer par exemple grâce à l'estimation de l'énergie totale annuelle de flexibilité utilisée (par exemple l'énergie totale effacée, non produite, fournie par du stockage..).
- terme topologique, $f_{PL}(X)$, utilisé en France uniquement, qui est l'écart des produits PL des $N_Z(X)$ zones par rapport à la moyenne des produits PL du réseau X.

II.4.b Contraintes

L'ensemble des contraintes possibles auxquelles est soumis le planificateur sont données par le Tableau 3.

Tableau 3 : Contraintes possibles du problème de planification

Contraintes non linéaires		
Indicateur	Variable	Description
Contraintes électrotechniques	Tension	Les tensions HTA et BT doivent être comprises entre +/- 10% de la tension nominale (norme EN 50160). En France, le GRD s'est engagé de manière contractuelle à ce que la tension au point de livraison HTA reste dans la plage de +/-5% d'une tension contractuelle en régime normal (cette tension contractuelle étant elle-même comprise entre +/-5% de la tension nominale) [5].
	Courant/puissance	Les courants et puissances dans les équipements doivent être inférieurs aux courants/puissances maximaux admissibles pour éviter la dégradation des isolants voire un incendie.
	Lois de Kirchhoff	Les relations électrotechniques entre puissances, courants et tensions dépendant de la topologie du réseau et de son mode d'exploitation (radiale/maillée) doivent être respectées.
Fiabilité	SAIDI [16], Critère B (en BT) et critère M (en HTA) [17]	System Average Interruption Duration Index ou encore temps moyen de coupure par an et par client (en minute/consommateur et par an).
	SAIFI, critère F-BT et critère F-HTA	System Average Frequency Duration Index, fréquence moyenne de coupure par an et par client BT ou HTA.
	ENS, END	Energy Not Supplied, Énergie Non Distribuée, quantité d'énergie qui aurait été consommée en plus s'il n'y avait pas eu de coupures, en kWh par an [5].
Contraintes linéaires		
Indicateur	Variable	Description
Topologique		<ul style="list-style-type: none"> nombre maximal de conducteurs par tranchée de réseau, prise en compte de la topologie des rues (relier deux consommateurs par une ligne droite n'étant pas toujours possible en pratique), éviter les réseaux aériens en zones boisées, surélever un transformateur en zone inondable, enfouir les câbles ou les poser en façade pour réduire la pollution visuelle.
Structurelle	Emplacement des lignes	Contrainte liée au choix de l'architecture du réseau et à son exploitation radiale ou maillée

II.4.c Méthodes d'optimisation pour la planification

Ainsi le problème de planification de réseaux électriques est un problème **multi-objectifs (linéaires ou non linéaires) à variables discrètes et continues soumis à des contraintes linéaires et non linéaires**. Certains critères et contraintes ne sont d'ailleurs **pas toujours modélisables** comme par exemple des paramètres exogènes (mutualisation possible de travaux, problématique de terrain public et privé...). Le problème de planification peut être résolu par différents types d'algorithmes en fonction de la nature de la fonction objective, des variables et des contraintes. Le Tableau 4, page 20, construit à partir de [18] donne une classification des types d'optimisation avec quelques exemples d'algorithmes classiques que l'on peut appliquer au problème de planification. La résolution du problème global, c'est-à-dire en prenant en compte tous les objectifs et contraintes sans simplification, est dit NP-complet, c'est-à-dire qu'il

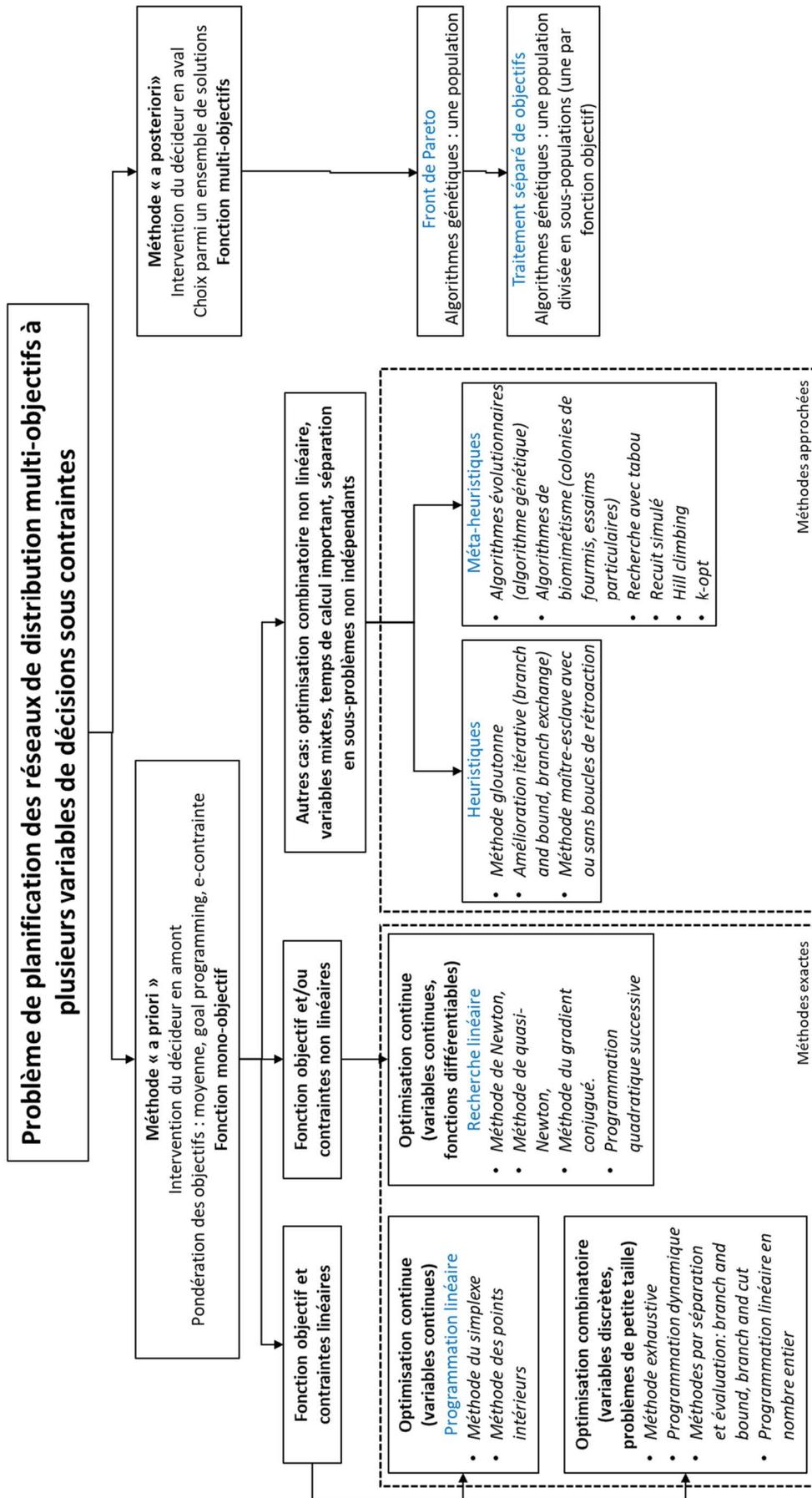
n'existe pas d'algorithme exact permettant de trouver l'optimum global en un temps polynomial [19]. Cette complexité est accrue par trois autres verrous scientifiques :

- **Echelle temporelle : intégration de modèles opérationnels dans la planification long terme.** Usuellement la planification s'effectue grâce à l'identification d'un ou deux cas dimensionnants et de leurs impacts sur plusieurs dizaines d'années. L'utilisation de DER et de flexibilité nécessite leurs modélisations à un pas de temps fin (de la minute à la dizaine de minutes) afin de pouvoir estimer leurs impacts et leurs coûts. On passe donc de un ou deux cas dimensionnants sur plusieurs dizaines d'années à 52 560 cas par an sur plusieurs dizaines d'années dans le cas d'un pas de temps de 10 minutes.
- **Incertitudes à tous les niveaux spatiaux et temporels :** le nombre d'incertitudes liées aux futurs acteurs du réseau (véhicules électriques, productions, stockages...), à leurs emplacements, à leurs comportements tant sur le court terme que sur le long terme et à leurs modèles économiques, nécessite de passer d'une approche déterministe à une approche stochastique ce qui augmente la complexité du problème d'optimisation.
- **Echelle spatiale importante:** les réseaux de distribution, même partitionnés, sont constitués de plusieurs dizaines voire centaines de nœuds et peuvent être non homogènes (plusieurs topologies différentes). De plus, le développement des DER et de la flexibilité au niveau de la BT, conduit à la nécessité de modéliser conjointement la HTA et de la BT.

Pour répondre à ces problématiques, mes travaux de recherche se sont orientés en deux axes principaux et pour le moment découplés.

- **Axe 1 : Optimisation topologique d'architectures de réseaux de distribution.** L'objectif des travaux de recherche menés dans cette partie a été de développer des algorithmes d'optimisation de planification permettant d'intégrer au mieux les actions humaines modélisables afin de trouver des architectures de réseaux de distribution et leurs modes d'exploitation, c'est-à-dire la topologie des lignes électriques permettant de relier les consommateurs et les producteurs entre eux. Ces algorithmes d'optimisation visent à minimiser la fonction objectif de l'équation (1) soumise à certaines contraintes listées précédemment. Dans cet axe de recherche, les DER et les flexibilités n'ont pas été intégrées directement dans la phase de conception des architectures mais a posteriori. Les contributions majeures apportées ont été valorisées dans 5 Revues Internationales à Comité de Lecture (RICL) et 8 Conférences Internationales à Comité de Lecture (CICL).
- **Axe 2 : Intégration de leviers opérationnels dans la planification des réseaux HTA et BT.** Dans cet axe, mes travaux de recherche concernent la modélisation de l'action des flexibilités sur les grandeurs techniques du réseau en simulant des échelles de temps courtes (10 ou 30 minutes) sur plusieurs dizaines d'années afin d'estimer leurs impacts sur les investissements. Cela a permis de tester sur des cas d'études réels le potentiel de la flexibilité pour annuler ou différer les investissements réseaux, d'estimer la quantité nécessaire de flexibilité compte tenu des incertitudes existantes, de définir un contexte économique dans lequel la flexibilité serait viable et de proposer des méthodes stochastiques pour prendre en compte les différentes incertitudes. Les recherches ont été menées à différentes échelles spatiales et pour différents types de flexibilité et ont conduit à 4 RICL, 8 RICL et 2 Conférences invitées (CIV).

Tableau 4 : Méthodes d'optimisation applicables au problème de planification



Chapitre III

**Optimisation topologique d'architectures de réseaux
de distribution**

A l'heure actuelle, il existe une architecture type, la coupure d'artère de source à source décrite dans la partie II.3, qui s'est imposée historiquement en France et dans beaucoup de pays. Ainsi, pour établir l'architecture du réseau à un horizon de 30 ans, les planificateurs se basent sur la coupure d'artère et trouvent les évolutions du réseau « à la main » en se basant sur des hypothèses classiques d'évolution de la consommation (voir II.2). L'objectif des travaux de recherche menés dans cette partie a été de développer des algorithmes d'optimisation de planification permettant d'intégrer au mieux les actions humaines modélisables afin de trouver automatiquement des architectures de réseaux de distribution, c'est-à-dire la topologie des lignes électriques permettant de relier les consommateurs et les producteurs entre eux. En fonction du contexte applicatif, c'est-à-dire des réseaux existants, inexistantes ou difficiles d'accès, le problème d'optimisation peut avoir quelques variations dans l'expression de sa fonction objective et des contraintes. Mes travaux de recherche ont exploré deux directions :

- le développement d'algorithmes de création de réseaux cibles dans le cas de réseaux déjà existants et pour des zones non électrifiées,
- la modification du mode d'exploitation des réseaux existants en minimisant les changements structurels.

III.1 Planification long terme : création de réseaux cibles urbains

III.1.a Réseaux existants interconnectés en HTA (thèse de Victor Gouin, TH-1)

L'objectif des travaux de thèse de Victor Gouin (TH-1) était de développer un algorithme permettant de proposer au planificateur un réseau en coupure d'artère optimisé répondant aux objectifs et contraintes définies par l'utilisateur en amont (minimisation de l'équation (1) sans le critère DER et avec le critère PL éventuellement en contrainte). Cet algorithme comporte 3 étapes indépendantes (voir Figure 3):

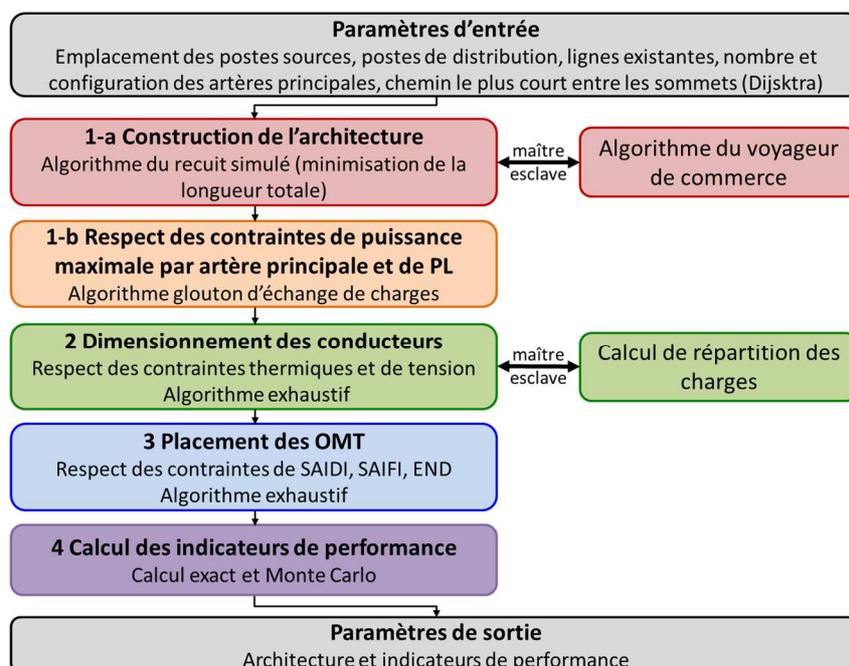


Figure 3 : Méthode de planification proposée dans la thèse

- *Etape N°1 : création de l'architecture minimisant la fonction objectif de l'équation (1) et respectant des contraintes de puissance maximale par artère, de PL, en relaxant les contraintes fiabilité.* Les paramètres de la fonction objectif, CAPEX, OPEX et critère

PL, dépendant directement de la longueur des conducteurs, la fonction à minimiser est approximée par la longueur totale du réseau. Il s'agit donc, pour une configuration d'artères donnée entre les postes sources, de trouver les charges à affecter aux artères qui minimisent la longueur totale du réseau et respectent les contraintes de puissance maximale par artère (contraintes linéaires) et de PL (contraintes non linéaires). Il s'agit donc d'un problème d'optimisation combinatoire NP-complet (comme mentionné plus haut) de grande taille pour lequel les méthodes de résolutions possibles sont des heuristiques ou des méta-heuristiques (voir Tableau 4) [20]. Il a donc été décidé d'opter pour une heuristique de décomposition de type maître-esclave en deux étapes faisant appel à une méta-heuristique (voir Tableau 4 et Figure 3):

- *Etape 1.a : algorithme de construction de l'architecture avec relaxation des contraintes.* Le **recuit simulé** (algorithme maître) est dans ce cas d'étude la méta-heuristique montrant les meilleures performances, une faible variance des résultats, un nombre d'appel à la fonction objectif faible (ce qui réduit le temps de calcul) ainsi que le moins de paramètres de réglage en comparaison avec l'algorithme génétique, la recherche avec tabou et les colonies de fourmis. L'ordre de raccordement des charges aux artères est effectué grâce à la résolution du problème classique du voyageur de commerce [21] (algorithme esclave) ce qui permet de calculer la longueur totale du réseau. Les contraintes topologiques sont intégrées de deux façons :
 - La longueur réelle de chaque ligne est considérée au lieu de la distance euclidienne : la longueur réelle est la longueur du chemin réellement utilisé pour connecter deux points du réseau compte tenu des obstacles éventuels.
 - Introduction de coefficients correctifs appliqués aux coûts des lignes afin de prendre en compte la nature des rues, les autres réseaux (télécommunication, gaz, eau, transports) et les opportunités de voirie.
 - *Etape 1.b : ajout des contraintes.* L'architecture obtenue subit ensuite des modifications locales grâce à une **heuristique gloutonne**³ [18] d'échange de charges entre artère afin d'équilibrer la répartition des puissances totales tout en minimisant la dégradation de la fonction objectif précédente. Si le planificateur le souhaite, il peut également imposer un niveau d'équilibrage des produits PL comme contraintes supplémentaires.
- *Etape N°2 : dimensionnement des lignes afin de respecter les contraintes de courants et de tensions* grâce à un **algorithme exhaustif** (voir Tableau 4) parmi les choix possibles de conducteurs, l'espace de recherche étant restreint.
 - *Etape N°3 : intégration des contraintes de fiabilité grâce au placement des OMT.* Le nombre optimal d'organes de coupure télécommandés est déterminé par une **recherche exhaustive** afin de respecter les contraintes de SAIDI, SAIFI, END et critère PL.
 - *Etape N°4 : calcul des indicateurs de performances* comme par exemple le coût total actualisé (TOTEX), SAIDI, SAIFI, END, équilibrage des puissances entre les artères, équilibrage des PL, taux de pénétration maximale de production. Ce dernier est complexe à évaluer compte tenu des incertitudes sur la production (types, emplacements et puissances installées). Une approche de type Monte Carlo, déjà développée pour cette

³ Une heuristique gloutonne est une méthode qui consiste à faire une succession de choix optimaux jusqu'à convergence et sans retour en arrière. La solution obtenue est en général bien meilleure que la solution initiale mais la garantie d'avoir atteint l'optimum global est rarement assurée.

application dans la [RICL-2](#), est utilisée pour sa simplicité et son adaptabilité. Nous reviendrons sur les méthodes stochastiques pour la planification dans le Chapitre IV.

Cet algorithme permet de créer des structures en coupure d'artère en partant uniquement de la connaissance des charges et en oubliant les lignes existantes (planification « sortie de terre » permettant de comparer le réseau actuel avec une cible théorique et d'appréhender les modifications possibles à moindre coût ou en conservant une partie du réseau (extension de réseau)).

III.1.a.i Application à la planification de réseaux urbains

Pour valider les performances de cet algorithme, une portion de réseau de Grenoble a été utilisée (Figure 4 à gauche). Il se compose de 6 artères principales, 3 postes sources et 136 postes de distribution pour une puissance totale consommée d'environ 61 MW. La longueur totale du réseau réel est estimée à environ 37 km. A droite de la Figure 4, se trouve le réseau « sorti de terre » obtenu avec l'algorithme précédemment décrit. Le réseau final obtenu présente un coût total inférieur au réseau réel de 16,7 % et une longueur totale inférieure de 16,25 % ce qui confirme l'hypothèse de départ consistant à minimiser la longueur totale du réseau dans le but de minimiser le coût global. En ce qui concerne les OPEX, le coût des pertes est réduit de 38% et le coût de l'END et des interruptions d'environ 27 %. Ces résultats ont été valorisés dans la revue internationale [RICL-7](#).

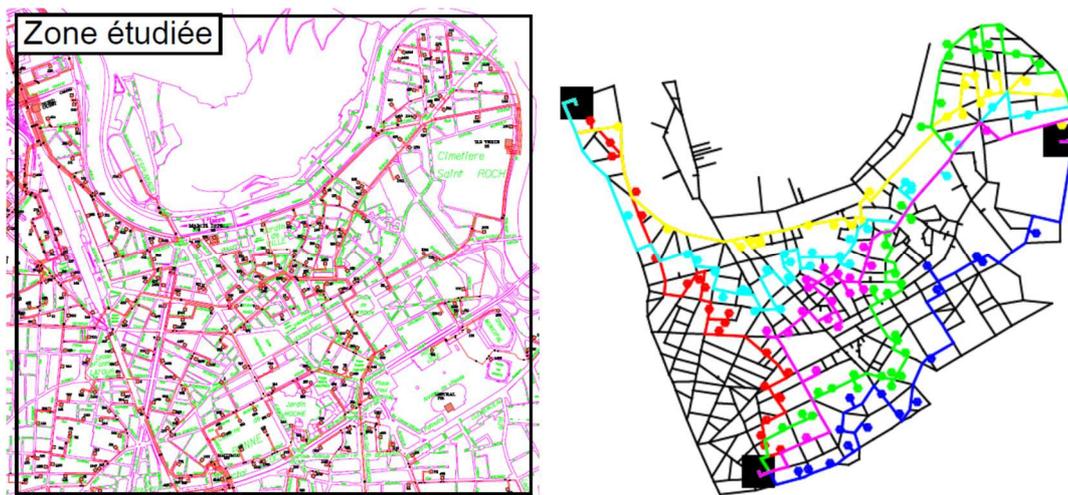


Figure 4 Réseau réel de Grenoble (à gauche) et réseau « sorti de terre » optimisé à droite [15]

16 structures en coupure d'artère différentes ont été générées : 10 structures à 6 artères et 6 structures à 5 artères (plusieurs combinaisons possibles de répartition des artères entre les postes sources). De plus, le recuit simulé a l'inconvénient de donner des solutions légèrement différentes à chaque fois qu'on l'exécute. Pour chaque configuration d'artère, les 10 meilleures architectures sont retenues et l'abaque de décision de la Figure 5 représentant les 160 solutions permet au planificateur d'orienter sa cible en fonction des critères qui sont importants parmi : le TOTEX du réseau en abscisse, le taux de pénétration maximale de production [22] en ordonnée, l'équilibrage des puissances entre les artères (taille des points) et le SAIDI moyen sur le réseau (échelle de couleur du vert pour un SAIDI faible au rouge pour un SAIDI élevé). Sur cette abaque sont également représentés les objectifs de pénétration de renouvelables des scénarios Grenelle (27% d'ENR) et négaWatt en 2030 (55% d'ENR) considérés pendant la thèse. Le cercle N°1 représente le réseau réel de Grenoble, le cercle N°2 représente le cercle qui optimise l'ensemble des 4 indicateurs et le cercle N°3 est celui qui respecte le scénario négaWatt 100% ENR tout en optimisant les 3 autres objectifs. Ainsi, en fonction des priorités

du GRD, plusieurs solutions peuvent être envisagées dans des plages de variation assez larges des différents indicateurs de performance.

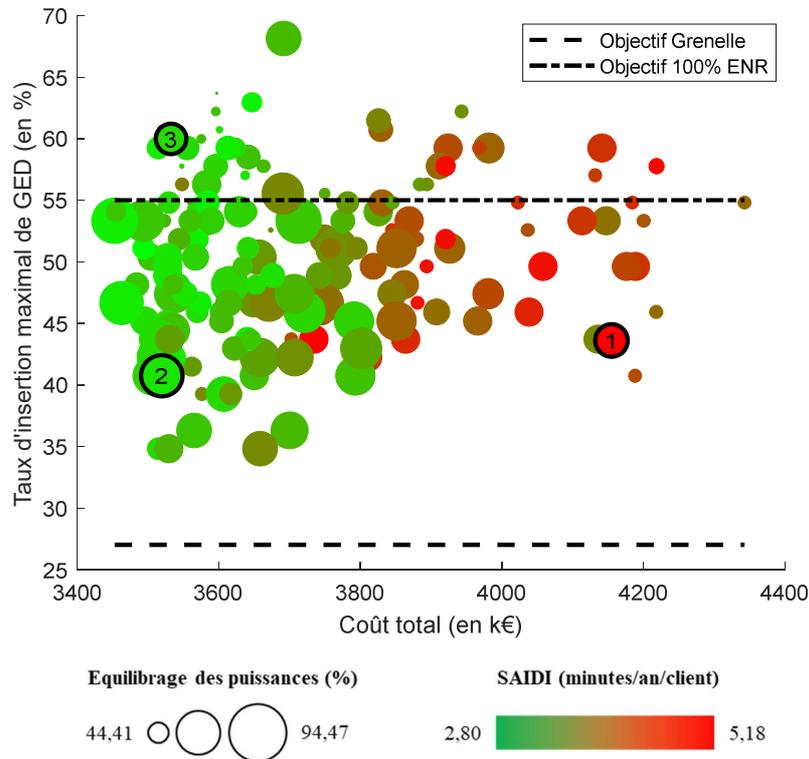


Figure 5 : Approche multi-objectifs d'un ensemble de solutions [15]

Le même algorithme a été appliqué sur un cas d'extension de réseau (voir Figure 6). Il s'agit de muter le réseau en 5,5 kV de Grenoble en 20 kV et de le raccorder au réseau de distribution existant. La figure de gauche indique l'emplacement des postes de distribution en 5,5 kV et la figure de droite montre les lignes ajoutées, retirées et inchangées. Ces travaux ont été valorisés dans la conférence internationale [CICL-5](#).

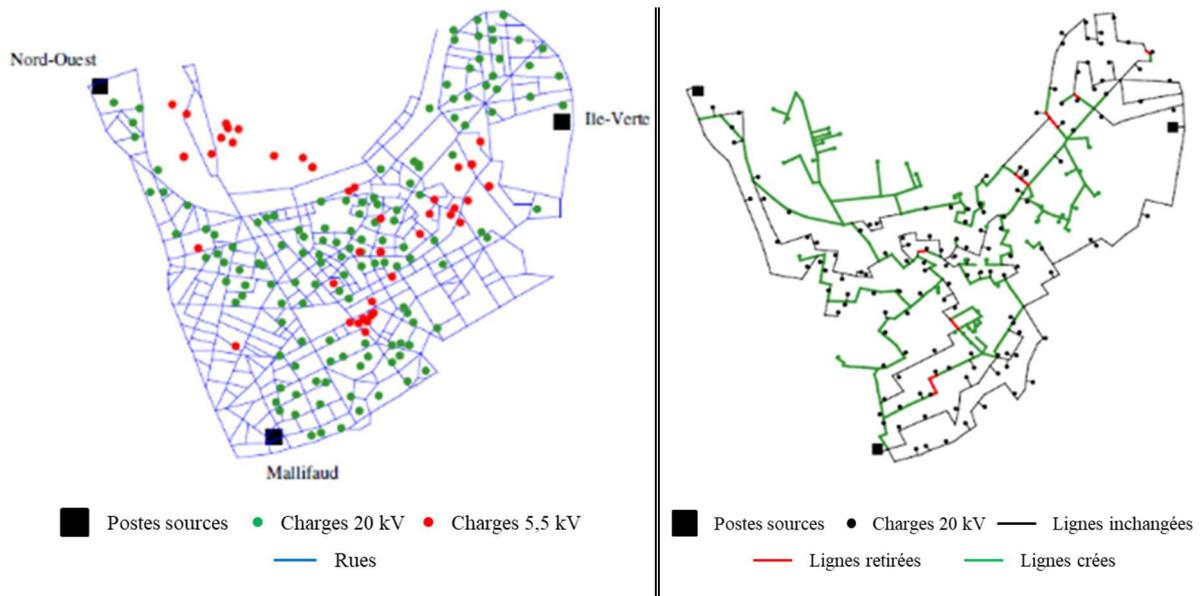


Figure 6 : Exemple sur un cas d'extension de réseau [15]

III.1.a.ii Application à la planification de réseaux ruraux (Thai Phuong Do, PD-1)

Comme décrit dans la partie II.3, les artères principales de la coupure d'artère en milieu rural desservent seulement quelques postes de distribution (environ 25%, moyenne empirique du GRD français), les autres étant reliés à des artères secondaires. Ainsi, une variante de l'algorithme précédent consiste à :

- Sélectionner un pourcentage donné de postes de distribution de puissances maximales les plus élevées (paramètre réglable),
- Construire une coupure d'artère classique de type urbaine sur les postes sélectionnés,
- Raccorder les autres postes de distribution de manière arborescente en utilisant un algorithme classique de type arbre de poids minimum.

Dans le travail de post doc de Thai-Phuong DO ([CICL-21](#)), des heuristiques gloutonnes, basées sur des calculs d'arbres de poids minimaux, plus simples et plus rapides en temps de calcul que le recuit simulé, ont été testées. En effet, les réseaux ruraux étant à densité de charge plus faible qu'en milieu urbain, la recherche de chemins optimaux est simplifiée et de bonnes solutions peuvent être obtenues avec des heuristiques gloutonnes. La Figure 7 montre un cas d'application sur un réseau rural réel de 468 postes de distribution et deux postes sources pour une consommation totale d'environ 30 MW. On peut notamment observer une réduction de la longueur totale du réseau d'environ 15% ce qui permet de diminuer le TOTEX⁴ du réseau (voir l'étape N°1 page 22) tout en multipliant par 4 le taux d'insertion de productions décentralisées.

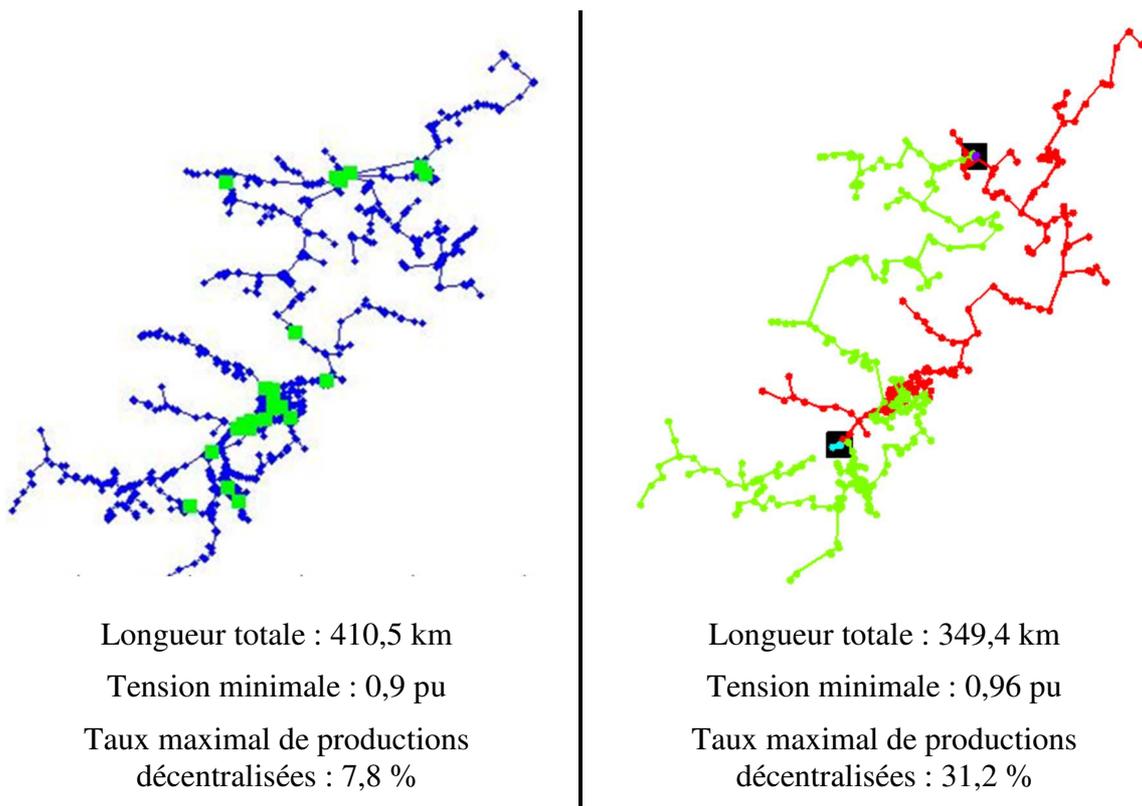


Figure 7 : Réseau réel (à gauche) rural et réseau optimisé (à droite)

⁴ La comparaison des TOTEX n'a pas été réalisée dans ce cas d'étude. Cependant, en se basant sur l'analyse effectuée dans la thèse de Victor Guoin, une optimisation des longueurs et des sections de conducteurs permet de réduire les coûts qui composent le TOTEX.

III.1.b Réseaux inexistantes ou coûteux en BT (thèse de Vannak Vai, TH-3)

Lorsque le réseau n'existe pas encore (électrification) ou lorsque le réseau est difficile d'accès en raison de contraintes environnementales (zones de montagnes ou grandes étendues désertiques comme en Australie), l'utilisation des méthodes de planification des pays industrialisés est extrêmement coûteuse et donc inenvisageable. Dans sa feuille de route, l'Australie est en train de développer une planification mixte où cohabitent des réseaux interconnectés classiques, des microgrids connectés au réseau (*grid-connected*) et des microgrids isolés (*off-grid*) pour des contraintes économiques et de fiabilité [23]. La démarche scientifique à adopter est assez différente : dans la planification classique, il s'agit d'imaginer l'évolution du réseau voire de proposer de nouvelles architectures mais dans un contexte où l'électrification est déjà présente avec des réseaux interconnectés et des règles de fonctionnement bien établies. Les zones non électrifiées sont quant à elles des pages blanches avec des objectifs différents comme par exemple un taux d'électrification et une continuité de fourniture cible non nécessairement égaux à 100%. Avec l'essor des énergies renouvelables de petites puissances et le développement des batteries, le concept de microgrids (réseaux électriques connectés ou non à un réseau principal et reliant un groupe de consommateurs et de producteurs de manière économique et plus ou moins autonome) a fait son apparition depuis quelques années. Mes travaux de recherche se sont donc intéressés à l'établissement de règles de planification de microgrids grâce à une collaboration avec l'Institut Technologique du Cambodge. Des algorithmes d'optimisation ont permis de définir l'architecture globale du réseau basse tension, la répartition équilibrée des clients sur les phases, l'utilisation de systèmes photovoltaïques et de stockage afin de garantir le respect du plan de tension et de courant mais aussi l'optimisation de l'autonomie du réseau. Le stockage est dans ce cas un investissement du gestionnaire de réseau pour éviter un renforcement c'est-à-dire que le gestionnaire du microgrid sera l'unique acteur possédant l'ensemble du microgrid (lignes, équipements, production et stockages). Le périmètre considéré est la basse tension dont l'architecture est arborescente et déséquilibrée car les clients sont connectés en monophasé. La fonction objectif reste la même que le cas précédent c'est-à-dire minimiser la longueur totale du réseau mais avec une étape supplémentaire qui est la répartition des clients de manière équilibrée sur le réseau afin de minimiser les pertes mais également les montées en potentiel du neutre [24]. L'algorithme proposé dans la thèse de Vannak Vai (TH-3) et amélioré durant le stage de M2 de Kanika Yon (SM2-11) consiste à :

- *Etape 1 : affectation d'une phase de raccordement à chaque charge.* Ce problème est résolu grâce à une méthode de programmation linéaire en nombre entier (MILP pour Mixt Integer Linear Programming) car le réseau est relativement petit, voir Tableau 4.
- *Etape 2 : arborescence de chaque phase depuis le poste de distribution grâce à l'utilisation d'un algorithme d'arbre de poids minimal [25].*
- *Etape 3 : dimensionnement et placement de panneaux photovoltaïques, des batteries et du groupe diesel.* Le choix prédéfini en amont est qu'un système photovoltaïque est automatiquement associé à une batterie. L'objectif est de trouver le nombre, l'emplacement et le dimensionnement de ces systèmes afin de minimiser les coûts et d'assurer l'autonomie du réseau. Une batterie associée à un groupe diesel est placée en un point du réseau défini comme étant le nœud bilan permettant ainsi d'assurer l'équilibre production-consommation ainsi que la référence de tension. Le placement et le dimensionnement des systèmes distribués PV-batterie sont assurés grâce à un algorithme génétique dont le choix se justifie par la nature du problème : fonction objectif pondérée non linéaire (minimisation des pertes et de la production du nœud de

référence) avec des variables discrètes (emplacement des systèmes PV-stockage) et continue (dimensionnement) sous contraintes linéaires et non linéaires (lois de Kirchhoff, contraintes en tension et en courant), voir Tableau 4.

- *Etape 4 : comparaison réseau « grid-connected » et réseau « off-grid ».* Le TOTEX du réseau planifié de manière classique, « grid-connected », où on suppose que le nœud de référence est un poste HTA/BT raccordé au réseau HTA supposé capable d'alimenter la totalité de la puissance, est comparé au TOTEX du réseau planifié en mode « off-grid » c'est-à-dire complètement isolé.

Cet algorithme a été appliqué sur un cas d'étude réel au Cambodge dont les résultats sont représentés sur la Figure 8 : et ont été valorisés dans les revues internationales [RICL-11](#) et [RICL-14](#) et les conférences internationales [CICL-10](#) à [CICL-14](#). Les systèmes PV ont une puissance installée de 0,5 kW et sont associés à des batteries d'une puissance maximale de 0,77 kW et d'une capacité maximale de 3,06 kWh. Au nœud bilan sont installés une batterie de 1,16 kW de puissance maximale et de 3,22 kWh de capacité maximale ainsi qu'un groupe diesel de 11,8 kW dimensionné pour secourir la moitié des charges en cas de défaillances.

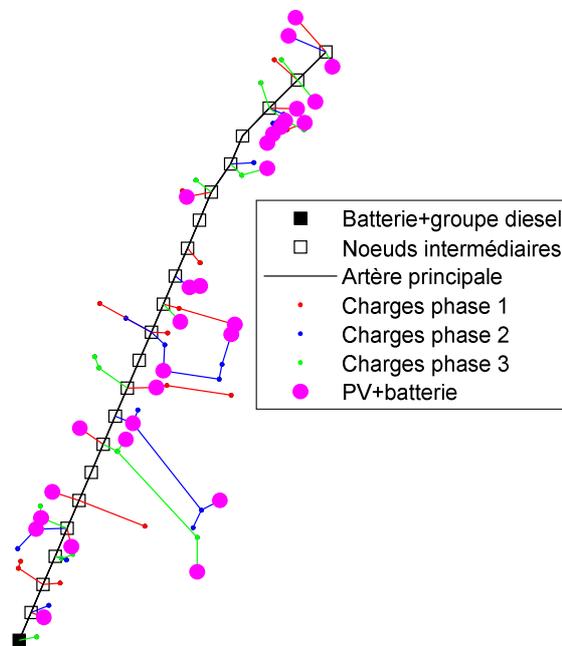


Figure 8 : Topologie du microgrid et placement des sources et batteries

Le fonctionnement « off-grid » permet de diviser le TOTEX par deux par rapport au fonctionnement « grid-connected » grâce à une réduction d'OPEX de 80,4 % compensant la hausse de CAPEX de 87,3 % due aux PV, batteries et groupe diesel. L'algorithme d'optimisation tente en effet de maximiser la consommation locale réduisant les pertes Joule de 83,7 %.

III.1.c Analyse des travaux menés

Dans ces travaux de recherche, le verrou principal était lié à la complexité mathématique du problème d'optimisation lié à la construction optimisée d'architectures cibles pour les réseaux existants (coupure d'artère en HTA bouclée et exploitée radialement) et pour la création de microgrids dans un contexte de réseaux inexistantes. Ces travaux étaient en particulier les premiers à intégrer des contraintes topologiques dites "métier" (topologie des rues, coefficient thermique lorsque plusieurs lignes passent par le même fourreau) c'est-à-dire à prendre en

compte un maximum de contraintes exogènes au problème de planification. En ce qui concerne les réseaux de type microgrids autonomes, une méthodologie complète de planification allant du design du réseau jusqu'au dimensionnement des DER a été proposée. Ces travaux reposent sur un certain nombre d'hypothèses qui pourraient être réduites dans des travaux futurs. On peut citer les quelques perspectives suivantes qui seront approfondies dans le Chapitre V.

- Comparaison des algorithmes choisis avec d'autres méthodes d'optimisation reposant éventuellement sur des hypothèses différentes.
- Intégration des DER, des flexibilités et de leurs incertitudes directement dans la phase de planification plutôt que d'être validées a posteriori.
- Intérêt des microgrids « off-grids » pour les pays ayant déjà un réseau compte tenu du développement des DER et des flexibilités associées.

III.2 Planification moyen/long terme : évolution des modes d'exploitation

III.2.a Maillage des réseaux de distribution HTA (thèse de Camille Gandioli⁵)

L'apparition de DER au niveau du réseau de distribution venant perturber les flux électriques dans le système, un fonctionnement plus flexible du réseau pourrait être apporté en augmentant le nombre de chemins possibles sans ajouter de ligne supplémentaire pour ne pas engendrer de coûts additionnels. Ce serait a priori possible avec la structure classique en coupure d'artère qui est par construction maillée mais exploitée de manière radiale. Cependant si le maillage des réseaux permet effectivement une meilleure répartition des flux, en cas de défaut, le système de protection n'est pas adapté pour détecter, localiser et isoler le défaut. Cela nécessiterait donc un changement de technologies et de mode d'exploitation en cas de défaut qui serait coûteux. Ainsi, dans le cadre de la thèse de Camille Gandioli, nous avons imaginé un dispositif jouant le rôle de « déboucleurs rapides » permettant un fonctionnement maillé du réseau en régime normal et le retour à un fonctionnement radial en cas de défaut. Ce dispositif doit donc détecter le défaut avant les organes de protection existants du réseau. Un exemple de structure de « déboucleur rapide » pourrait être celui de la Figure 9. Un limiteur de courant supraconducteur (LCS) serait placé en parallèle de l'organe de manœuvre normalement ouvert via deux interrupteurs normalement fermés. En mode de fonctionnement normal, le LCS a une résistance intrinsèque nulle permettant au courant de circuler sans perte Joule. En cas de défaut, la résistance du LCS va augmenter très rapidement et atteindre des valeurs très grandes de sorte que le réseau de distribution se comportera comme s'il était radial. De plus, au point de bouclage, le courant diminue donc fortement et devient plus facile à couper. Cependant, en cas de défaut, si le LCS n'est pas déconnecté alors il risque de se détériorer. C'est pourquoi une mesure de tension aux bornes du LCS permet de surveiller son état et de détecter un courant de défaut. Le LCS est alors déconnecté en ouvrant les interrupteurs normalement fermés et l'organe de coupure normalement ouvert prend le relais. Afin que le système de protection actuel puisse être conservé, le LCS doit réagir plus rapidement que celui-ci. Les organes de protection ne réagissent pas avant 100 ms après le défaut pour laisser le temps aux défauts auto-extincteurs de s'éteindre, le LCS sera déconnecté 80 ms après le défaut puis reconnecté 15 s après pour laisser les défauts fugitifs et semi-permanents se résorber. Si le défaut est encore présent alors le LCS est déconnecté de façon permanente et une intervention humaine sera nécessaire pour reboucler le réseau. Lorsque le LCS a transité, il faut environ 1s pour retrouver

⁵ La thèse de Camille Gandioli était encadrée par les professeurs Pascal Tixador et Nouredine Hadjsaid. J'ai co-encadré une étude de cas applicatif sur les réseaux de distribution.

son état supraconducteur. Ce dispositif doit donc être dimensionné au cas par cas et dépend du système de protection existant, du type de défaut et du réseau électrique.

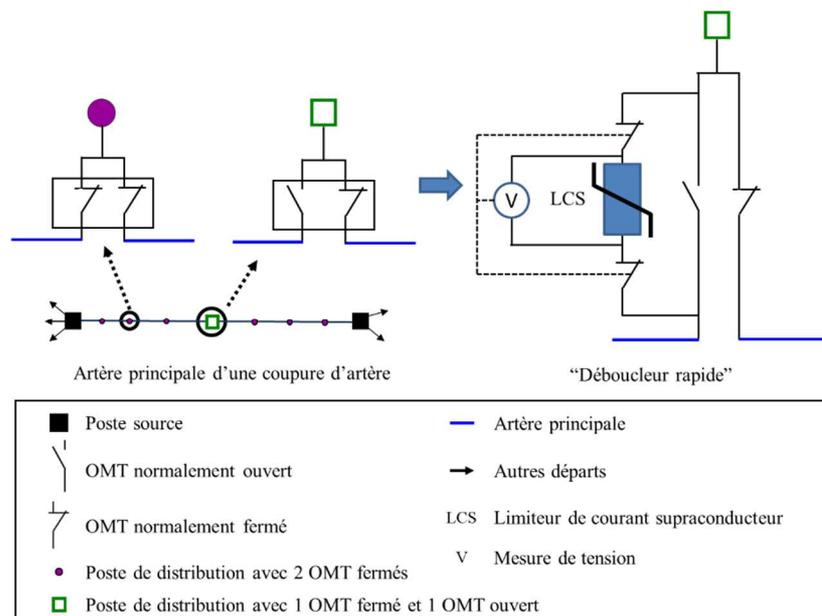


Figure 9 : Exemple de « déboucleur rapide » (RICL-6)

Cette solution a été simulée sur un cas d'étude français composé de 7 départs HTA répartis équitablement sur deux transformateurs HTB/HTA et de 7 organes de coupure normalement ouverts et pouvant donc être fermés via un LCS. En fonctionnement radial, le réseau peut accepter environ 22 % de productions sans apparition de contraintes de tension et de courant. La fermeture d'un organe de coupure bien choisi permet d'atteindre un taux de pénétration de 75 % et la fermeture de tous les organes de coupures permet d'atteindre 92 %. Si les organes de manœuvre sont mal choisis c'est-à-dire loin des zones de contraintes alors leur fermeture n'augmentera pas la capacité d'accueil en productions. Les valeurs obtenues sont bien évidemment propres à ce cas d'étude et non généralisables. Dans cet exemple à 7 interrupteurs, le calcul exhaustif de tous les cas possibles est réalisable et est représenté dans la Figure 9 (Méthode A). Elle permet de servir de référence à différentes méthodes gloutonnes permettant de déterminer les organes de coupure optimaux à fermer en fonction du nombre souhaité dans le cas où il ne serait pas possible de tester toutes les solutions possibles. Trois méthodes ont ainsi été testées :

- *Méthode B* : pour le premier organe de manœuvre à fermer, tous les cas possibles sont étudiés afin de sélectionner le meilleur. Cet organe est fixé et le second est choisi en simulant tous les cas possibles de fermeture parmi les organes restants. Cette solution consiste donc à sommer les optima successifs sans revenir sur la décision prise à l'itération précédente. Si dans le cas du réseau français elle permet de trouver la solution optimale, cette conclusion n'est pas généralisable et n'a pas été validée dans le cas du réseau IEEE 69 nœuds, 11OMT (sur la Figure 10) [26].
- *Méthode C* : les organes de manœuvre situés au plus proche des nœuds statistiquement les plus contraints sont sélectionnés.
- *Méthode D* : les organes de manœuvre fermés sont ceux qui relient des nœuds en contrainte.

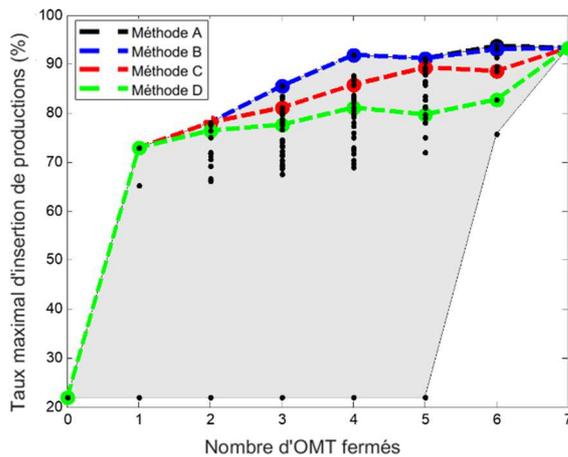


Figure 10 : Réseau français, 460 nœuds, 7 organes de manœuvre ([RICL-6](#))

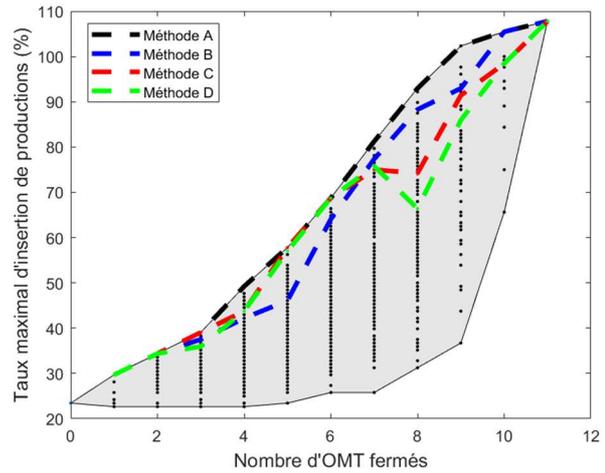


Figure 11 : Réseau IEEE 69 nœuds, 11 organes de manœuvre ([RICL-6](#))

De même, une analyse coût bénéfice a permis de montrer l'intérêt économique du maillage par rapport au renforcement. Si on reprend par exemple, les critères Grenelle (27% d'ENR) et négaWatt (55% d'ENR) en 2030 alors le coût de la solution maillage est environ 12 fois moins chère pour le réseau IEEE et 2 fois moins chère pour le réseau français malgré des coût d'OPEX supplémentaires liés à la maintenance du limiteur.

III.2.b Analyse des travaux menés

L'originalité de ces travaux a porté non seulement sur la proposition d'une exploitation mixte radiale/bouclée sans modifier l'architecture existante du réseau ainsi que d'un dispositif permettant de prendre en compte le fonctionnement du plan de protection actuel. Dans la littérature, peu d'auteurs recommandent des architectures maillées en distribution, et ceux qui le font ne vont pas jusqu'à proposer des structures et à évaluer leur performance techniques et économiques. Il serait intéressant de développer des algorithmes plus performants pour déterminer les organes de coupure à fermer dans le cas de réseaux avec un nombre d'organes de coupure important, le nombre de cas possibles étant de 2^i où i est le nombre d'organes de manœuvre du réseau. De plus, le regain pour le courant continu au niveau des réseaux de distribution en partie due aux progrès technologiques des convertisseurs pourrait permettre le développement d'architectures de réseaux de distribution maillés grâce notamment à la non propagation du courant de défaut d'une partie à l'autre des réseaux interfacés. Ce point sera en particulier détaillé dans le Chapitre V.

III.2.c Synthèse

Le Tableau 5 résume les principales contributions apportées dans ce premier axe de recherche grâce aux travaux de trois doctorants, d'un post doc et d'une stagiaire de Master 2 ainsi que les publications associées dont le détail se trouve dans la partie VIII.2 et qui peuvent être classées en trois catégories.

La première contribution porte sur le développement d'algorithmes de création et d'optimisation de la coupure d'artères urbaine et rurale (topologie bouclée mais exploitée de manière radiale) intégrant au maximum les contraintes métier du GRD modélisables (topologie des rues et contraintes associées). Dans la littérature, on peut trouver de nombreux travaux de recherche qui proposent des algorithmes de construction d'architectures radiales mais peu d'entre eux intègrent le bouclage des artères et le positionnement des organes de manœuvre normalement ouverts. Il n'y a pas non plus de différence entre artères principales et secondaires

lorsque la densité de charge est faible. Le problème est alors plus simple à résoudre mais l'aspect fiabilité n'est pas pris en compte. Les articles optimisant des structures de type coupures d'artères comme [27] et [28] n'intègrent pas des contraintes métier comme la topologie des rues ou la notion de coefficients correctifs des câbles. Par ailleurs, les algorithmes développés dans les travaux de thèse de Victor Gouin ont montré de meilleures performances en termes de réduction des longueurs que ceux développés par [27] et [28].

La seconde contribution porte sur la conception de microgrids pour l'électrification rurale comprenant l'architecture de réseau, le placement et le dimensionnement des DER et le calcul du TOTEX. Il existe également de nombreuses publications sur les microgrids mais aucune ne propose une méthode de planification complète et toutes se focalisent soit sur la conception d'architecture soit sur le placement et le dimensionnement des DER.

La dernière contribution concerne la proposition du maillage des réseaux de distribution pour augmenter la capacité d'accueil de productions décentralisées. Actuellement très peu de réseaux HTA sont exploités maillés dans le monde et, à l'époque des travaux menés (en 2013), les seules études sur l'intérêt du maillage des réseaux HTA étaient menées par des chercheurs de l'université de Cagliari en Italie en 2004 et 2005. Le principal inconvénient identifié résidait dans la nécessité de réviser le plan de protection et la gestion du réseau électrique. Nous avons donc proposé un dispositif permettant le fonctionnement maillé du réseau en régime normal et radial en régime de secours. Cette idée à l'époque isolée est maintenant beaucoup plus populaire avec le regain pour des dispositifs à base d'électronique de puissance encore appelés *soft open points* permettant de mailler les réseaux de distribution AC voire d'introduire des parties de réseaux DC.

Tableau 5 : Synthèse des activités de recherche de l'axe 1

Optimisation topologique d'architectures de réseaux de distribution				
Thème	Sous-thème	Contributions	Thèses	
Planification long terme : création de réseaux cibles et extension de réseaux	Réseaux existants et interconnectés HTA (2012-2015)	<ul style="list-style-type: none"> Algorithmes d'optimisation de création/d'extension de structures en coupure d'arrière (réseau HTA bouclé exploité radial équilibré), Intégration de contraintes topologiques dites "métier" (topologie des rues, coefficient thermique lorsque plusieurs lignes passent par le même fourreau). 	Victor Gouin TH-1	RICL-7 CICL-5
	Réseaux inexistantes ou coûteux BT (2014 - 2017)	<ul style="list-style-type: none"> Algorithmes d'optimisation de création de microgrids (réseau BT radial déséquilibré), Dimensionnement et placement de DER. 	Vannak Vai TH-3	RICL-11 RICL-14 CICL 10 CICL 11 CICL 12 CICL 13 CICL 14
Planification moyen/long terme : évolution des modes d'exploitation	Réseaux existants et interconnectés : mode d'exploitation mixte radial/maille HTA (2013 - 2016)	<ul style="list-style-type: none"> Dispositif à base de limiteurs supraconducteurs pour l'exploitation mixte radiale maillée des réseaux de distribution HTA. Validation technique et économique en simulation. 	Camille Gandioli ¹	RICL-5 RICL-6 CICL-2 CICL-3

¹ La thèse de Camille Gandioli était encadrée par les professeurs Pascal Tixador et Noureddine Hadjsaid. J'ai co-encadré une étude de cas applicatif sur les réseaux de distribution

Chapitre IV

**Intégration de leviers opérationnels dans la
planification long terme**

Avec le déploiement des technologies de l'information et de la communication, la charge et la production peuvent être considérées comme des flexibilités grâce à leur capacité à s'effacer lorsque cela est nécessaire. De plus, la plupart des productions raccordées au réseau peuvent fournir un service de modulation de la puissance réactive apportant ainsi un soutien au maintien du plan de tension dans les limites admissibles. Une seconde partie de mes travaux de recherche consiste à intégrer ces flexibilités dans les règles de planification de façon à pouvoir réduire les investissements dans le réseau. Les principaux verrous scientifiques concernent leur modélisation à des échelles de temps court qui explosent la combinatoire du problème. Un deuxième point important est le degré d'incertitude élevé sur le lieu et la disponibilité de celles-ci. Les contributions apportées par mes travaux de recherche concernent la modélisation de l'action des flexibilités sur les grandeurs techniques du réseau en simulant des échelles de temps court (10 ou 30 minutes) sur plusieurs dizaines d'années afin d'estimer leurs impacts sur les investissements. Cela a permis de tester, sur des cas d'études réels, leurs potentiels pour différer voire annuler les investissements réseaux, d'estimer la quantité nécessaire compte tenu des incertitudes existantes, de définir un contexte économique dans lequel elles seraient viables et de proposer des méthodes stochastiques pour prendre en compte les différentes incertitudes.

Cinq familles de méthode existent pour intégrer des variables incertaines dans un problème de planification : la méthode du pire cas à risque zéro, la méthode probabiliste analytique, la méthode probabiliste de Monte Carlo, la méthode possibiliste et la méthode par options réelles qui commence à faire son apparition depuis quelques années. Le Tableau 6 présente les avantages et inconvénients de ces méthodes ainsi que les thèses dans lesquelles elles ont été utilisées.

- *La méthode du pire cas à risque zéro* : il s'agit de la méthode actuellement utilisée par les gestionnaires de réseau (à minima comme référence). Si cette méthode permet de maîtriser le niveau de risque, elle conduit à des surinvestissements qui pourraient être évités en modélisant plus finement les incertitudes.
- *La méthode probabiliste analytique* : dans la thèse d'Aurel Garry (TH-2), nous avons eu accès à des données réelles dont certaines pouvaient être modélisées comme des lois normales indépendantes nécessaires pour la résolution simple des équations. Un des cas d'étude de la thèse était le choix entre le renforcement d'un poste source ou l'utilisation de l'effacement de production dans le but de résoudre une contrainte de dépassement de la puissance maximale admissible du poste source sans modélisation du réseau électrique. La fonction objectif était ici linéaire et donc l'utilisation de la méthode probabiliste était bien adaptée.
- *La méthode de Monte Carlo* : dans mes travaux de recherche, j'ai majoritairement utilisé cette méthode car les équations définissant les problèmes étudiés étaient non linéaires et qu'elle est simple à mettre en place.
- *La méthode possibiliste* : J'ai peu exploré cette méthode dont le choix de la modélisation des variables aléatoires est complexe à justifier.
- *La méthode par options réelles* : actuellement en cours d'investigation dans la thèse de Jean-Pierre Dib (TH-10) co-engadrée par une chercheuse en économie, elle présente de nombreux avantages dont la valorisation des options du planificateur comme l'option d'attendre par exemple.

Tableau 6 : Comparaison des méthodes existantes pour la planification sous incertitudes

Méthodes	Thèses/post-docs	Avantages	Inconvénients	Exemples d'utilisation
Méthode du pire cas à risque zéro	V. Gouin (TH-1) C. Gaudioli ¹	Risque proche de 0 Rapide et simple	Surdimensionnement	Dimensionnement des conducteurs et des équipements du réseau
Méthode probabiliste analytique	A. Garry (TH-2)	Rapide	Lois normales indépendantes Linéarisation du problème, Forte dépendance aux données utilisées, Effet positif des incertitudes non valorisé	Calcul de répartition des charges Capacité d'accueil Analyse coût bénéfice de la flexibilité
Méthode de Monte Carlo	V. Gouin (TH-1) V. Vei (TH-3) A. Hadsaid (TH-4) M. Bernier (TH-5) A. Garry (TH-2)	Simple à mettre en œuvre Utilisable en co-simulation	Temps de calcul important Forte dépendance aux données utilisées Effet positif des incertitudes non valorisé	Calcul de répartition des charges Capacité d'accueil Analyse coût bénéfice de la flexibilité
Méthode possibiliste	E. Gladkikh (PD-3)	Très rapide Plusieurs types de lois peuvent être définies Lois arithmétiques plus simples Robuste	Linéarisation nécessaire Forte dépendance aux données utilisées Effet positif des incertitudes non valorisé	Calcul de répartition des charges
Méthode par options réelles	J.-P. Dib (TH-10)	Permet de donner une valeur aux différentes options envisagées Permet de valoriser l'arrivée de nouvelles informations Résolution exacte	Complexe (nécessite de modéliser toutes les équations) Nécessite des hypothèses simplificatrices	Uniquement pour des problèmes de décisions d'investissement

¹ La thèse de Camille Gaudioli était encadrée par les professeurs Pascal Tixador et Noureddine Hadsaid. J'ai co-encadré une étude de cas applicatif sur les réseaux de distribution

IV.1 Impact de la flexibilité en HTA sur les décisions d'investissement

IV.1.a Effacement de consommation (thèse de Victor Gouin (TH-1))

Dans la thèse de Victor Gouin (TH-1), un algorithme stochastique basé sur la méthode de Monte Carlo couplée à une méthode d'optimisation linéaire a permis d'étudier l'impact de l'effacement contractuel de charge pour résoudre des contraintes causées par la production renouvelable et le véhicule électrique sur le réseau de Grenoble. Une contribution importante a été la modélisation de « l'effet rebond de puissance » (si on coupe toutes les charges en même temps, le pic de consommation est déplacé voire même supérieur en fonction du type de charge) et de « l'effet report d'énergie » (c'est-à-dire report d'un certain pourcentage de l'énergie effacée) à une période différée qui jusqu'à présent n'était pas prise en compte dans la littérature. La stratégie d'effacement de consommation est considérée de manière agrégée au niveau des postes de distribution et le périmètre d'étude considéré est le réseau HTA. La modélisation de l'effet rebond/report est illustrée sur la Figure 12. Le phénomène de rebond en puissance est le pic qui apparaît lorsque l'effacement est terminé et correspond par exemple à des démarrages moteurs ou encore à des réactions humaines (augmentation de la consigne de chauffage ou de la climatisation). Les phénomènes de rebond et de report sont donc caractérisés par la durée de l'effacement (en minutes ou heures), l'amplitude du rebond (en pourcentage de la puissance effacée), la durée du report (en minutes ou heures) et l'amplitude du report (en pourcentage de l'énergie effacée) et dépendent des types de charges effacées. Dans le cadre de la thèse, la durée de l'effacement considérée était d'une heure avec un rebond de 140% pendant 30 minutes, l'amplitude du report est de 100 % de l'énergie effacée et la durée du report est de 2 heures. Ces hypothèses d'effacement ont été émises par le projet dans lequel s'inscrivait la thèse (projet GreenLys [29]). Les travaux de thèse ont mis en évidence que, sur le périmètre étudié, la prise en compte de l'effet rebond/report implique une augmentation de 5% de l'effacement maximal au niveau du poste source et un doublement de l'énergie totale annuelle effacée ([CICL-9](#)).

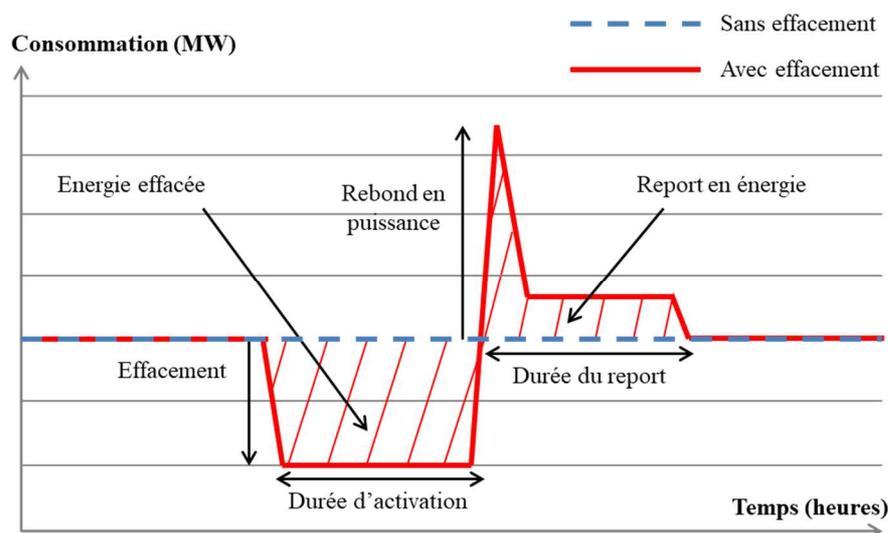


Figure 12 : Schéma de principe de l'effacement (TH-1)

L'algorithme développé pour intégrer la modélisation de l'effacement de consommation dans la planification des investissements du réseau sur 15 ans est le suivant :

- *Etape 1 : génération aléatoire de 100 scénarios d'évolution de la consommation conventionnelle, des productions et des véhicules électriques sur 15 ans* (bornée par les scénarios Grenelle et négaWatt).

- *Etape 2 : analyse de contraintes.* Pour chaque pas de temps (30 minutes), évaluation des contraintes de courant et de tension grâce à un *load flow*.
- *Etape 3 : simulation de 4 stratégies sur les départs en contraintes :*
 - S0 : renforcement (changement de la ligne en contraintes par une ligne de section supérieure)
 - S1 : effacement de consommation et renforcement additionnel si nécessaire
 - S2 : reconfiguration et renforcement additionnel si nécessaire (modification de l'emplacement de l'organe de coupure ouvert sur les artères)
 - S3 : reconfiguration + effacement et renforcement additionnel si nécessaire

La recherche de l'effacement minimal, avec modélisation de l'effet rebond/report, permettant de respecter les contraintes de courants et de tension est un problème de programmation linéaire qui a été résolu par la **méthode du simplexe** (voir Tableau 4), assurant de trouver la meilleure solution sans rester bloqué dans un optimum local. La mise en forme mathématique du problème est décrite dans l'annexe D de la thèse de Victor Gouin. La reconfiguration est déterminée de manière optimale en testant tous les cas possibles d'emplacement d'organes de coupure (**méthode exhaustive**).

La Figure 13 montre la probabilité que le réseau fonctionne sans contrainte (moyenne sur les 100 scénarios) en fonction du renforcement à effectuer pour les 4 stratégies. Cette méthode permet d'introduire un niveau de risque associé à une décision. Le risque 0 (probabilité de fonctionnement à 100%) nécessite un investissement de 351,8 k€ (point P₁) tandis qu'un niveau de risque à 8% (probabilité de fonctionnement à 92%) permet de ne pas investir grâce à la stratégie S3 (reconfiguration + effacement, point P₂). Le GRD peut moduler ce risque en ajoutant des renforcements entre 60 k€ (point P₃) et 160,9 k€ (point P₄). Ainsi, la stratégie S3 permet au GRD de choisir d'attendre d'avoir plus d'informations ou de réduire ses investissements d'un facteur 2. Cette approche permet d'introduire la notion de risque qui doit nécessairement être calculé dès lors que l'on souhaite proposer des solutions de flexibilité en alternative à des solutions classiques.

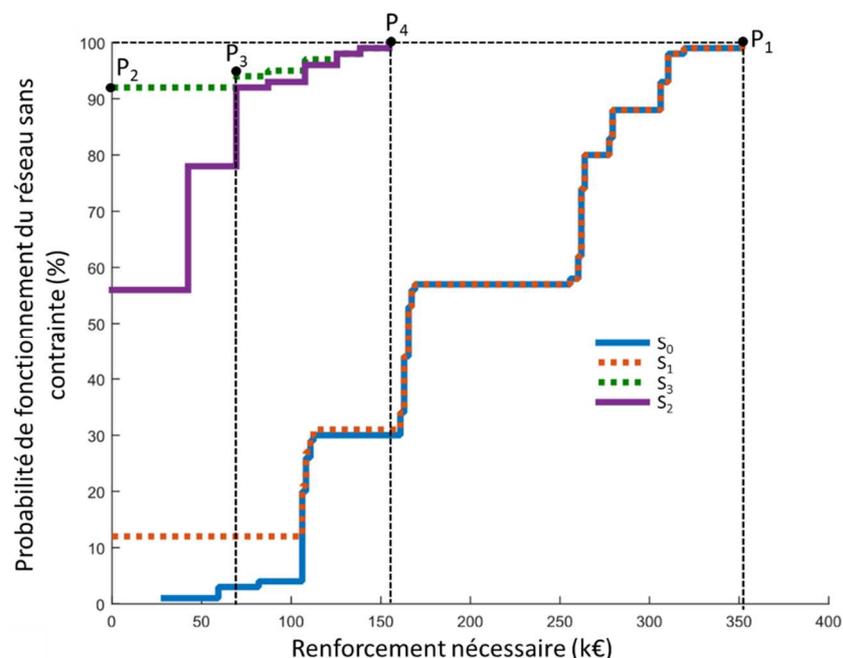


Figure 13 : Renforcement nécessaire en fonction du risque (TH-1)

IV.1.b Effacement de production (thèse de Aurel Garry TH-2)

Dans la thèse d'Aurel Garry (TH-2), des modèles probabilistes de plusieurs types de production HTA construits à partir de plus de 4000 données réelles sur 2 ans ont été proposés afin d'étudier l'effacement de production pour annuler un investissement dans un poste source (de l'ordre de 500 k€ à 2 M€ en fonction de sa puissance nominale [30]). Ces modèles probabilistes ont permis de mettre en place des abaques de décision permettant de trouver l'optimum économique entre la mise en place d'un contrat d'écrêtement des producteurs, un investissement poste source ou une combinaison des deux et un renforcement réseau via une approche probabiliste analytique en linéarisant les équations du loadflow. Une des contributions majeures est la quantification du risque liée aux incertitudes nombreuses permettant ainsi au planificateur de prendre une décision sur des critères quantifiables.

Le réseau étant historiquement dimensionné pour la consommation, l'arrivée de producteurs nécessitent de vérifier l'apparition de contraintes sur le scénario « pire cas production » c'est-à-dire la situation consommation minimale-production maximale. Cette frontière de décision d'investissement, représentée sur la Figure 14 à gauche, peut être décalée vers la droite, comme le montre la ligne rouge sur la Figure 14 à droite, en considérant l'option effacement couplée éventuellement avec un renforcement plus petit (comme dans le cas de l'effacement de consommation de la partie IV.1). Les travaux menés dans la thèse ont permis de déterminer ces frontières en utilisant la méthode probabiliste analytique, intégrant les incertitudes et la notion de risque.

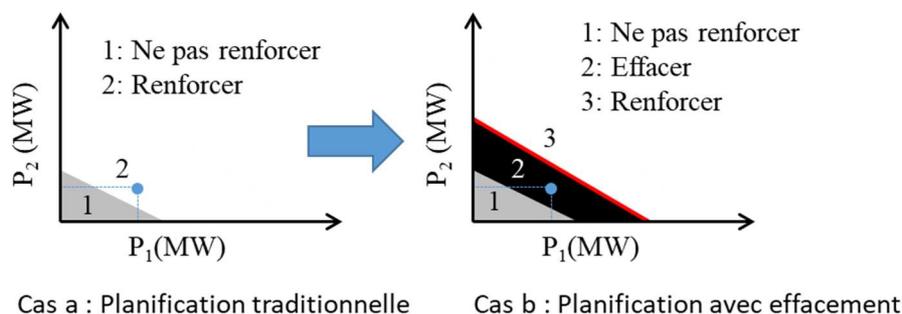


Figure 14 : Abaque actuel à gauche et abaque avec option d'effacement à droite ([RICL-9](#))

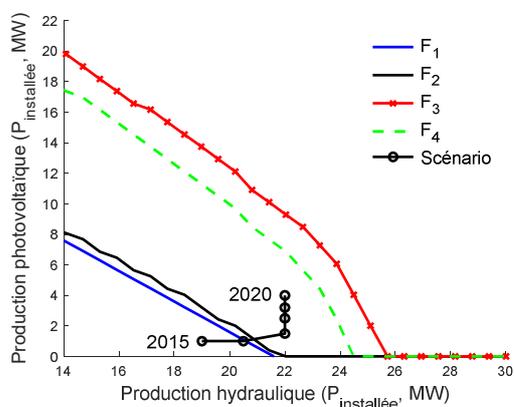
La méthodologie développée pendant la thèse est la suivante :

- *Etape 1 : modélisation probabiliste des 4 moyens de production les plus rencontrés sur le réseau de distribution HTA en France.* Un nombre de données réelles important fourni par Enedis (4254 relevés de productions composés de cogénération, de production hydraulique, de production éolienne et de production PV au pas de temps 10 minutes pendant 2 ans et 6 courbes de consommation) a permis de caractériser le comportement des productions. Pour chaque type de production, des saisons différentes ont été identifiées pour lesquelles des fonctions de densité de probabilité ont été définies ainsi que des lois de dépendance entre les productions. Les modèles qui sont ressortis sont le modèle sans foisonnement, le modèle indépendant et le modèle des copules gaussiennes ([RICL-12](#)). Ainsi un producteur est caractérisé par x saisons sur lesquelles une fonction de répartition moyenne et à risque 10% (choix arbitraire du niveau de risque accepté) sont définies à partir des relevés de productions. La fonction de répartition à risque 10% est définie comme étant la fonction qui associe le quantile 10%.
- *Etape 2 : modélisation probabiliste de la puissance résultante au niveau du poste source.* La fonction de répartition moyenne et à risque 10% du poste source est définie

grâce aux modèles de somme définis à l'étape 1, la puissance du poste source étant définie par la somme « analytique » de tous les producteurs moins la consommation.

- *Etape 3 : calcul de l'énergie produite à effacer en cas de dépassement de la puissance maximale admissible du poste source.* La procédure d'effacement est effectuée en suivant la méthode *LIFO (Last In First Out)* du GRD français consistant à envoyer un ordre au producteur en cas de contraintes pour qu'il réduise sa production. L'intervalle de temps minimal entre deux ordres est de 30 min et l'énergie effacée est rémunérée à un coût fixé dans cette étude (70€/MWh).
- *Etape 4 : calcul des frontières techniques et économiques de décision.* Ces frontières sont le seuil d'apparition de contraintes noté F_1 (méthode traditionnelle déterministe au « pire cas production »), le seuil d'apparition de contraintes noté F_2 (méthodes probabilistes en considérant les fonctions de répartition), la frontière économique effacement/renforcement vue du GRD (moyenne notée F_3 et risque 10 % notée F_4).

Pour illustrer l'application de cette méthode, on considère les deux cas d'étude décrits dans la Figure 15 et la Figure 16. Sur les 5 années à venir, un scénario d'arrivée de productions est défini en noir pour chaque cas d'étude. Dans la cas d'étude 1, dès 2016, le GRD peut choisir l'option effacement avec un bon niveau de risque puisque le dernier point d'arrivée de producteur en 2020 est en dessous de la frontière effacement/renforcement à risque 10%. En revanche dans le cas d'étude 2, le dernier point d'arrivée de producteur est proche de la frontière à risque 10%. Cependant comme la contrainte n'est pas attendue avant 2019, le GRD peut choisir d'attendre d'avoir plus de visibilité et donc décider de ne rien faire.



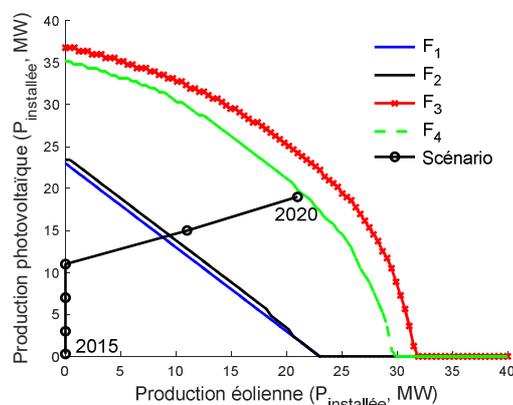
Cas d'étude 1

- Poste source de 20 MW
- Consommation totale initiale: 8 MW
- Producteurs : hydrauliques et solaires
- Production totale initiale : 20 MW

Solution classique : renforcement

Solution à choisir : effacement

Figure 15 : Abaque de décision renforcement/effacement, poste source N°1 ([RICL-9](#))



Cas d'étude 2

- Poste source de 20 MW
- Consommation totale initiale: 15 MW
- Producteurs : éoliens et solaires
- Production totale initiale : 0 MW

Solution classique : renforcement

Solution à choisir : ne rien faire

Figure 16 : Abaque de décision renforcement/effacement, poste source N°2 ([RICL-9](#))

La thèse a également montré la cohérence de la modélisation en comparant avec une autre approche stochastique, celle de Monte Carlo. Au lieu d'utiliser des fonctions de répartition, on effectue plusieurs tirages aléatoires parmi les courbes de production à disposition qui sont alors normalisées puis multipliées par la puissance du producteur considérée à une année donnée. La Figure 17 montre les résultats obtenus par les deux méthodes qui sont plutôt très proches.

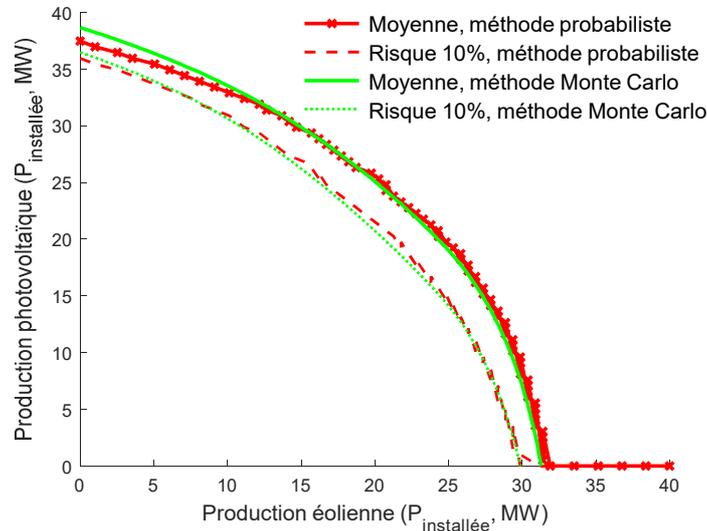


Figure 17 : Comparaison des méthodes Monte Carlo et probabiliste (RICL-9)

Cette méthodologie a été également appliquée pour l'arbitrage entre un renforcement de réseau et un contrat d'effacement sur un départ HTA dont la consommation totale s'élève à 4,8 MW avec 183 postes de distribution pour une longueur totale HTA de 32 km. Un producteur éolien de 1,5 MW est déjà raccordé et un producteur PV de 2 MW effectue une demande de raccordement. Un loadflow quadratique probabiliste s'inspirant des travaux [31] est exécuté afin de calculer la fonction de répartition de la tension en chaque nœud et des courants dans chaque ligne. En cas de contraintes de tension ou de courant, deux options sont possibles : un renforcement de réseau à la charge du producteur ou un contrat d'effacement basé sur un contrôle simple décentralisé. La Figure 19 et Figure 20 montrent la fonction densité de probabilité de la tension obtenue au nœud éolien (en vert) et au nœud PV (en rouge). On peut remarquer ici une légère contrainte de tension.

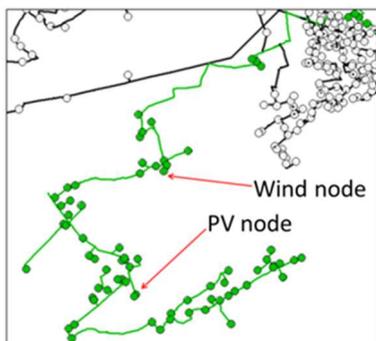


Figure 18 : Vue Power Factory du départ étudié

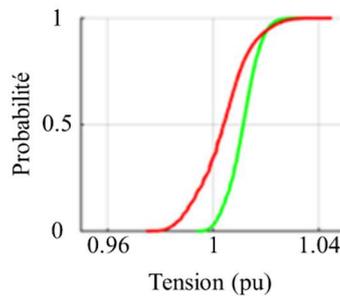


Figure 19 : Plan de tension au nœud éolien (en vert) et au nœud PV (en rouge)

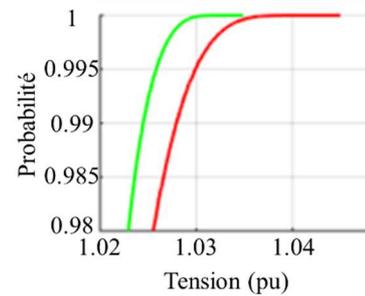


Figure 20 : Zoom sur la zone en contrainte

En effet, contractuellement fixé à +5 % maximal, si on considère l'incertitude de 1% liée au régleur en charge alors la limite est fixée à +4 %. Afin de résoudre cette contrainte, la solution classique consisterait à renforcer 14 lignes aériennes initialement en 54 mm² par des lignes de section 240 mm² ce qui représenterait un coût de 370 k€ pour le producteur⁶. La solution alternative d'effacement de production PV pour résoudre cette contrainte engendrerait une perte de production de 72 MWh par an soit un coût de non production estimé à environ 46 k€ sous des hypothèses de rémunération de 0,054 €/kWh garantie pendant 20 ans [32] et un taux d'actualisation de 8%. La perte financière liée à l'effacement est donc 8 fois plus faible que le coût de renforcement du réseau.

IV.2 Impact de la flexibilité en BT sur les décisions d'investissement

IV.2.a Flexibilité par le stockage (thèse d'Ahmed Hadjsaid (TH-4))

Au niveau de la basse tension, le stockage par batterie lithium-ion a été considéré comme levier de flexibilité. Dans le cadre de la thèse d'Ahmed Hadjsaid (TH-4), nous nous sommes intéressés à la question du coût limite du stockage pour que celui-ci devienne pertinent par rapport au renforcement de réseau. Cette question du stockage est particulièrement intéressante au niveau de la basse tension où une forte pénétration de productions photovoltaïques et de véhicules électriques est attendue dans les années à venir. Grâce au développement d'algorithmes stochastiques, il a pu être démontré qu'en l'état actuel des choses il n'est pas économiquement intéressant d'utiliser du stockage pour réduire les pertes dans le réseau basse tension. En revanche, son utilisation pour lever des contraintes de tension ou de courant peut être plus économique que le renforcement, notamment pour des réseaux ayant un taux de contraintes inférieur à un certain seuil. Dans cette thèse, nous avons considéré que le GRD ne possède pas d'actifs de stockage mais rémunère des gestionnaires de stockage pour deux types de services : la réduction des pertes et la résolution de contraintes de courant et de tension dues à l'augmentation de productions photovoltaïques. Une méthodologie basée sur une approche Monte Carlo a été proposée pour gérer les incertitudes liées aux charges et aux productions. Ainsi pour chaque année de la période d'étude et pour chaque itération Monte Carlo:

- *Etape 1 : Analyse de la fréquence et de l'amplitude des contraintes du réseau via des calculs de répartition des charges*
- *Etape 2 : Test de deux stratégies différentes*
 - Stratégie de référence (S_1) : renforcement du réseau
 - Utilisation des dispositifs de stockage (S_2) : la charge et la décharge de la batterie sont alors pilotées pour rendre le service de limitation de contraintes dans le réseau. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation non linéaire (voir la formulation en annexe).
- *Etape 3 : Calcul du Ratio Bénéfice Coût (RBC) entre la stratégie S_1 et la stratégie S_2*

Les deux stratégies ne modifiant pas la topologie du réseau, on considère qu'il n'y a pas de variation des coûts de l'énergie non distribuée et de la puissance coupée entre les 2 stratégies. Ainsi, les OPEX comprendront les pertes et le coût de rémunération du stockage dans le cas de la stratégie S_2 . Dans le cas de la stratégie S_1 , le CAPEX est constitué des coûts des lignes renforcées tandis qu'il est nul dans la stratégie S_2 . La rémunération du stockage étant inconnu,

⁶ Le producteur étant responsable de l'apparition des contraintes sur les lignes du réseau, c'est à lui d'assurer les coûts liés au renforcement [44].

il a été décidé de calculer le coût limite de rémunération du stockage pour qu'il soit intéressant devant le renforcement. Ce coût limite varie en fonction du type de réseau c'est-à-dire de la probabilité d'apparition de contraintes. En effet, un réseau faiblement contraint fera peu appel au stockage et ainsi pourra accepter des coûts de rémunération du stockage (en €/kWh) plus élevés par rapport à un réseau fortement contraint qui ferait appel régulièrement au stockage. Une approche stochastique de type Monte Carlo couplée à une étude de sensibilité sur la longueur des lignes et la production a permis de définir des coûts limites de rémunération du stockage, noté C_{lim} , en fonction du nombre d'heures de contraintes sur le réseau par an (voir Tableau 7). [33] prévoit que le LCOE des technologies de stockage pouvant être déployées dans les réseaux de distribution varie entre 0,03 €/kWh et 0,27€/kWh ce qui est entre 12 et 116 fois plus petit que les coûts de rémunération limites trouvés. Considérer les coûts limites permet de prendre une marge d'erreur importante face à l'incertitude du service.

Tableau 7 : Coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre de contraintes annuelles [32]

Type de réseau	Définition	C_{lim} (en €/kWh/an)
Réseau faiblement contraint	<ul style="list-style-type: none"> Durée totale cumulée de contraintes inférieure à 50h/an, Durée totale consécutive de contraintes inférieure à 10h/an. 	4500
Réseau moyennement contraint	<ul style="list-style-type: none"> Durée totale cumulée de contraintes comprise entre 50h/an et 500h/an, Durée totale consécutive de contraintes comprise entre 10h/an et 20h/an. 	75
Réseau fortement contraint	<ul style="list-style-type: none"> Durée totale cumulée de contraintes supérieure à 500h/an, Durée totale consécutive de contraintes supérieure à 20h/an. 	3,5

Cette méthodologie a été appliquée au réseau réel de la Figure 21 composé d'un transformateur HTA/BT de 50 kVA alimentant 10 consommateurs (6 connectés en triphasé et 4 connectés en monophasé), réparties sur 6 nœuds du réseau, représentant une consommation maximale totale de 42 kW. Ce réseau est long, peu chargé et composé de conducteurs de section 70 mm² (sauf la ligne 7-8 qui est en 35 mm²). On suppose que le taux de pénétration PV à l'année 0 est de 21,7 % (capacité limite du réseau) et on imagine un scénario d'augmentation linéaire tous les ans jusqu'à atteindre 47.5 % à l'année 30. L'analyse de contraintes classe ce réseau dans la catégorie fortement contraint. On étudie deux scénarios de placement des actifs de stockage :

- Cas 4 batteries : stockage en bout de ligne au plus proche des contraintes (nœuds 5, 8, 11 et 12)
- Cas 6 batteries : stockage au niveau des nœuds de consommation/production (nœuds 4, 5, 6, 8, 11 et 12).

La Figure 22 montre que le placement des batteries en bout de ligne est un bon choix qui dans ce cas d'étude permet d'obtenir un bénéfice annuel entre 4 et 13,5 k€. Ce bénéfice décroît au fur et à mesure des années car le taux de pénétration de PV augmente. Le changement de tendance observé à partir de l'année 8 est dû au fait que les puissances PV devenant importantes, le raccordement se fait en triphasé avec un impact positif sur le déséquilibre, la réduction des contraintes et donc de l'utilisation du stockage.

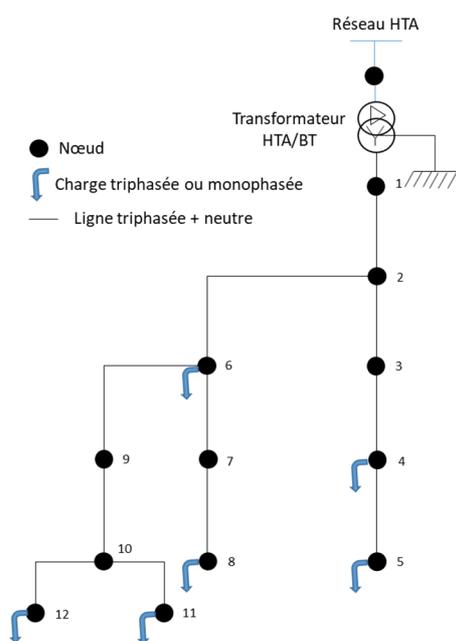


Figure 21 : Réseau réel de distribution BT étudié

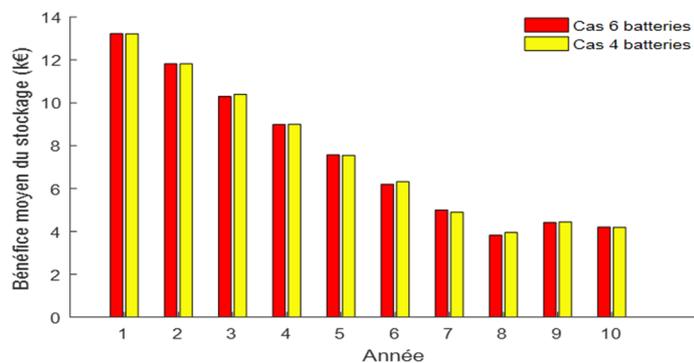


Figure 22 : Comparaison des cas 4 batteries et 6 batteries

D'autres simulations ont montré que le prix de rémunération du stockage et la caractéristique du réseau étudié impacte l'intérêt économique du stockage. Un réseau moins long peut donc avoir des coûts de renforcement moins élevés rendant la solution du stockage inintéressante. Ces résultats ont été valorisés dans la [RICL-14](#).

IV.2.b « Grid-supporting » et effacement de production (thèse de Mahana Bernier (TH-5))

Dans la thèse de Mahana Bernier (TH-5), plusieurs types de flexibilité ont été testés sur 200 réseaux basse tension réels du parc naturel régional du Pilat. Des projections selon des scénarios réalistes de croissance de productions, de consommations conventionnelles et de véhicules électriques apportées par les partenaires de la thèse ont permis de réaliser une analyse coût bénéfice sous incertitudes à l'aide de simulations stochastiques (Monte Carlo). La thèse a mis en évidence que le contrôle en réactif des producteurs photovoltaïques semble apporter le plus de bénéfice pour le périmètre étudié tout en étant robuste par rapport aux incertitudes. Enfin, la technologie du régulateur en charge au niveau du poste de distribution est très sensible au changement de scénarios et est donc une solution à n'envisager qu'au cas par cas et lorsque l'évolution future du réseau est bien maîtrisée.

La même méthodologie que celle développée dans le IV.1.a est utilisée c'est-à-dire l'utilisation d'une méthode de Monte Carlo permettant de réaliser des tirages aléatoires sur les variables incertaines entre un scénario haut et bas, évaluer les contraintes grâce à un loadflow, exécuter les différentes stratégies puis calculer leurs coûts totaux actualisés. Dans cette partie, les sources d'incertitudes portent sur :

- *la production* : respect d'un objectif d'énergie annuelle produite entre 50 et 100%, emplacement, mode de raccordement (triphase ou monophasé avec choix de la phase de raccordement), courbes de production et orientation.
- *La consommation* : phase de raccordement si non précisée, courbes de consommation et équipements électriques de chaque consommateur.

En cas d'apparition de contraintes 5 stratégies sont comparées :

- Stratégie S_0 : renforcement
- Stratégie S_1 : ajout d'un régleur en charge au niveau du transformateur HTA/BT
- Stratégie S_2 : contrôle en réactif fixe des onduleurs PV
- Stratégie S_3 : contrôle en réactif dynamique des onduleurs PV
- Stratégie S_4 : limitation à 70% de la production PV

Tableau 8 : Stratégies de résolution de contraintes étudiées

Stratégie S_0 : renforcement	<ul style="list-style-type: none"> • Cas d'une contrainte sur des lignes : renforcement petite à petit en partant du poste de distribution en redescendant jusqu'au lieu de la contrainte • Cas d'une contrainte sur un poste de distribution : le transformateur est remplacé par un transformateur de puissance immédiatement supérieur.
Stratégie S_1 : ajout d'un régleur en charge au niveau du transformateur HTA/BT	Le régleur en charge proposé est muni de 9 prises et fait varier la tension par pas de 1,5%.
Stratégie S_2 : contrôle en réactif fixe des onduleurs PV	Le producteur absorbe en permanence 0,4 fois la puissance qu'il produit ($\tan\phi$ fixé à -0,4).
Stratégie S_3 : contrôle en réactif dynamique des onduleurs PV	Contrôle en réactif décrit dans la Figure 23 avec priorité à la puissance réactive.
Stratégie S_4 : limitation à 70% de la production PV	Bridage de l'onduleur à 70% de la puissance nominale produite par le PV.

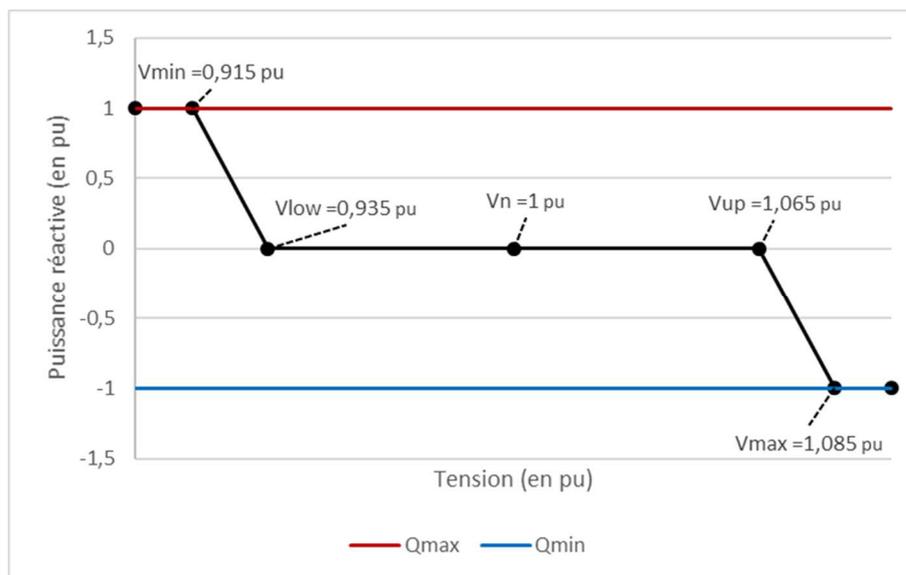


Figure 23 : Caractéristique du contrôle en réactif utilisé (TH-5)

Remarque n°1 : le contrôle en réactif fixe a l'avantage d'avoir une mise en oeuvre rapide et sans coût additionnel par rapport au contrôle en réactif dynamique mais il crée des pertes Joule supplémentaires et incite au surdimensionnement de l'installation de façon à garantir une injection de toute la puissance produite.

Remarque n°2 : le bridage de la puissance produite par la production PV à 70% peut paraître importante mais l'étude de données de production réelles de la zone étudiée de 2007 à 2017 au pas de temps 15 min a montré que cela représentait une réduction de seulement 2% de l'énergie totale produite.

En résumé les étapes de l'algorithme sont les suivantes :

- *Etape 1 : affectation des producteurs et des consommateurs dans le réseau BT respectant les scénarios haut et bas*
- *Etape 2 : affectation des courbes de productions et de consommations. Pour réduire le temps de calcul, une année est représentée par 4 courbes de production PV (4 saisons) et 8 courbes de consommation types (4 saisons avec pour chacune d'elle un jour travaillé et un jour type week-end).*
- *Etape 3 : calcul de répartition des charges sur les 35 années étudiées au pas de temps 30 min*
- *Etape 4 : simulation des stratégies*
- *Etape 5 : évaluation des bénéfices des stratégies S_1 à S_4 par rapport à la stratégie S_0*

Le périmètre d'application est composé de 6 réseaux de distribution BT appartenant au même départ d'un poste HTA/BT dont les caractéristiques sont données dans le Tableau 9. 70% des consommateurs ont une puissance souscrite entre 6 et 9 kW, 18% entre 12 et 15 kW, 7% supérieur à 18 kW et 5% entre 0 et 3 kW. La puissance installée de producteurs PV ainsi que le gisement possible sont donnés en pourcentage par rapport à l'ensemble des 6 réseaux.

Tableau 9 : Caractéristiques du réseau « Les Haies »

N°	Poste HTA/BT (kVA)	Longueur maximale développée (m)	Nombre de clients	Producteurs PV			Consommation
				Nombre	Puissance installée (kW)	Gisement possible (kWc)	Puissance de pointe (2016) (kW)
1	50	500	6	2	16,4 %	8 %	14,2
2	250	770	61	11	61,2	44 %	191,1
3	50	200	12	1	6,1 %	5 %	33,6
4	250	270	36	1	4,1 %	18 %	80,1
5	160	300	20	1	4,1 %	4 %	57,1
6	160	360	35	2	8,1 %	21%	78,5

La Figure 24 montre le calcul des bénéfices pour le GRD de chaque solution testée chaque année jusqu'en 2050. Nous pouvons constater que la solution du régleur en charge n'est pas du tout robuste aux incertitudes des scénarios puisque nous pouvons observer des effets opposés en termes de bénéfice selon que le scénario est haut ou bas par rapport au renforcement. Le contrôle centralisé dynamique est la meilleure solution que ce soit en termes de bénéfice pour le GRD s'élevant jusqu'à 80% par rapport au renforcement ou en termes de robustesse face aux incertitudes liées au scénario. Le réglage en réactif fixe arrive en seconde position permettant

des gains réduits de moitié suivi par l’effacement fixe de production réduisant les gains par 4 par rapport au contrôle centralisé en dynamique. Ces résultats sont bien évidemment propres au réseaux « Les Haies » et donc non généralisables puisqu’ils dépendent de la structure du réseau : topologie, densité de charges, choix des conducteurs, sections, longueurs, entre autres.

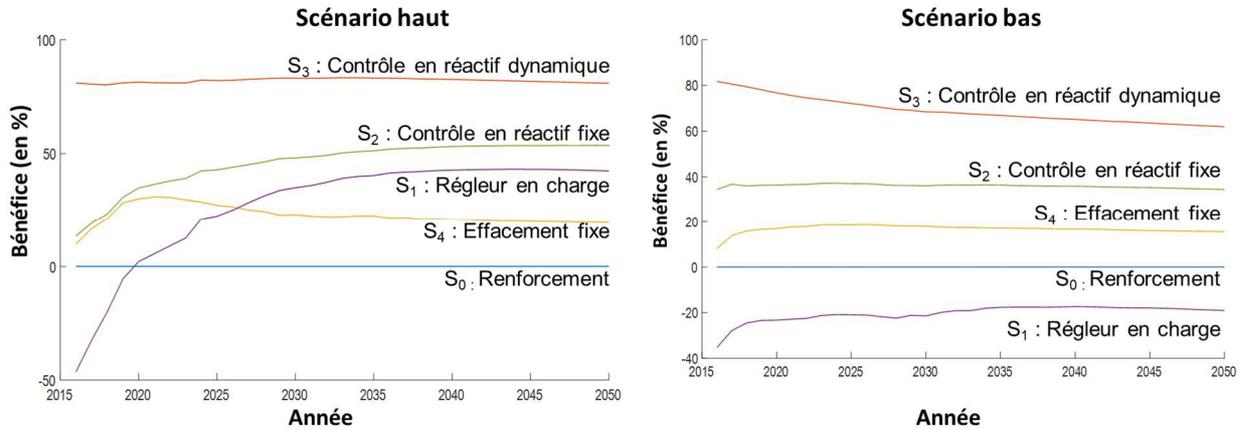


Figure 24 : Bénéfice de chaque solution (scénario haut à gauche, scénario bas à droite) - « Les Haies »

L’impact de la structure des réseaux ruraux en termes de longueurs de lignes et de sections a été étudié en élargissant le périmètre à celui de la CCRC (Communauté de Communes de la Région de Condrieu). Elle se compose de 195 réseaux de distribution BT répartis sur trois postes sources différents majoritairement ruraux : 57% des réseaux sont très ruraux avec une densité de charge inférieure à 10 kW/km², 38% des réseaux sont ruraux avec une densité de charge inférieure à 100 kW/km² et 5% sont semi-urbains avec une densité de charge inférieure à 5 MW/km² [34]. Dans ce contexte, une seule simulation a été faite sur 2 jours types (hiver et été) sur les 195 réseaux de la CCRC dont les résultats sont représentés sur la Figure 24. Les conclusions restent globalement les mêmes, même si les valeurs des bénéfices maximaux atteints par les flexibilités sont moins élevées que dans les cas « Les Haies » comme le montre le Tableau 10. Les conclusions concernant l’effacement à consigne fixée à 70 % des producteurs PV sont beaucoup plus mitigées dans le cas de la CCRC rendant cette solution peu robuste.

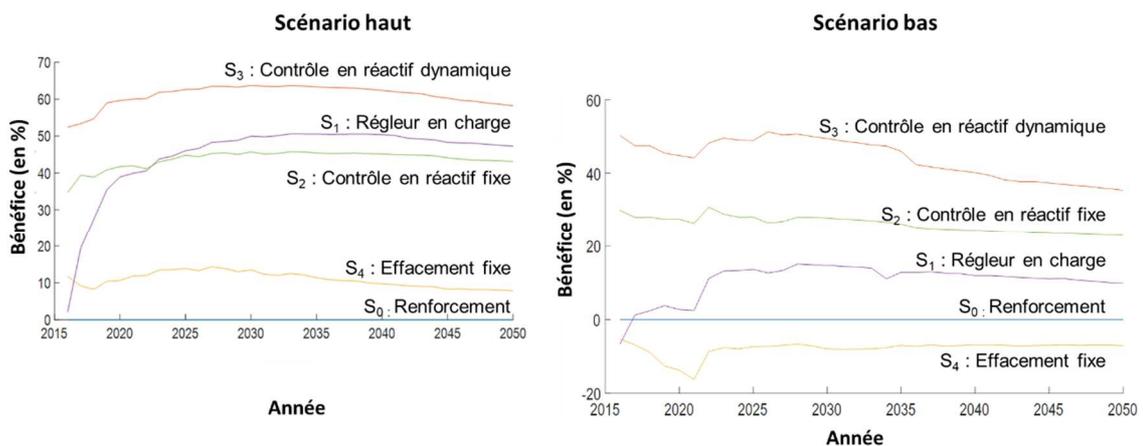


Figure 25 : Bénéfice de chaque solution (scénario haut à gauche, scénario bas à droite) – CCRC

Tableau 10 : Comparaison des résultats entre « Les Haies » et la CCRC

	Bénéfices pour le GRD en 2050 [scénario bas ; scénario haut]		Variabilité chaque année	Variabilité en fonction du scénario
	« Les Haies »	« CCRC »		
Contrôle centralisé dynamique	[62 % ; 81 %]	[35 % ; 58 %]	Plutôt stable	Plutôt stable
Contrôle fixe	[34 % ; 53 %]	[23 % ; 43 %]	Variable les 15 premières années pour « Les Haies », stable le reste du temps	Plutôt stable
Régleur en charge	[-19 % ; 42 %]	[10 % ; 47 %]	Très variable	Très variable
Effacement à 70 %	[16 % ; 20 %]	[-7 % ; 8 %]	<ul style="list-style-type: none"> « Les Haies » : variable les 5 premières années et stable sinon Assez stable pour la CCRC 	<ul style="list-style-type: none"> « Les Haies » : assez stable Très variable pour la CCRC

Afin d'affiner les résultats obtenus concernant le contrôle centralisé dynamique, un CAPEX de 4 k€ est ajouté pour représenter le surcoût potentiel de l'onduleur. Cette valeur, assez grande, est l'ordre du prix d'un onduleur PV triphasé de 36 kVA. Pour le périmètre de la CCRC, les bénéfices obtenus à l'année 2050 passent de 35 % à 22 % pour le scénario bas et de 58% à 48% se rapprochant ainsi des bénéfices de la solution tanφ fixe. Ainsi dans un contexte d'incertitudes des CAPEX nécessaires au déploiement du contrôle centralisé des onduleurs PV, la solution tanφ fixe pourrait s'avérer moins risquée. Ces résultats ont été valorisés dans la [CICL-17](#) et la [CIV-4](#).

IV.3 Impact de la flexibilité sur les grandeurs dimensionnantes des composants du réseau

La thèse d'Ildar Daminov (TH-6) s'est intéressée au concept de DTR (*Dynamic Thermal Rating*) des transformateurs afin de maximiser leur utilisation sur une échelle de temps allant du court terme au long terme. Historiquement, le GRD considère en planification que le transformateur a une limite thermique fixe constante exprimée en courant ou en puissance maximaux admissibles. Cette limite, appelée STR (*Static Thermal Rating*), est calculée en considérant une température moyenne d'en général 20°C et pas la température réelle. Selon [35], si on note STR₂₀, le STR du transformateur à la température de 20°C, le STR peut varier de 80% de STR₂₀ si la température ambiante est de 40°C à 120% de STR₂₀ si la température ambiante est de -20°C. Cependant, le STR repose sur l'hypothèse que la température ambiante et la charge sont constantes. En réalité, les transformateurs à huile peuvent supporter des surcharges temporaires sans accélérer leur vieillissement ([36] et [37]) et les trois grandeurs techniques dimensionnantes pour le transformateur, données par différentes normes, sont les suivantes :

- *La surcharge maximale (en pu)*: la puissance apparente maximale du transformateur doit rester inférieure à 150 % de STR₂₀ selon le standard IEC et à 200 % de STR₂₀ selon le standard IEEE.

- *Le Hot Spot Temperature, HST*: la température maximale des enroulements du transformateur doit rester inférieure à 120 °C selon les standards IEC et IEEE. Si cette température est atteinte en permanence alors cela conduit à une usure prématurée du transformateur. Une limite à 98 °C permet de ne pas altérer la durée de vie du transformateur.
- *Le Top-Oil Temperature, TOT*: La température maximale de l'huile doit rester inférieure à 105 °C selon les standards IEC et IEEE.

Ainsi, à partir du modèle thermique du transformateur donné par le standard IEC 60076-7, il est possible de calculer la puissance maximale que peut faire transiter le transformateur à partir d'une température ambiante donnée sans dépasser les trois contraintes citées précédemment. La Figure 26 montre les différentes limites permettant de déterminer la puissance maximale du transformateur (en pu) en considérant le profil de température du 1^{er} janvier 2019 à Tomsk en Russie (pointillés rouges). Pour ce profil de température, plusieurs courbes limites sont tracées :

- Limite N°1 : limite de puissance à 1,5 pu (trait plein bleu clair)
- Limite N°2 : puissance maximale permettant d'atteindre la contrainte HST=120 °C (zone jaune)
- Limite N°3 : puissance maximale permettant d'atteindre la contrainte HST=98 °C (zone verte)
- Limite N°4 : puissance maximale permettant d'atteindre la contrainte TOT=105 °C en trait plein bleu.

Ainsi sur cette journée, le transformateur peut être chargé à 1,5 pu jusqu'au pas de temps 12h environ et au-delà à une puissance variant entre 1,4 et 1,5 pu en fonction de la limite due au HST=120 °C.

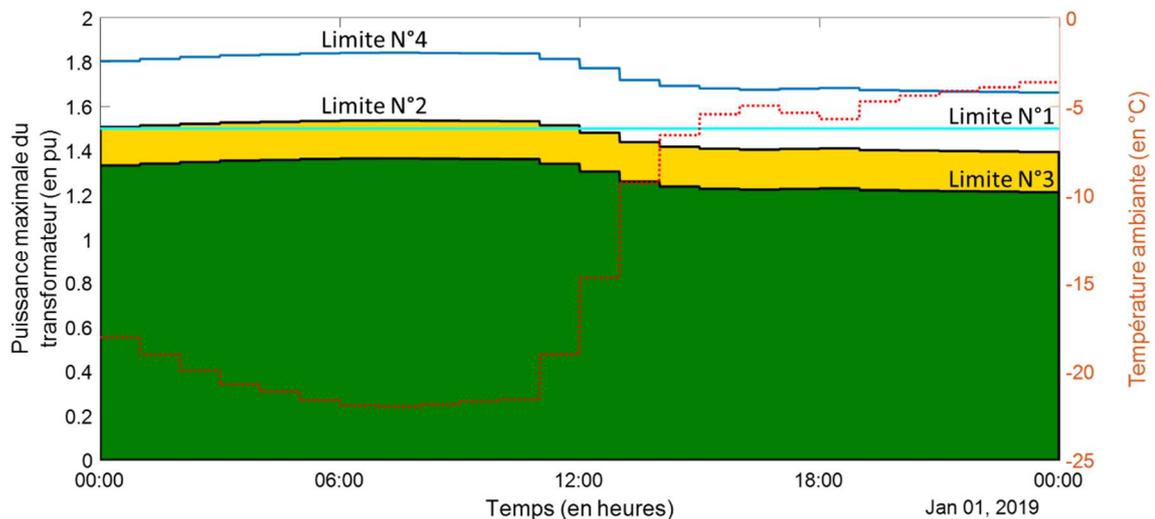


Figure 26 : Profil de charge optimal du transformateur

Pour estimer la surcharge moyenne que le planificateur peut espérer, cette méthodologie a été appliquée sur un historique de 34 ans de températures ambiantes dans les villes de Grenoble et de Tomsk en Russie du 1^{er} janvier 1985 au 29 mars 2019 au pas de temps horaire [38] représentées sur la Figure 27. Pour chaque jour, la puissance maximale du transformateur a été calculée selon la méthode précédente et les résultats sont représentés sur la Figure 28 sous la forme de boîte à moustaches. On peut constater que le transformateur peut être chargé en

moyenne 15% de plus (Tomsk) et 5% de plus (Grenoble) que sa valeur nominale en permanence sans provoquer de vieillissement prématuré. De manière occasionnelle, cette surcharge peut être portée en moyenne à 35% pour Tomsk et 25% pour Grenoble. Si on suppose que pendant un jour, la puissance du transformateur suit la limite N°2 de la Figure 26, alors la loi d'Arrhenius permet de déduire que la puissance du transformateur devra suivre la limite N°3 pendant environ 13 jours pour compenser le vieillissement accéléré. A l'échelle d'une année, il est possible de suivre la limite N°2 pendant environ 26 jours en compensant le reste du temps par la limite N°3.

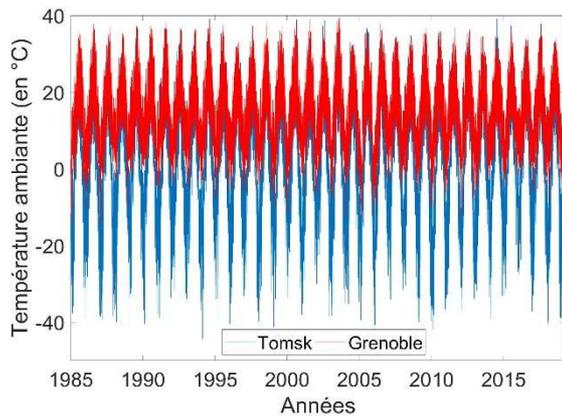


Figure 27 : Température ambiante sur 34 ans.

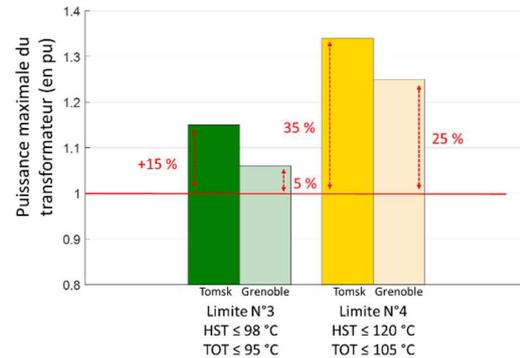


Figure 28 : Répartition du DTR sur 34 ans

Ainsi, sur la base de mesure de température (ambiante) et du transformateur ainsi que de ses caractéristiques, il est possible de définir des conditions de fonctionnement en surcharge sans accélérer le vieillissement du transformateur ce qui peut permettre au gestionnaire de réseau de différer ou d'annuler un investissement. En effet, dans plusieurs pays d'Europe les transformateurs atteignent leur limite comme par exemple au Pays Bas où 90% des transformateurs de distributions seront en surcharge en raison de la croissance des charges mais aussi des productions renouvelables [39].

IV.4 Analyse des travaux menés et synthèse

Dans les travaux de recherche de ce second axe, l'objectif était de faire évoluer les règles de planification long terme de façon à intégrer des options alternatives au renforcement de réseau pour tirer au mieux parti du réseau existant, des services de flexibilités offerts par les différents acteurs qui y sont raccordés et donc à diminuer les surinvestissements. Etant donnée la complexité liée à la dimension spatiale (réseaux de plusieurs dizaines voire centaines de nœuds) et temporelle (échelle de temps de l'ordre de 15 minutes à intégrer dans des études long terme de plusieurs dizaines d'années), la méthode de Monte Carlo a été largement utilisée principalement car elle ne nécessite pas de mise en forme particulière des données d'entrée et peut être combinée avec différents algorithmes d'optimisation. Cependant, le temps de convergence est très important et cette méthode ne peut pas être appliquée avec de bons indices de confiance sur des cas d'études de dimension importante, comme par exemple l'étude couplée des réseaux HTA et BT, sans effectuer de nombreuses hypothèses. D'autres méthodes doivent donc être explorées comme par exemple la théorie des options réelles parce qu'elle permet un calcul plus rapide mais aussi parce qu'elle valorise les incertitudes en attribuant une valeur aux options du planificateur (même si l'action consiste à ne rien faire pour attendre d'avoir plus d'informations dans le futur). De plus, d'autres leviers de flexibilité doivent être étudiés comme

celui du véhicule électrique mais également celui du couplage du réseau électrique aux autres réseaux d'énergie.

Une seconde direction est l'intégration de modèles comportementaux des utilisateurs dès lors qu'on sollicite des services de leur part. Ces modèles pouvant être non quantifiables, comme par exemple la notion d'acceptabilité des consommateurs, le développement d'un système intégrant les aspects technologiques, humains et économiques est complexe. Une collaboration avec des chercheurs du domaine des sciences humaines et sociales mais également de l'équipe Modèles, Méthodes et Méthodologies Appliqués au Génie Electrique de mon laboratoire G2Elab (de génie électrique de Grenoble) travaillant sur ces aspects à des échelles plus petites (bâtiment) sont envisagées par la suite. Le Chapitre V approfondira les directions de recherche citées précédemment.

Le Tableau 11 résume les principales contributions apportées dans ce second axe de recherche grâce aux travaux de 4 doctorants ainsi que les publications associées dont le détail se trouve dans la partie VIII.2. Ces contributions peuvent être classées en deux catégories :

- *le développement de méthodes d'ACB pour arbitrer les choix d'investissements dans les réseaux sous incertitudes avec une modélisation du risque.* La plupart des articles intégrant les incertitudes ont une approche soit basée sur quelques scénarios, ce qui requiert une bonne connaissance du futur, soit ne modélisent pas toutes les sources d'incertitudes ou avec des hypothèses assez fortes (comme par exemple une loi normale bruitée).
- *la modélisation de flexibilités (consommation, production et stockage) et son intégration dans un outil de type ACB entre 2012 et 2019.* A l'époque des travaux menés, il y avait peu de littérature sur l'intégration des flexibilités dans la planification. Un rapport de la CIGRE réalisé en 2014 montrait que, sur les 33 GRD interrogés, la plupart n'intégrait pas la flexibilité dans leurs méthodes de planification par manque d'outils de planification, de méthodologie et de cas d'usages [40]. Actuellement il existe plusieurs articles qui se penchent sur la modélisation et la monétisation de la flexibilité mais peu d'entre eux l'intègrent dans un outil de planification complet du réseau. Les principales universités impliquées sont l'université de Kassel (approches par scénarios), l'université de Melbourne (dernier article paru en 2021 sur le pilotage des véhicules électriques comme moyen de flexibilité [41] avec la même méthodologie que les travaux de Mahana Bernier en 2019 [CIV-4](#)) et l'université de Manchester (travaux orientés vers les modèles économiques avec une modélisation très simplifiée du réseau électrique et de la flexibilité et une approche par arbres de décisions).

Tableau 11 : Synthèse des activités de recherche de l'axe 2

Intégration de contraintes opérationnelles dans la planification long terme			
Thème	Sous-thème	Contributions	Thèses
Impact de la flexibilité en HTA sur les décisions d'investissement	Effacement de consommation (2012-2015)	<ul style="list-style-type: none"> Algorithme stochastique (méthode de Monte Carlo) couplée à une méthode d'optimisation linéaire. Modélisation de « l'effet rebond de puissance » et de « l'effet report d'énergie » dû à l'effacement → augmentation de 5% de l'effacement maximal nécessaire au niveau du poste source et un doublement de l'énergie totale annuelle effacée pour résoudre les contraintes. Introduction de la notion de risque lié à une prise de décision d'investissement 	Victor Gouin TH-1 Aurel Garry TH-2
		<ul style="list-style-type: none"> Modèles probabilistes de productions photovoltaïques, éoliens, hydrauliques et de cogénération. Construction d'abaques de décision probabilistes avec quantification du risque pour arbitrer entre effacement de productions et investissement 	RICL-9 RICL-12 CICL-4
Impact de la flexibilité en BT sur les décisions d'investissement	Flexibilité par le stockage (2013-2018)	<ul style="list-style-type: none"> Impact de la production et du stockage sur la méthode de calcul des pertes, Détermination du coût limite du stockage en alternative au renforcement. Stockage non rentable pour la réduction des pertes Joule seules. Stockage peut être rentable pour la résolution de contraintes réseaux. Recommandation d'utilisation du stockage en multi-services 	Ahmed Hadjsaid TH-4 RICL-13 CICL-7 CICL-16 CICL-20 CICL-22
		<ul style="list-style-type: none"> Développement d'une méthode d'ACB sous incertitudes (Monte Carlo). Premier classement des flexibilités en zones rurales Fonction « grid-support » de contrôle en réactif des producteurs photovoltaïques : meilleur compromis et robuste aux incertitudes Régleur en charge au niveau du poste de distribution : bénéfices variables et très sensible aux incertitudes 	Mahana Bernier TH-5 CICL-17 CIV-4

Chapitre V

Projet de recherche

V.1 Projet court terme: développement de règles de planification pour les microgrids

Mes travaux de recherche portant sur les microgrids afin d'électrifier des zones rurales au Cambodge ont permis de créer des premiers modèles d'optimisation de dimensionnement de petits systèmes en partie autonomes en basse tension, la priorité étant mise sur le coût global et non la fiabilité. Le développement de ces microgrids basse tension pourrait également être étendu aux pays industrialisés dans un contexte de décentralisation de la production et des autres DER comme le propose l'AEMC (*Australian Energy Market Commission*) dans [23]. Ainsi en fonction des cas d'études, les verrous scientifiques à lever concernent le dimensionnement des microgrids, leur exploitation et le maintien de la stabilité.

V.1.a AC versus DC

La forte pénétration de productions photovoltaïques, de véhicules électriques, de systèmes de stockage et de moyens de consommation DC (LED, moteur DC) attendue dans les années à venir pose la question de l'évolution technologique de la distribution d'électricité en courant alternatif. La problématique du choix de la distribution en AC, mixte AC/DC et DC se pose alors, que ce soit pour l'électrification ou pour les réseaux interconnectés, afin de limiter le nombre de convertisseurs dans le réseau et ainsi réduire les coûts.

- *Electrification* : dans les travaux de thèse en cours de Kimsrornn Khon (TH-7), l'intérêt d'une distribution mixte AC/DC au niveau de la basse tension est analysé dans le cadre de l'électrification rurale. La topologie proposée consiste en la formation de clusters DC reliés à une ossature AC via des convertisseurs DC/AC. L'évaluation technique et économique est en cours et sera comparée à la solution proposée dans la thèse de Vannak Vai (TH-3) et le stage de Kanika Yon (SM2-11) décrite dans la partie III.1.b. De même dans la thèse de Lucas Richard (TH-11) commencée en octobre 2020, des nanoréseaux (réseaux de puissance inférieure à 1 kW en DC) sont déjà commercialisés à Madagascar par l'entreprise Nanoé. Chaque nanoréseau contient des panneaux photovoltaïques et une batterie au plomb. Si ces petits réseaux ont permis une électrification rapide à moindre coût, la question de leur interconnexion pour former des microgrids et mutualiser les dispositifs de stockage qui sont coûteux et à renouveler assez régulièrement (tous les 4-5 ans) se pose. Ainsi l'objectif de la thèse est de définir la structure des microgrids à base de nanogrids ainsi que la mutualisation du stockage de façon à définir les structures d'électronique de puissance adéquat ainsi que leur contrôle à moindre coût.
- *Réseaux interconnectés* : à l'échelle de la HTA, des travaux de thèse vont commencer en janvier 2021 afin de proposer des architectures optimales d'une distribution mixte AC/DC ou entièrement DC et leurs impacts sur le plan de protection à un niveau de tension homogène à la tension des réseaux de distribution AC (HTA et BT). Il s'agira alors de :
 - *Définir les architectures de réseaux mixtes AC/DC en HTA et BT* : comme le montre la Figure 29, un premier travail de spécifications est à mener pour caractériser la topologie optimale du réseau DC, l'échelle (un ou plusieurs départements), le type de raccordement (au niveau du transformateur HTB/HTA et/ou en plein réseau), les structures de convertisseurs et fonctionnalités désirées et les appareils de protections et leur commande associée pour assurer le bon fonctionnement du réseau. Cette étape nécessite donc des choix technologiques, un dimensionnement et une co-simulation du réseau AC et DC pour vérifier le

bon fonctionnement de l'ensemble ainsi que leur interaction en particulier en cas de défaut dans l'un ou l'autre des réseaux.

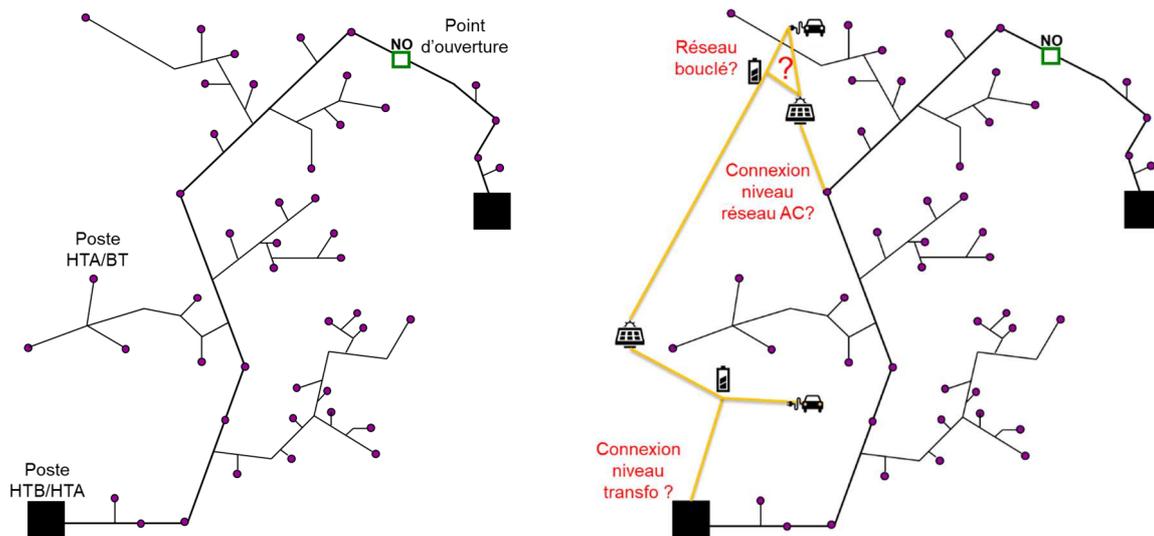


Figure 29 : Evolution de l'architecture de réseau AC vers une architecture mixte AC/DC

- *Valider expérimentalement quelques solutions proposées* : plusieurs options seront possibles comme par exemple la validation de services fournis par les convertisseurs ou encore le bon fonctionnement des plans de protection mis en place.
- *Analyser le bénéfice d'un déploiement de réseau AC/DC en HTA* : en fonction de scénarios réalistes et d'hypothèses sur les coûts des matériels existants et futurs, une analyse économique des solutions définies précédemment permettra de valider leur intérêt en terme économique mais aussi d'estimer quand ces solutions pourraient être mises en œuvre compte tenu de la maturité des technologies. L'analyse ne se basera pas uniquement sur le CAPEX mais également sur les OPEX. Il faudra donc définir l'ensemble des services de flexibilité que pourraient apporter les sources et charges connectées au réseau DC pour les intégrer aux OPEX. Il sera également nécessaire d'adopter des approches stochastiques pour intégrer les incertitudes présentes.

V.1.b « Off-grid » versus « grid-connected »

Le mode d'exploitation de ces microgrids c'est-à-dire le choix entre un mode mixte connecté/déconnecté du réseau principal afin d'offrir des services de flexibilités ou complètement déconnecté du réseau principal est une problématique qui émerge grâce au développement des DER et à la volonté d'optimiser les investissements dans les réseaux électriques. Dans la thèse de Rafael Manzano Silva en cours (TH-9), plusieurs cas d'étude ont été identifiés conduisant à une déconnexion d'une portion de réseau :

- *Maintenance planifiée* : lorsque le GRD souhaite effectuer des travaux de maintenance sur son réseau, il réalimente la partie déconnectée avec des groupes diesel polluants. Le GRD pourrait alors sur dérogation posséder un actif de stockage voire utiliser le stockage déjà présent dans le réseau via la fourniture de service par un agrégateur ou en passant par une plateforme de flexibilité locale. La question du dimensionnement du

microgrid en terme de taille de réseau, le nombre et les puissances des actifs de productions et de stockage et la capacité du stockage sont à définir.

- *Dimensionnement du réseau en dessous de la pointe théorique* : le réseau de distribution pourrait être partitionné en « poche de flexibilité » c'est-à-dire pouvant être à tout moment déconnecté du réseau selon un cahier des charges défini en amont afin de permettre de reporter un investissement dans un poste de distribution, dans le réseau HTA ou dans un poste source.
- *Réalimentation après défaut* : en cas de défaillance sur le réseau, des microgrids locaux pourraient être formés en utilisant les productions et stockage présents et éventuellement d'autre mécanisme de flexibilité comme par exemple l'effacement de consommation.

V.1.c Planification de microgrids à faible inertie

Le développement des énergies renouvelables à base d'électronique de puissance pourrait fragiliser le système électrique en raison de la baisse de l'inertie normalement assurée par les machines synchrones. Si le réseau est partitionné en assemblage de microgrids, pour répondre aux cas d'étude définis dans la partie précédente par exemple, ceux-ci pourraient être trop homogènes et non complémentaires ce qui pourrait dégrader la qualité de service notamment en cas de défaillance. Une approche probabiliste et d'analyse de risques pourrait permettre de définir différents microgrids complémentaires selon différents critères permettant d'optimiser le système global. Des algorithmes de clustering sont également à développer pour déterminer le partitionnement optimal du système tout en intégrant ses différentes contraintes (partenariat avec l'Université Polytechnique de Milan en construction sur cet aspect).

V.2 Projet de recherche moyen-long terme : vers un modèle de planification stochastique multi-échelles, multi-critères et multi-énergies

Comme expliqué dans le Chapitre II, la planification long terme des réseaux de distribution est un problème complexe en partie dû à sa taille et aux incertitudes portant sur les nouveaux acteurs du réseau (production renouvelable, stockage et véhicule électrique), la flexibilité disponible et le cadre réglementaire. Le déploiement des flexibilités dépend principalement de trois paramètres : le modèle économique, la participation des consommateurs et l'avancée des technologies. Le problème de planification des réseaux électriques se trouve donc à la frontière entre quatre disciplines : le génie électrique, les mathématiques, les sciences humaines et sociales et l'économie.

Sur le long terme, mon projet de recherche est de développer un modèle de planification de réseaux permettant de partir du réseau réel existant et de trouver son évolution optimale sous incertitudes avec quantification des risques ainsi que les flexibilités à déployer pour répondre à des objectifs fixés par le planificateur (minimisation des coûts, maximisation de la fiabilité, maximisation de la pénétration des nouveaux acteurs, entre autres). Jusqu'à présent mes travaux de recherche n'ont pas intégré tous les paramètres et ont fait un certain nombre de choix et d'hypothèses. Ce modèle se veut à la fois le plus exhaustif possible mais aussi évolutif afin de pouvoir intégrer de nouveaux leviers et technologies futurs qui ne sont pas encore imaginés.

Ce modèle intégrateur permettrait non seulement de connaître la trajectoire du réseau électrique de distribution sur le long terme mais également de pouvoir faire des analyses de sensibilité de différents scénarios énergétiques de façon à comparer et à classer les différentes solutions de planification des réseaux selon différents indicateurs (coût, performance,

faisabilité, niveau de risque entre autres). De manière plus concrète, ce modèle pourrait être combiné aux outils utilisés par les cabinets d'étude pour les grandes instances nationales (comme par exemple E-CUBE pour l'ADEME) ou des associations comme négaWatt lors des études sur les flexibilités et l'établissement des roadmaps énergétiques. En effet, ces derniers modélisent le réseau électrique comme une « plaque de cuivre » sans contraintes particulières c'est-à-dire bien loin de la réalité. La conception de ce modèle nécessite dans un premier temps d'intégrer les différents sous-modèles développés dans mes travaux de recherche précédents puis d'en développer et d'en intégrer d'autres que nous allons décrire dans cette partie. La complexité principale est de trouver le bon compromis entre la robustesse des modèles développés et la simplicité de compréhension et de mise en œuvre des méthodes utilisées.

V.2.a Intégration de modèles socio-économiques et environnementaux dans la planification

Dès lors que le consommateur est impliqué dans les leviers de flexibilité envisagés, comme par exemple l'effacement de consommation, l'autoconsommation et la gestion de la recharge du véhicule électrique, il est nécessaire de modéliser son comportement et d'appréhender le risque que le consommateur ne réagisse pas comme attendu. L'intérêt est double : d'une part cela permet de modéliser de manière plus réaliste l'impact de la flexibilité sur les décisions d'investissement et d'autre part cela permet d'imaginer d'autres leviers. Une collaboration avec des chercheurs de sciences humaines et sociales et également avec des collègues de G2Elab travaillant déjà sur ces aspects là mais dont le périmètre concerne plutôt l'aval compteur est nécessaire. L'objectif est donc d'arriver à coupler des modèles sociologiques aux modèles techniques de flexibilité déjà développés ou existants afin d'estimer leur intérêt pour le réseau et leur robustesse par rapport au comportement du consommateur. Des paramètres d'entrée quantifiables devront être définis pour faire le lien entre modèle sociologique souvent qualitatif et modèles techniques la plupart du temps quantitatif. On peut citer comme exemple, l'acceptabilité sociale ou encore le pourcentage de réaction des consommateurs devant une demande d'effacement. Un retour d'expérience d'agrégateurs résidentiels comme Voltalis pourra alimenter les réflexions.

Une autre dimension à intégrer dans le processus de planification est l'impact environnemental associé aux décisions de planification qui est en général mesuré en kilogramme ou tonne équivalent CO₂. Dans le cas par exemple d'une batterie lithium-ion pour la fourniture de services au réseau électrique (via le contrôle de la recharge de véhicules électriques par exemple), l'impact CO₂ dépend du mix énergétique du pays où elle est fabriquée, de celui où elle est utilisée, de ses conditions d'utilisation (cycles de charge/décharge) et enfin de son recyclage. D'autres impacts environnementaux, non nécessairement quantitatifs, peuvent exister comme par exemple l'impact sur la faune et la flore locale (éoliennes, enfouissements des câbles par exemple). Il est donc nécessaire de développer des modèles permettant de fournir des indicateurs d'impact environnemental associés à chaque option de planification, ce qui permettrait dans certains cas d'orienter le choix final du planificateur en fonction de ses objectifs prioritaires.

V.2.b Nouveaux modèles stochastiques pour la décision d'investissements sous incertitudes

Les travaux de recherche présentés précédemment consistaient à considérer la méthodologie actuelle du planificateur et à y intégrer des leviers de flexibilité en intégrant les incertitudes sous la forme de simulation Monte Carlo ou d'approche analytique. La méthode de Monte Carlo a d'ailleurs le plus souvent été utilisée pour son adaptabilité mais elle a le désavantage de demander des temps de calculs importants et contraint donc à définir un

compromis entre temps de calcul et robustesse des résultats (voir Tableau 6). Des méthodes initialement développées pour d'autres applications pourraient s'avérer pertinentes face aux évolutions concernant la planification des réseaux de distribution.

- *Analyse de risque*. Avec le développement de l'accès aux données (et en particulier de données électrotechniques), il est possible d'analyser les réseaux pour en tirer des conclusions sur les grandeurs les plus influentes permettant ainsi d'orienter le choix des solutions de planification. Des méthodes venues des *Data Analytics* ou des analyses de sensibilités pourraient être testées afin de faire évoluer les hypothèses de planification comme par exemple la puissance réelle maximale de dimensionnement. La thèse en cours de Pierre Laize (TH-8) explore des méthodes basées sur les indices de Sobol [42] permettant de déterminer des indices de sensibilité d'une variable de sortie à une variable d'entrée. Une autre thèse qui débutera en 2021, se focalisera sur l'amélioration des modèles de charges grâce à l'exploitation d'une quantité importante de données de compteurs communicants. Sur le long terme, l'objectif est de permettre le dimensionnement du réseau à des puissances inférieures à la puissance maximale grâce à l'utilisation de flexibilité en maîtrisant les risques.
- *Théorie des options réelles* [43]. Cette méthode, utilisée dans la théorie financière pour résoudre des problèmes de choix optimaux d'investissement sous incertitude, pourraient être appliquées au problème de planification. En effet, la méthode traditionnelle de la Valeur Actuelle Nette (VAN) des coûts et des bénéfices est statique dans le sens où, une fois la décision prise, il n'est pas possible de modifier l'investissement dans le futur. En revanche, le concept de valeur d'option permet de compléter la méthode traditionnelle et de prendre en compte les ajustements des paramètres d'un projet en environnement incertain. Ainsi, décider d'investir tout de suite (en prenant une décision dite irréversible) restreint les possibilités d'actions dans le futur. En revanche, choisir d'attendre offre la possibilité de reconsidérer la décision ultérieurement. De cette manière, une option réelle est créée. On pourrait donc considérer que le GRD a plusieurs options comme par exemple celle d'investir, d'attendre ou d'utiliser une flexibilité.

Les principaux verrous scientifiques autour du développement de modèles stochastiques pour la décision d'investissements sous incertitudes sont liés à :

- *la définition des variables incertaines et leur modélisation* : il existe plusieurs façons de modéliser les incertitudes comme par exemple le mouvement brownien géométrique qui permet d'ajouter de la variabilité autour de l'évolution moyenne d'une variable estimée ou encore le *jump diffusion* qui permet en plus de modéliser des sauts c'est-à-dire des événements créant une rupture importante dans l'évolution prévue (comme par exemple la pandémie actuelle). Le choix des variables incertaines et de leur modélisation impacte de manière conséquente les prises de décision. De plus en fonction des options de planification, les niveaux de modélisation peuvent être différents. Par exemple, si on considère les incertitudes sur les puissances consommées par les charges, dans le cas d'un renforcement classique de réseau, la grandeur déclenchant une décision d'investissement est la puissance maximale. Si l'on souhaite introduire des options de flexibilité alors il est nécessaire de modéliser l'évolution de la puissance consommée à chaque pas de temps.
- *La définition et la résolution analytique des équations* : la formulation mathématique des TOTEX est complexe sans hypothèse simplificatrice en raison de la dimension du problème et des relations non linéaires entre les grandeurs électrotechniques (comme par exemple l'estimation du CAPEX nécessaire à la

résolution d'une contrainte réseau sous incertitudes), en particulier lorsque la flexibilité est considérée comme une alternative au renforcement.

La thèse de Jean-Pierre Dib (TH-10), co-encadrée avec le laboratoire GAEL, laboratoire d'économie appliquée de Grenoble, démarrée en octobre 2019, a commencé à étudier l'utilisation des options réelles sur un réseau électrique simplifié, c'est-à-dire sans modélisation complète des lignes du réseau électrique et en considérant une seule incertitude liée à la consommation.

V.2.c Modélisation avancée des flexibilités

Certains leviers de flexibilité ont déjà été modélisés et mis en œuvre dans des méthodologies de choix de décisions d'investissement. Cependant, les approches proposées ne sont pas homogènes. De plus, l'interaction et la combinaison de ces leviers n'ont pas été (ou peu) considérées et un certain nombre d'hypothèses simplificatrices ont été émises. De plus, le périmètre HTA et BT ont été étudiés systématiquement séparément soit par simplicité soit par manque de données. En fonction des conclusions obtenues sur l'utilisation de nouveaux modèles stochastiques (V.2.b), une méthodologie unique pourra être choisie et les modèles précédemment établis devront être adaptés afin de pouvoir mener des analyse multi-échelles (périmètre global HTA et BT). D'autres leviers de flexibilité devront également être étudiés comme par exemple :

- *le stockage multi-services* : l'intérêt du stockage a déjà été démontré dans la thèse d'Ahmed Hadjsaid (TH-4) aboutissant à quelques recommandations comme par exemple la nécessité d'avoir des offres multi-services pour rendre le stockage compétitif. Ainsi il est nécessaire de définir les différents services de flexibilité que peuvent offrir des dispositifs de stockage moyenne et basse tension. Ensuite se posera la question de leur dimensionnement (c'est-à-dire nombre, emplacement, puissance et capacité dans le réseau) et mode d'arbitrage entre les services (quel service est prioritaire s'il rentre en conflit avec un autre ?). Le vieillissement des moyens de stockage (calendaire et cyclage) nécessitant leur remplacement devra être intégré dans la planification long-terme.
- *la flexibilité du véhicule électrique* : le développement des véhicules électriques présente un risque d'augmentation de la pointe de consommation et donc un risque de contraintes sur le réseau. Plusieurs types de pilotage de la recharge de véhicules électriques sont réalisables via des mécanismes tarifaires de type heures pleines/heures creuses ou encore des mécanismes de recharge intelligente permettant de programmer la recharge du véhicule de manière optimale selon un ensemble de critères (état de charge des batteries, besoins des utilisateurs, prévisions météorologiques par exemple). La modélisation de cette flexibilité nécessitera de modéliser statistiquement le comportement des véhicules électriques et des autres charges avant de les intégrer dans la méthodologie générale d'étude d'impacts des flexibilités. De plus, les méthodes de planification des réseaux électriques pourront également être couplés avec des méthodologies de planification géographique (prise en compte du flux routier, emplacement des bâtiments par exemple).

V.2.d Intégration de l'autoconsommation dans la planification

La loi française du 24 février 2017 sur l'autoconsommation donne un cadre réglementaire au consommateur qui peut alors choisir de réduire sa consommation en en produisant une partie de manière individuelle ou collective (création de communautés). Il peut également choisir de consommer toute sa production (autoconsommation totale) ou d'en revendre une partie

(autoconsommation partielle). L'installation de batteries peut même permettre la création de communautés locales autonomes en électricité. Ces nouveaux modes de consommation impactent directement les flux de puissance (sens, valeurs et dates des maxima), les pertes ainsi que les profils de tension qui impactent directement les décisions d'investissements et les marges de capacité d'accueil de productions dans le réseau. L'essor des autoconsommateurs font émerger deux champs de recherche en planification :

- *la définition de règles de planification simples en fonction du taux d'autoconsommation* : les décisions d'investissement dans les réseaux sont déclenchés par des effets de seuils. Ainsi, tant que le taux d'autoconsommateurs dans un réseau donné reste faible, il n'y aura pas d'impact significatif sur les méthodes de planification comme c'est le cas pour la production décentralisée. Mais à partir d'un certain taux à définir, une diminution de la puissance de pointe du réseau (dans le cas où des systèmes de stockage sont présents) pourrait apparaître permettant d'éviter des investissements dans le réseau BT voir HTA.
- *la question des architectures de réseaux BT autoconsommateurs en clusters* qui pourraient s'avérer plus optimales que les architectures classiques radiales BT permettant d'optimiser la consommation locale, la capacité d'accueil du réseau en productions renouvelables et véhicules électriques, et le TOTEX.

V.2.e Planification de réseaux multi-énergies

La frontière entre les différents niveaux de réseaux électriques et entre les réseaux d'énergie devient de plus en plus floue. Le développement des technologies de type P2X (*Power to X*) permet une interaction plus forte entre les différents réseaux d'énergie. Un des avantages par exemple est le stockage intersaisonnier qui serait rendu possible grâce à la grande capacité de stockage des réseaux de gaz et de chaleur. Même si l'intérêt technique et économique de ces solutions n'est pas encore démontré, elles pourraient ouvrir de nouvelles perspectives en terme de dimensionnement de réseau tant à l'échelle locale que globale. Ainsi, un renforcement pourrait être évité en cas de contraintes si on peut utiliser la flexibilité des autres réseaux couplés avec le réseau électrique. Cette approche multi-énergie nécessite de modéliser et de comprendre les enjeux des autres secteurs énergétiques et les règles de dimensionnement des réseaux d'énergie. Dans un contexte favorable au développement de l'hydrogène⁷, les réseaux de gaz et de chaleur pourraient être introduits comme des entrées et/ou des contraintes au problème de planification des réseaux électriques. Des modèles socio-économiques sont également à définir pour évaluer la pertinence d'une planification multi-énergie mais aussi pour définir le partage des valeurs et des risques entre les parties prenantes.

V.2.f Apport de l'intelligence artificielle pour la planification

Le domaine de l'intelligence artificielle (IA) s'est développé dans les années 1970 avec comme objectif de reproduire le raisonnement de l'être humain. De nombreuses techniques, avec des résultats variables, ont été proposées. Parmi celles-ci, citons l'apprentissage qui utilise des ensembles de données labélisées pour construire des fonctions de prédiction (par régression) et la planification automatique qui a pour but de produire des séquences d'actions permettant d'atteindre un but à partir d'une situation initiale. Ces techniques prometteuses ont finalement été relativement peu utilisées car elles nécessitaient d'importantes quantités de données (pour l'apprentissage) et des puissances de calcul considérables (dans les deux cas). Aujourd'hui,

⁷ La filière hydrogène, axe prioritaire du plan de relance présenté le 9 septembre 2020, recevra 7 milliards d'euros d'investissement de l'Etat français en particulier pour le secteur de la production d'hydrogène vert (électrolyseurs) et de la mobilité lourde [49].

données et machines sont disponibles et on assiste à un fort engouement pour ces techniques. Dans les années à venir, de plus en plus de données au niveau du réseau de distribution vont être accessibles par les différents acteurs du réseau. En particulier, les données électriques couplées à des données météorologiques mais aussi sociologiques pourraient permettre de mieux modéliser le réseau voire même de comprendre les phénomènes actuels et passés pour prédire les phénomènes futurs. Par exemple, les données provenant des compteurs communicants installés chez les particuliers sont d'ores et déjà utilisées par certains GRD pour :

- *Mieux modéliser la consommation des clients BT* : dans [44], le GRD Suisse Groupe E développe des outils permettant de nettoyer les données brutes des courbes de charge obtenues avec leur compteurs communicants (enlever les pics de puissance dues à la reprise de service en mode secours ou aux problèmes de mesures). Ces courbes de charges propres permettent ensuite de générer des profils de consommation type pour chaque client en utilisant des réseaux de neurones afin de pouvoir mieux estimer les effets de l'utilisation de la flexibilité.
- *La maintenance prédictive BT* : Enedis est en train de déployer des algorithmes de *machine learning* pour anticiper les défauts BT à venir en analysant des données passées (courbes de consommation et production et données topologiques du réseau).
- *La hiérarchisation de travaux de renouvellement des câbles souterrains BT et HTA* à partir de données de consommation mais également météorologiques (températures, inondations par exemple)
- *L'estimation des pertes techniques et non techniques* permettant d'identifier des appareils défectueux ou énergivores ou encore résoudre des problématiques de vols d'électricité.

Les techniques d'IA sont encore à étudier en particulier en ce qui concerne la modélisation de la consommation avec des méthodes plus avancées et efficaces que les réseaux de neurones. Une meilleure connaissance des profils en fonction des types de consommateurs permettrait :

- un meilleur arbitrage des investissements par le GRD et en particulier une connaissance plus fine des extrema de puissances,
- l'identification des sources potentielles d'économie d'énergie chez les clients,
- un meilleur conseil des particuliers (choix de leur puissance souscrite, diminution de la consommation électrique par exemple).

De même, des techniques d'IA permettraient de prolonger la durée de vie d'actifs coûteux comme par exemple des transformateurs (déjà évoqué dans la partie IV.3). D'autres données comme les données géographiques des populations couplées à des données statistiques de l'INSEE et des gisements de production pourraient permettre de développer des outils de conception d'architectures, comme cela est proposé dans [45], dans des zones non électrifiées. Enfin la planification automatique pourrait aider le gestionnaire à définir les étapes de transitions de ces réseaux sur la base de règles, critères et objectifs préalablement définis.

Chapitre VI
Conclusion générale

Le contexte actuel lié à la transition énergétique ajoute une dimension environnementale et sociétale à la problématique de planification: le réseau électrique ne doit pas seulement être fiable et économique mais il doit en plus intégrer les énergies renouvelables et faciliter le développement de nouveaux acteurs comme par exemple les communautés locales d'énergie. Les motivations citoyennes et politiques sont plutôt orientées vers une meilleure maîtrise du système électrique plutôt que vers des investissements systématiques. C'est dans ce contexte que s'inscrivent les travaux de recherche que je mène depuis un peu plus de dix ans au laboratoire de génie électrique de Grenoble via l'encadrement de travaux de thèses, stages et post-docs : comment planifier un réseau électrique de distribution robuste, sous incertitudes, en intégrant les ressources décentralisées d'énergie ? Pour répondre à cette question, j'ai exploré deux axes de recherche : l'optimisation topologique des architectures de réseaux de distribution et l'intégration de leviers opérationnels dans la planification long terme.

Actuellement, la planification des réseaux est « manuelle » en ce qui concerne la partie architecture c'est-à-dire que sur une zone donnée, le planificateur va chercher des stratégies qui lui paraissent pertinentes puis va réaliser des calculs techniques et économiques pour les valider ou non. Ainsi, dans le premier axe de recherche, j'ai pu développer des algorithmes d'optimisation topologiques permettant de définir des architectures cibles sur le long terme respectant des performances en termes de coûts, de fiabilité et de pénétration de productions, pour des zones rurales et urbaines et pour des problématiques d'extension de réseau et de création de réseaux. Peu de travaux de recherche ont cette approche intégrée ou considère des architectures de réseaux entièrement radiales sans se pencher sur la problématique de reprise de service. Les modes d'exploitation des architectures traditionnelles ont également été challengés grâce à de nouveaux composants permettant le bouclage des réseaux de distribution afin de mieux équilibrer les flux de puissance et donc accueillir plus de productions sans nécessité de repenser totalement le plan de protection. Cette idée, qui n'était pas très populaire dans la littérature à l'époque des travaux en 2013, connaît actuellement un engouement grandissant avec l'émergence de dispositifs à base d'électronique de puissance performants. De plus, les incertitudes étant assez importantes, surtout sur des horizons de 10 ans voire plus, les hypothèses effectuées ne considèrent pas les options de flexibilité apportées par la modulation de puissance des consommateurs et producteurs et du stockage, entre autres. En plus des incertitudes s'ajoute la nécessité de modéliser l'action des flexibilités à un pas de temps assez fin pour pouvoir évaluer leur coût économique et donc leur intérêt pour différer voire annuler des investissements.

Le deuxième axe de mes travaux de recherche a donc étudié l'impact de l'intégration des flexibilités dans la planification long terme sur les décisions d'investissements. Une première approche a été de considérer une méthode de Monte Carlo pour traiter les incertitudes puis de modéliser l'action des flexibilités en considérant des courbes de charges à un pas de temps inférieur ou égal à la demi-heure. Afin de réduire les temps de calcul, des saisons ont été identifiées de façon à ne simuler que certains jours représentatifs de l'année plutôt que l'année complète. Une seconde approche a été la méthode analytique appliquée à un cas d'étude dans lequel la fonction objectif était linéaire et à un cas d'étude réseau en linéarisant les équations du load flow. Cette approche repose sur l'hypothèse que les incertitudes sont représentées par des lois normales indépendantes, ce qui n'est pas toujours le cas. Enfin, une dernière approche a étudié la marge réelle disponible sur les ouvrages en considérant non seulement la présence de flexibilité (sans la modéliser réellement) et les conditions extérieures c'est-à-dire la température ambiante. Depuis 2012, les travaux de ce deuxième axe de recherche ont permis de mettre en place des modèles de flexibilités, de les intégrer dans un algorithme d'analyse coûts bénéfiques tout en proposant différentes approches de prise en compte des incertitudes

futures. En particulier, ces travaux sont les premiers à émettre des recommandations en termes de déploiement de flexibilité.

Ces travaux de recherche ont montré l'intérêt d'intégrer les ressources décentralisées d'énergie et les flexibilités dans la planification mais également que des méthodes probabilistes avancées sont nécessaires afin de quantifier le risque de planifier le réseau à partir de courbes de puissances et non de cas dimensionnants classiques. Dans le dernier chapitre de ce manuscrit, j'ai présenté les futures directions de recherche envisagées. Certaines d'entre elles sont le prolongement de mes travaux actuels tandis que d'autres s'orientent vers des champs pluridisciplinaires (économie avancée, sciences humaines et sociales, intelligence artificielle, systèmes multi-énergétiques) ou vers des directions en rupture avec la planification historique (réseaux hybrides AC/DC et microgrids).

Chapitre VII

Bibliographie

- [1] Enedis, «Chiffres clés 2019».
- [2] RTE, «Chiffres clés et publications économiques et financières,» 2019. [En ligne]. Available: <https://www.rte-france.com/finances/chiffres-cles-et-publications-financieres>.
- [3] Ministère de la Transition écologique et solidaire, «Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2019-2023 2024-2028».
- [4] Conseil de l'Union européenne, «Fonds européen pour les investissements stratégiques,» [En ligne]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/fr/policies/investment-plan/strategic-investments-fund/>. [Accès le 4 décembre 2020].
- [5] Enedis, «Description physique du réseau public,» 2008.
- [6] INSEE, «Les entreprises en FranceÉdition 2019 - Edition 2019,» décembre 2019. [En ligne]. Available: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4255766?sommaire=4256020>. [Accès le 2 novembre 2020].
- [7] M.-C. ALVAREZ-HERAULT, S. BACHA et F. BOURRY, «La vision de l'ANCRESur la recherche dans le domaine du stockage et des moyens de flexibilité - Flexibilité au service du réseau électrique,» chez *GT ANRT/SNRE Flexibilité et stockage*, 2020.
- [8] S. K. Khator et L. C. Leung, «Power distribution planning: A review of models and issues,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, n° 13, pp. 1151-1159, 2007.
- [9] H. K. Temraz et V. H. Quintana, «Distribution system expansion planning models: an overview,» *Electric Power Systems Research*, vol. 26, n° 11, pp. 61-70, 1993.
- [10] H. L. Willis, H. Tram, M. V. Engel et L. Finley, «Optimization applications to power distribution,» *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 8, n° 14, pp. 12-17, 1995.
- [11] H. L. Willis, H. Tram, M. V. Engel et L. Finley, «Selecting and applying distribution optimization methods,» *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 9, n° 11, pp. 12-17, 1996.
- [12] P. Carrive, «Réseaux de distribution: Structure et planification (D4210),» *Techniques de l'ingénieur Génie électrique*, vol. 8, pp. 1-32, 1991.
- [13] A. Coiffier, «Schémas directeurs de développement des réseaux électricité de distribution MT (D4211),» *Techniques de l'ingénieur Génie électrique*, pp. 1-28, 2013.
- [14] M.-C. Alvarez-Hérault, «Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée,» 2009.
- [15] V. Gouin, «Gouin, V. (2015). Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles,» Grenoble, 2015.
- [16] CEER, «4th Benchmarking report on quality of electricity supply,» 2008.
- [17] Energy, FTI CL, «Étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité - Étude mandatée par les services de la CRE,» 2016.

- [18] V. Gardeux, «Conception d'heuristiques d'optimisation pour les problèmes de grande dimension : application à l'analyse de données de puces à ADN,» UNIVERSITÉ DE PARIS-EST CRÉTEIL, 2012.
- [19] E. GLADKIKH, «Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution de l'énergie électrique,» Université Grenoble Alpes, 2015.
- [20] P. Siarry et J. Dréo, Métaheuristiques pour l'optimisation difficile, Eyrolles, 2003.
- [21] D. L. Applegate, «The Traveling Salesman Problem: A Computational Study,» *Princeton University Press*, 2006.
- [22] M. C. Alvarez-Herault, A. Battegay, C. Gandioli, J. Descloux, N. Hadjsaid et P. Tixador, «Maximal DG indicator to quantify the efficiency of Smart Grid solutions regarding renewable penetration,» chez *IEEE PES General Meeting*, Grenoble, 2013.
- [23] AEMC, «New, cheaper options to power remote communities,» 2019. [En ligne]. Available: <https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/new-cheaper-options-power-remote-communities>. [Accès le 4 décembre 2020].
- [24] R. A. Hooshmand et S. Soltani, «Fuzzy Optimal Phase Balancing of Radial and Meshed Distribution Networks Using BF-PSO Algorithm,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, n° 11, pp. 47-57, 2011.
- [25] M. Sakarovitch, Optimisation combinatoire, Méthodes mathématiques et algorithmes, Graphes et programmation linéaire, Hermann, 1984.
- [26] D. Das, «A fuzzy multiobjective approach for network reconfiguration of distribution systems,» *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 21, n° 11, pp. 202-209, 2006.
- [27] Y. Cai, Q. Xie, W. Ji, Y. Peng et F. Lü, «Urban medium voltage distribution network planning based on ASAGA and TSP path optimization method,» chez *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Shanghai, 2012.
- [28] V. Glamocanin et V. Filipovic, «Open loop distribution system design,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n° 14, pp. 1900-1906, 1993.
- [29] Enedis, «GreenLys,» [En ligne]. Available: <https://www.enedis.fr/greenlys>.
- [30] CRE, «Etude sur la valeur de la flexibilité pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution,» 2016.
- [31] M. Brucoli, T. F. et R. Napoli, «Quadratic probabilistic load flow with linearly modelled dispatch,» *Int J Electr Power Energy Syst.*, vol. 7, n° 13, pp. 138-146, 1985.
- [32] EcoInfos, «Tarif rachat photovoltaïque avec EDF - Les Énergies Renouvelables,» [En ligne]. Available: <https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/>. [Accès le Janvier 2019].
- [33] M. Obi, S. Jensen, J. Ferris et R. Bass, «Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 908-920, 2017.
- [34] E. Gain, «GRéseaux de distribution. Conception et dimensionnement. Techniques de l'Ingénieur,» *Techniques de l'ingénieur*, 1993.
- [35] «Demander à Ildar».
- [36] S. Tripathy et E. Lakervi, «Evaluation of transformer overloading capability,» *Eur Trans Electr Power*, 2005.

- [37] E. A. Simonson EA et J. A. Lapworth, «Thermal capability assessment for transformers,» chez *IEEE Conf. Publ.*, 1995.
- [38] MeteoBlue, «Historical weather data since 1984 2019,» [En ligne]. Available: <https://www.meteoblue.com/en/historyplus>. [Accès le 5 Novembre 2019].
- [39] A. Haque, D. Shafiullah, P. Nguyen et F. Blik, «Real-time congestion management in active distribution network based on dynamic thermal overloading cost,» chez *IEEE Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2016.
- [40] CIGRE, «CIGRE Working group C6.19 Planning and optimization methods for active distribution systems,» 2014. [En ligne].
- [41] Q. J. et O. L. F., «Multi-year planning of LV networks with EVs accounting for customers, emissions and techno-economics aspects: A practical and scalable approach.,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 15, n° 13, pp. 468-479, 2021.
- [42] A. Saltelli et I. Sobol', «About the use of rank transformation in sensitivity analysis of model output,» *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 50, p. pp. 225–239., 1995.
- [43] A. K. Dixit, R. K. Dixit et R. S. Pindyck, *Investment under uncertainty*, Princeton university press, 1994.
- [44] *Webinaire IA & réseaux : comment passer à l'échelle*. [Film]. Think Smartgrids, 2021.
- [45] A. Van der Mei, et J. P. Doornik, «Artificial Intelligence For Microgrid Planning.,» chez *CIREN*, Ljubljana, 2018.
- [46] FERC, «Distributed Energy Resources Technical Considerations for the Bulk Power System,» 2018.
- [47] Enedis Direction Technique, «Barème pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution d'électricité concédé à Enedis,» 2016.
- [48] Enedis, *Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution*, 2019.
- [49] [economie.gouv.fr](https://www.economie.gouv.fr), «Présentation de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France,» 9 septembre 2020. [En ligne]. Available: <https://www.economie.gouv.fr/presentation-strategie-nationale-developpement-hydrogene-decarbone-france>.

Chapitre VIII
CV étendu

VIII.1 Résumé

ALVAREZ (épouse ALVAREZ-HERAULT) Marie-Cécile

Née le 05/04/1983, mariée, 2 enfants

Poste actuel : Maître de conférences Grenoble INP ENSE3/G2Elab

Thématique de recherche : Planification des réseaux électriques de distribution sous incertitudes en présence de ressources décentralisées d'énergie et de flexibilités.

Mots clés (par ordre alphabétique) : architectures, décisions d'investissement, microgrids, optimisation (linéaire, non linéaire, déterministe et stochastique), planification, réseaux de distribution, smartgrids, théorie des graphes.

PEDR : depuis le 01/09/2019

VIII.1.a Formation

- 01/10/2007 Doctorat financé par l'Institut Carnot Énergies du futur au G2Elab (Laboratoire de Génie au Électrique de Grenoble), « *Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée* », prix de thèse IEEE PES chapitre français (2010)
- 10/12/2009
- 2007 Master 2 Recherche en génie électrique de Grenoble INP/G2Elab
- 2004-2007 École Nationale Supérieure d'Ingénieurs Électriciens de Grenoble (ENSIEG), Grenoble INP. Spécialisation : Production, Transport et Distribution de l'énergie électrique

VIII.1.b Expériences professionnelles

- **Maître de conférences Grenoble INP depuis le 01/09/2010**

Activités d'enseignement à l'ENSE3	
Service et responsabilités	Service d'enseignements à l'ENSE3 (câblage, réseaux électriques et smartgrids), Co-responsable de la 3 ^{ème} année de la filière IEE (50 étudiants) de 2013 à 2019, Responsable du M2R EEATS ENEL (entre 8 et 12 étudiants) de 2011 à 2016.
Activités de recherche au G2Elab	
Production scientifique	17 RICL, 36 CICL, 2CNCL, 2 conférences internationales sans acte, 2 brevets, 4 chapitres de livre, 1 chapitre de livre de vulgarisation, 4 conférences internationales invitées.
Encadrement	12 thèses (dont 5 soutenues), 3 post-doctorats, 2 ingénieurs, 11 M2 et 4 M1.
Contrats	Participation à 5 contrats européens (dont 1 en responsabilité scientifique) et 7 contrats nationaux (dont 5 en responsabilité scientifique).
Responsabilités internationales	Animatrice du GT international CIRED 2019-5 depuis septembre 2019, Vice-chair du GT IEEE PES General Meeting sur la planification depuis 2020.
Responsabilités nationales	Membre élu au CNU 63ème section pour le mandat 2020 - 2024, Secrétaire générale du conseil scientifique de Think Smartgrids depuis 2019.
Participation à des GT	GT CIGRE C1/C6-37 depuis 2017, GP10 d'ANCRE depuis 2020, GT ANRT/SNRE depuis 2018, CS de la chaire industrielle Smartgrids (Enedis) depuis 2015 et future titulaire (renouvellement en cours).
Vulgarisation	Thématique smartgrids : montage d'une formation pour les enseignants du lycée Pablo Neruda en 2017 et tournage d'un MOOC en 2016.

- **CRCT d'un an au LBNL (Lawrence Berkeley National Laboratory, États-Unis) sur l'année universitaire du 1^{er} septembre 2016 au 31 août 2017.**
- **Ingénieure de recherche Schneider Electric du 01/04/2010 au 31/08/2010.**
Développement d'un algorithme de détermination topologique d'un réseau BT, rédaction d'un brevet.

VIII.2 Synthèse des publications

Catégorie	Nombre
Articles dans des revues internationales à comités de lecture référencées (RICL)	17
Conférences internationales à comités de lecture et actes (CICL)	30
dont CICL acceptées pour présentation en 2021	6
Conférences internationales à comités de lecture sans acte (CI)	2
Brevets (BRE)	2
Chapitres de livre (CL)	4
Vulgarisation (V)	1
Conférences internationales invitées (CIV)	4
Conférences nationales invitées pour des GDR (CNV)	1

VIII.2.a Revues internationales à comités de lecture (RICL) référencées

[RICL-1] Enacheanu, B., **Alvarez, M.-C.**, Raison, B., Caire, R., Bienia, W., Devaux, O., and Hadjsaid, N., “Optimal meshed distribution network configuration”, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, volume 4 numéro 5, pp. 957-966, septembre 2009, ISSN 1827-6660, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-2] Enacheanu, B., **Alvarez, M.-C.**, Roupioz, G., Raison, B., Caire, R., Bienia, W., Hadjsaid, N., and Devaux, O., “Distribution network reconfiguration. Temporal reconfiguration of electrical networks for energy losses reduction”, *European journal of electrical engineering (EJEE)*, volume 13 numéro 4, pp. 427-461, 2010, ISSN 2103-3641, référencée dans SCOPUS.

[RICL-3] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Picault, D., Caire, R., Raison, B., Hadjsaid, N., and Bienia, W., “A novel hybrid network architecture to increase DG insertion in electrical distribution systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, volume 26 numéro 2, pp. 905-914, septembre 2010, ISSN 1558-0679, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-4] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., Raison, B., Hadjsaid, N., and Bienia, W., “Optimizing traditional urban network architectures to increase distributed generation connection”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems (Elsevier)*, volume 35 numéro 1, pp. 148-157, février 2012, ISSN 0142-0615, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-5] Gandioli, C., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Tixador, P., Hadjsaid, N., and Medina, D. R., “Innovative distribution networks planning integrating superconducting fault current limiters”, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, volume 23 numéro 3, pp. 5603904-5603904, février 2013, ISSN 1051-8223, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-6] **Alvarez-Herault, M.-C.**, N’Doye, N., Gandioli, C., Hadjsaid, N., and Tixador, P., “Meshed distribution network vs reinforcement to increase the distributed generation connection”, *Sustainable Energy, Grids and Networks (Elsevier)*, volume 1, pp. 20-27, décembre 2014, ISSN 2352-4677, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-7] Gouin, V., **Alvarez-Herault, M.-C.**, and Raison, B., “Innovative planning method for the construction of electrical distribution network master plans”, *Sustainable*

Energy, Grids and Networks (Elsevier), volume 10, pp. 84-91, juin 2017, ISSN 2352-4677, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-8] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Labonne, A., Toure, S., Braconnier, T., Debusschere, V., Caire, R., and Hadjsaid, N. (2017), “An Original Smart-Grids Test Bed to Teach Feeder Automation Functions in a Distribution Grid”, *IEEE Transactions on Power Systems*, volume 33 numéro 1, pp. 373-385, avril 2018, ISSN 1558-0679, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-9] **Garry, A.**, Cadoux, F., **Alvarez-Herault, M.-C.** and Hadjsaid, N., “Risk aversion model of distribution network planning rules considering distributed generation curtailment”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems (Elsevier)*, volume 99, pp. 385-393, juillet 2018, ISSN 0142-0615, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-10] **Gouin, V.**, **Alvarez-Hérault, M.-C.**, and Raison, B., “Stochastic integration of demand response and reconfiguration in distribution network expansion planning”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, volume 12 numéro 20, pp. 4536-4545, novembre 2018, ISSN 1751-8695, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-11] **Vai, V.**, **Alvarez-Herault, M.-C.**, Bun, L., and Raison, B., “Design of LVAC distribution system with PV and centralized battery energy storage integration-a case study of Cambodia”, *ASEAN Engineering Journal*, volume 9, numéro 2, pp. 1-16, avril 2019, ISSN 2586-9159, référencé dans SCOPUS et WoS.

[RICL-12] **Garry, A.**, **Alvarez-Herault, M.-C.**, Cadoux, F., and Hadjsaid, N. “Probabilistic modelling of renewable generation to account for uncertainties in interconnection studies”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, volume 29 numéro 10, pp. 1-19, juillet 2019, ISSN 1751-8695, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-13] **Hadjsaid, A.**, **Alvarez-Herault, M.-C.**, Debusschere, V. and Caire, R. “Integrating storage in planning of LV distribution networks with PV production”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, volume 14 numéro 1, pp. 79-86, janvier 2020, ISSN 1751-8695, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-14] **Vai, V.**, **Alvarez-Herault, M.-C.**, Raison, B., and Bun, L., “Optimal Low-voltage Distribution Topology with Integration of PV and Storage for Rural Electrification in Developing Countries: A Case Study of Cambodia.”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, volume 8 numéro 3, pp. 531-539, mai 2020, ISSN 2196-5420, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-15] **Daminov, I.**, Prokhorov, A., Caire, R., **Alvarez-Herault, M.-C.** , “Energy limit of oil-immersed transformers: A concept and its application in different climate conditions”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, volume 15 numéro 3, pp. 495-507, février 2021.

[RICL-16] **Daminov, I.**, Prokhorov, A., Caire, R., **Alvarez-Herault, M.-C.** , “Assessment of dynamic transformer rating, considering current and temperature limitations”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems (Elsevier)*, volume 129, juillet 2021, disponible en ligne depuis février 2021, ISSN 0142-0615, référencée dans SCOPUS et WoS.

[RICL-17] **Daminov, I.**, Rigo-Mariani, R., Caire, R., Prokhorov, A., **Alvarez-Herault, M.-C.** , “Demand Response Coupled with Dynamic Thermal Rating for Increased Transformer Reserve and Lifetime”, *Energies (MDPI) Special Issue Demand Response in Smart Grids*, volume 14 numéro 5, mars 2021, EISSN 1996-1073, référencée dans SCOPUS et WoS.

VIII.2.b Conférences internationales à comités de lecture et actes (CICL)

[CICL-1] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., Hadjsaid, N., Descloux, J., Raison, B., and Bienia, W., “Investigation of new distribution grid architecture for accomodating higher DG penetration rate”, *CIREC 2010-Workshop*, juin 2010, Lyon.

[CICL-2] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Battegay, A., Gandioli, C., Descloux, J., Hadjsaid, N., and Tixador, P., “Maximal DG indicator to quantify the efficiency of Smart Grid solutions regarding renewable penetration”, *IEEE PowerTech*, pp. 1-5, juin 2013, Grenoble.

[CICL-3] Gandioli, C., Tixador, P., **Alvarez-Herault, M.-C.**, and Hadjsaid, N., “Impact of the superconducting fault current limiters in distribution network architecture”, *IEEE PowerTech*, pp. 1-5, juin 2013, Grenoble.

[CICL-4] Garry, A., Cadoux, F., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Hadjsaid, N., and Minaud, A., “Curtaiment of distribution-side power generation for primary substation investment deferral”, *CIREC 2015-The 23rd International Conference on Electricity Distribution*, juin 2015, Lyon.

[CICL-5] Gouin, V., **Alvarez-Herault, M.-C.**, and Raison, B., “Optimal planning of urban distribution network considering its topology”, *CIREC 2015-The 23rd International Conference on Electricity Distribution*, juin 2015, Lyon.

[CICL-6] Touré, S., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., and Besanger, Y., “Development of Advanced Distribution Automation functions on an analogical micro distribution network for training”, *CIREC 2015-The 23rd International Conference on Electricity Distribution*, juin 2015, Lyon.

[CICL-7] Hadj-said, A., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Debusschere, V., and Caire, R., “Technical and economic impact on the DG insertion rate of storage system facilities in LV network planning”, *IEEE PowerTech*, pp. 1-6, juin 2015, Eindhoven.

[CICL-8] Gouin, V., **Alvarez-Herault, M.-C.**, and Raison, B., “Operational vs. structural strategies for distribution grid planning in Smart Grids context”, *IEEE PowerTech*, pp. 1-6, juin 2015, Eindhoven.

[CICL-9] Gouin, V., **Alvarez-Herault, M.-C.**, and Raison, B., “Benefits of load shedding for distribution grids investments planning”, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, juillet 2015, Denver.

[CICL-10] Vai, V., Gladkikh, E., Bun, L., **Alvarez-Herault, M.-C.**, and Raison, B., “Planning of Low Voltage Distribution Systems with Uncertainty on Load Demand”, *Regional Conference on Energy Engineering (RCEEnE2016)*, novembre 2016, Phnom Penh.

[CICL-11] Vai, V., Gladkikh, E., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Raison, B., and Bun, L., “Low-voltage distribution system planning under load demand uncertainty: growth rate with connection of new loads”, *International Electrical Engineering Congress (IEECON), 2017 International*, pp. 1-4, mars 2017, Pattaya.

[CICL-12] Vai, V., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Raison, B., and Bun, L., “Study of low-voltage distribution system with decentralized PV-BES and centralized BES for rural village in developing country”, *International Electrical Engineering Congress (IEECON)*, pp. 1-4, mars 2017, Pattaya.

[CICL-13] Vai, V., Gladkikh, E., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Raison, B., and Bun, L., “Study of low-voltage distribution system with integration of PV-battery energy storage for urban area in developing country”, *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pp. 1-6, juin 2017, Milan.

[CICL-14] Vai, V., Gladkikh, E., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Raison, B., and Bun, L., “Planning of low-voltage distribution systems with uncertainty on load demand in urban areas”, *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pp. 1-6, juin 2017, Milan.

[CICL-15] Daminov, I., Prokhorov, A., Moiseeva, T., **Alvarez-Herault, M.-C.**, “Application of dynamic transformer ratings to increase the reserve of primary substations for new load interconnection”, *CIREN 2019-The 25th international conference and exhibition on electricity distribution*, pp. 1-5, juin 2019, Madrid.

[CICL-16] Hadjsaid, A., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Debusschere, V., and Caire, R., “Integration of storage and PV in the DSO power losses cost assessment method for LV planning studies”, *CIREN 2019-The 25th international conference and exhibition on electricity distribution*, pp 1-5, juin 2019, Madrid.

[CICL-17] Bernier, M., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Cadoux, F., Hadjsaid, N., and Lagouardat, A., “Comprehensive framework for PV integration with an OLTC in a rural distribution grid within the SMAP project”, *CIREN 2019-The 25th international conference and exhibition on electricity distribution*, pp. 1-5, juin 2019, Madrid.

[CICL-18] Silvestro, F., Pilo, F., Araneda, J. C., Braun, M., Taylor, J., **Alvarez-Herault, M.-C.**, & Heymann, F., “Review of transmission and distribution investment decision making processes under increasing energy scenario uncertainty”, *CIREN 2019-The 25th international conference and exhibition on electricity distribution*, pp. 1-5, juin 2019, Madrid.

[CICL-19] Daminov, I., Prokhorov, A., Caire, R., and **Alvarez-Herault, M.-C.**, “Receding horizon algorithm for dynamic transformer rating and its application for real-time economic dispatch”, *IEEE PowerTech*, pp. 1-6, juin 2019, Milan.

[CICL-20] Hadjsaid, A., Debusschere, V., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., “Studying the impact of storage systems on the planning studies of low voltage distribution grids”, *IEEE PowerTech*, pp. 1-6, juin 2019, Milan.

[CICL-21] Do, T. P., and **Alvarez-Herault M.-C.**, “Distribution Network Planning Tool for Rural Areas”, *IEEE PowerTech*, pp. 1-6, juin 2019, Milan.

[CICL-22] Hadjsaid, A., Debusschere, V., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., “Considering local photovoltaic production in planning studies for low voltage distribution grids”, *IEEE PowerTech*, pp. 1-5, juin 2019, Milan.

[CICL-23] Rigo-Mariani, R., Debusschere, V., Alvarez-Herault, M. C., “A Modified DistFlow for Distributed Generation Planning Problems in Radial Grids”, *IECON 2020 The 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1626-1632, octobre 2020, Singapour, en ligne en raison de la COVID-2019.

[CICL-24] Vai, V., Bun L., Khon K., Alvarez-Herault, M.C., Raison B., “Integrated PV and Battery Energy Storage in LVAC for a Rural Village: A Case Study of Cambodia”, *IECON 2020 The 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1602-1607, octobre 2020, Singapour, en ligne en raison de la COVID-2019.

[CICL-25] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Dib, J. P., Ionescu, O., Raison, B., “Long-term investments in electricity distribution networks: a real options approach”, *International Association for Energy Economics (IAEE) conference*, juin 2020 reportée en juillet 2021 en ligne en raison de la COVID-2019.

[CICL-26] Khon, K., Vai, V., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Bun, L., Raison, B., “Planning of low voltage AC/DC microgrid for un-electrified areas”, *CIREN 2021-The 26th international*

conference and exhibition on electricity distribution, pp. 1-5, 75nvtée75t 2021, Genève, accepté.

[CICL-27] Daminov, I., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., Prokhorov, A., “Optimal ageing limit of oil-immersed transformers in flexible power systems”, *CIREN 2021-The 26th international conference and exhibition on electricity distribution*, pp. 1-5, 75nvtée75t 2021, Genève, accepté.

[CICL-28] Laize, P., Caire, R., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Garry, A., Glorieux, L., Caujolle, M., “Sensitivity of LV grid planning to load modelling”, *CIREN 2021-The 26th international conference and exhibition on electricity distribution*, pp. 1-5, 75nvtée75t 2021, Genève, accepté.

[CICL-29] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Madureira, A. G., Santos, J. M. G. M., Milosevic, M., Fereidunia, A., Davidović, D., Martínek, J., Heras, M. S., Bingyin, X., Masaki, T., Jadan, X. M. M. D., Orozco, T. M., Drapela, J., Aubigny, C., “A survey based on the state of the art and perspectives in the monitoring and the control of LV networks”, *CIREN 2021-The 26th international conference and exhibition on electricity distribution*, pp. 1-5, 75nvtée75t 2021, Genève, accepté.

[CICL-30] Kanika Y., Khon, K., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Vai, V., Raison, B., Bun, L., “Microgrids planning for rural electrification”, *IEEE PowerTech*, pp. 1-5, juin 2021, Madrid, accepté.

VIII.2.c Conférences internationales à comités de lecture sans acte

[CI-1] **Alvarez, M.-C.**, Caire, R., Raison, B., Hadjsaid, N., Enacheanu, B., Devaux, O., Jeannot, R., “Distribution Network Long-Term Planning Methods Comparison With Respect to DG Penetration”, *I-SUP 2008 (Innovation For Sustainable Production)*, avril 2008, Bruges.

[CI-2] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Labonne, A., Toure, S., Braconnier, T., Debusschere, V., Caire, R., & Hadjsaid, N. “An Original Smart-Grids Test Bed to Teach Feeder Automation Functions in a Distribution Grid”, presentation of RICL8 to the *IEEE PES General Meeting*, août 2019, Atlanta.

VIII.2.d Autres types de publications

VIII.2.d.i Brevets

[BRE-1] Deschamps, P., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Schneider Electric Industries Sas, “Procédé et dispositif de détermination de la structure d’un réseau de distribution d’électricité”, brevet N° EP2458340A2, novembre 2010. Brevet étendu à l’international en mai 2012, “Process and device to determine a structure of an electric power distribution network”, US patent N°20120136638A1.

[BRE-2] Gouin, V., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Deschamps, P., Marie, S. and Lamoudi, Y., Schneider Electric Industries Sas, “Procédé et système de détermination de la structure d’un réseau de distribution d’électricité et programme d’ordinateur associé”, brevet N° EP3086093, octobre 2016. Brevet étendu à l’international en octobre 2019, “Method and system for determining the structure of an electricity transmission grid and associated computer program”, US patent N°10431979B2.

VIII.2.d.ii Chapitres de livres

[CL-1] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., Martino, S., Andrieu, C., and Raison, B., “Caractéristique des réseaux de distribution”, chapitre N°2 du livre “La distribution d’énergie

électrique en présence de production décentralisée”, édité par *Lavoisier*, pp. 67-110, ISBN-13 978-2746222182, 18/03/2010.

[CL-2] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., Martino, S., Andrieu, C., & Raison, B., “Characteristics of Distribution Networks”, chapitre N°2 du livre “*Electrical Distribution Networks*”, édité par John Wiley & Sons, pp. 41-82, ISBN 978-1-84821-245-9, 21/06/2011.

[CL-3] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., & Raison, B., “Architecture, Planning and Reconfiguration of Distribution Grids”, chapitre N°6 du livre “*Smartgrids*”, édité par ISTE Ltd and John Wiley & Sons, pp. 131-196, ASIN B017V5G47Y, 13/04/2012.

[CL-4] Prusseit, W., Bach, R., Bock, J., Demko, J.A., Kalsi, S.S., Morandi, A., Hadjsaid, N., Tixador, P., Sabonnadiere, J.C., Gandioli, C., and **Alvarez-Herault, M.-C.**, “Power Applications”, chapitre N°5 du livre “*Applied Superconductivity : Handbook on Devices and Applications*”, édité par *Paul Seidel*, pp. 603-722, ISBN : 978-3-527-41209-9.

VIII.2.e Conférences internationales invitées

[CIV-1] Hadjsaid, N., **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., Raison, B., Descloux, J., and Bienia, W., “Novel architectures and operation modes of Distribution Network to increase DG integration”, *IEEE PES General Meeting*, juillet 2010, Minneapolis.

[CIV-2] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Caire, R., Raison, B., Hadjsaid, N., and Kiény, C., “Design of a flexible architecture to integrate renewables in electric distribution grids”, *IEEE PES General Meeting*, juillet 2011, Detroit.

[CIV-3] **Alvarez-Herault, M.-C.**, and Mallet, P., “Distribution network planning under uncertainties”, *IEEE PES General Meeting*, juillet 2017, Chicago, 76nvitee76tion 76nvitee pour la panel session “Distribution Planning Under Uncertainties”.

[CIV-4] **Alvarez-Herault, M.-C.**, “SMARt grids Parc Naturel (French demonstration project): Integrating photovoltaic production in natural parks”, *IEEE PES General Meeting*, août 2019, Atlanta, présentation invitée pour la panel session “Planning and operation of future active distributions grids”.

VIII.2.f Conférences nationales invitées pour des GDR

[CNV-1] **Alvarez-Herault, M.-C.**, “La flexibilité au service du réseau électrique”, 25 juin 2020 pour le GT ANRT/SNRE en visio (en raison de la COVID-2019).

VIII.2.g Vulgarisation

[V] **Alvarez-Herault, M.-C.**, Raison, “Le transport de l'électricité”, chapitre N°16 du livre “*L'énergie à découvert*”, édition CNRS, pp. 74-75, 21/03/2013.

VIII.3 Encadrement doctoral et scientifique

Catégorie	Nombre
Post-doctorants	3
Thèses soutenues	5
Thèses en cours	7
Ingénieurs de recherche	2

Stages de M2	11
Stages de M1	4

VIII.3.a Thèses soutenues⁸

[TH-1] Victor Gouin, “Evaluation de l’impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d’insertion de production décentralisée et de charges flexibles”, 11/12/2012-17/11/2015, AMI ADEME GreenLys.

- *Encadrement* : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 70 %, Bertrand Raison 30%.
- *Publications avec le doctorant* : RICL-7, RICL-10, CICL-5, CICL-8 et CICL-9.
- *Statut actuel du doctorant* : fondateur et expert en réseaux électriques intelligents, Roseau Technologies.

[TH-2] Aurel Garry, “Intégration des incertitudes liées à la production et à son effacement sur les méthodes de planification des réseaux”, 16/09/2013-15/09/2016, chaire industrielle Smartgrids Enedis.

- *Encadrement* : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 35 %, Florent Cadoux 35% et Nouredine Hadjsaid 30%.
- *Publications avec le doctorant* : RICL9, RICL12, CICL4 et CIV-3.
- *Statut actuel du doctorant* : ingénieur EDF R&D département MIRE.

[TH-3] Vannak Vai, “Planification du réseau de distribution avec intégration des sources d’énergie renouvelable – Cas du réseau du Cambodge”, 15/09/2014 – 24/09/2017, bourse du Cambodge, co-encadrement avec l’ITC (Institut Technologique du Cambodge).

- *Encadrement* : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 70 %, Bertrand Raison 30%.
- *Publications avec le doctorant* : RICL 11, RICL14, CICL-10, CICL-11, CICL-12, CICL-13, CICL-14.
- *Statut actuel du doctorant* : enseignant chercheur à l’ITC.

[TH-4] Ahmed Hadjsaid, “Techniques de planification des réseaux basse tension avec l’évolution vers les smart-grids”, 01/10/2013-31/01/2018, bourse ministérielle.

- *Encadrement* : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 35 %, Vincent Debusschere 35% et Raphael Caire 30%.
- *Publications avec le doctorant* : RICL-13, CICL 7, CICL-16, CICL-20 et CICL-22.
- *Statut actuel du doctorant* : ingénieur chez Yélé.

[TH-5] Mahana Bernier, “Solutions smart grid innovantes pour l’intégration massive de la production photovoltaïque au réseau public de distribution en zone rurale”, 01/06/2016 – 02/07/2019, chaire industrielle Smartgrids Enedis.

- *Encadrement* : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 35 %, Florent Cadoux 35% et Nouredine Hadjsaid 30%.
- *Publications avec le doctorant* : CICL-17.

⁸ Les attestations sur l’honneur d’encadrement sont données en annexes

Statut actuel du doctorant : ingénieur au département planification, Enedis Paris La Défense.

VIII.3.b Thèses en cours

[TH-6] Ildar Daminov, “Nouvelles approches de la planification du réseau flexible actif”, 01/09/2017 – 31/08/2020, thèse en cotutelle avec l’Université de Tomsk (Russie).

- *Encadrement* : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 50 %, Raphaël Caire 50%.
- *Publications avec le doctorant* : RICL-15, RICL-16, RICL-17, CICL-15 et CICL-19.

[TH-7] Kimsrornn Khon, “Planification des architectures de micro-réseaux ruraux DC basse tension en présence de PV et de stockage”, 01/10/2018 – 30/09/2021, bourse du Cambodge, co-encadrement avec l’ITC.

- *Encadrement* : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 50 %, Bertrand Raison 50%.

[TH-8] Pierre Laize, “Gestion des risques des processus de planification des réseaux BT dans un contexte Smart Grid”, 01/01/2019 – 31/12/2022, CIFRE EDF R&D.

- *Encadrement* : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 50 %, Raphaël Caire 50%.

[TH-9] Rafael Manzano Silva, “Planification multicritères sous incertitudes de micro-réseaux interconnectés dans un contexte d’intégration massive de renouvelable”, 01/04/2019 – 31/03/2022, contrat doctoral fléché, thèse abandonnée fin mars 2021.

- *Encadrement* : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 35 %, Vincent Dubusschere 35% et Nouredine Hadjsaid 30%.

[TH-10] Jean-Pierre Dib, “Planification long terme des Smart Grids: intégration des leviers de flexibilité dans les prises de décisions d’investissements sous forte incertitudes”, 01/04/2019 – 31/03/2022, contrat doctoral.

Encadrement : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 33 %, Oana Ionescu-Riffaud 33% et Bertrand Raison 33%.

[TH-11] Lucas Richard, “Développement de micro-réseaux solaires à courant continu avec moyens de production et stockage décentralisés au service de l’électrification latérale de l’Afrique rurale”, 05/10/2020 – 04/10/2023, CIFRE Nanoé.

Encadrement : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 30 %, David Frey 40 % et Bertrand Raison 30%.

[TH-12] Heitor Farias De Barros “ Planification de réseaux de distribution mixtes AC/DC”, 01/02/2021 – 31/01/2024, projet Carnot ADDP.

Encadrement : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 50 et Bertrand Raison 50%.

[TH-13] Guilherme Ramos Milis “ Apport des mesures des compteurs Linky pour la connaissance des charges du réseau de distribution”, 01/02/2021 – 31/01/2024, chaire Enedis.

Encadrement : Marie-Cécile Alvarez-Hérault 50 et Raphaël Caire 50%.

VIII.3.c Ingénieurs de recherche

[I-1] Victor Gouin, “Amélioration de la robustesse de la fonction de reconnaissance de réseau”, projet Smartsan, 5 mois du 18/10/2011 – 25/03/2012, encadrement 100 %, financé par Schneider Electric.

[I-2] Victor Gouin, “MV planning tool”, 8 mois du 10/04/2012 - 10/12/2012, encadrement 100 %, projet européen SMART POWER de la KIC INNOENERGY.

VIII.3.d Post-doctorants

[PD-1] Ngoc Hai BUI, “Control of distribution grids with large amounts of distributed generation”, 7 mois (juin-décembre 2012), encadrement 100 %, projet européen SMART POWER de la KIC INNOENERGY.

[PD-2] Thai Phuong DO, “Planification long terme des réseaux de distribution ruraux”, 1 an (mai 2013 – mars 2014), encadrement 100 %, projet européen SMART POWER de la KIC INNOENERGY et CICL-21.

[PD-3] Egor Gladkikh, “Development of a long term planning tool for electrical distribution network using stochastic modelling”, 13 mois (17/11/2014 – 31/12/2015), encadrement 100 %, projet européen EVOLVDSO.

VIII.3.e Stages de M2 ou de durée longue (5-6 mois)

[SM2-1] Fazlolah Naseri, “Optimisation de l’architecture des réseaux de distribution ruraux pour favoriser l’insertion de production décentralisée d’énergie”, fev-juin 2011, encadrement 100%.

[SM2-2] Victor Gouin, “Caractérisation du taux maximal d’insertion de production décentralisée dans un réseau de distribution”, fev-juin 2011, encadrement 100%.

[SM2-3] Mathieu Quénard, “Conception d’un outil de simulation de planification des réseaux électriques”, fev-juin 2011, encadrement 100%.

[SM2-4] Quentin Alloin, Réseaux électriques intelligents : faisabilité technico-économique d'un réseau électrique reconfigurable pour l'intégration du consommateur actif”, fev-juin 2011, encadrement 100%.

[SM2-5] Arne Van Stiphout, “Influence des gestions du plan de tension sur la planification des RPD HTA”, fev-juin 2012, encadrement 50%.

[SM2-6] Noel Jempson, “Intérêt du limiteur de courant pour le bouclage/maillage des réseaux de distribution”, fev-juin 2013, encadrement 50%, projet européen ECCOFLOW.

[SM2-7] Ahmed Hadjsaid, “Étude comparative de solutions Smart-Grids pour l’intégration des énergies renouvelables sur le réseau de distribution”, fev-juin 2013, encadrement 50 %.

[SM2-8] Matteo Atzori, “Technical and economic interest of using superconducting fault current limiter to mesh the distribution network to increase distributed generation connection”, fev-juin 2014, encadrement 100%.

[SM2-9] Farhan Farruk, “Stochastic optimization of long-term distribution network planning under uncertainties using real option values”, fev-juin 2019, encadrement 50%.

[SM2-10] Francisco Emmanuel Eleuterio De Loredo, “Gestion de la tension sur les réseaux basse tension au moyen de compensateurs de puissance réactive en électronique de puissance”, fev-juin 2020, encadrement 33%.

[SM2-11] Kanika Yon, “Optimal Sizing and Sizing Of Photovoltaic and Battery Energy Storage in Low-Voltage Distribution System”, fev-juillet 2020, encadrement 50 %.

VIII.3.f Stages de M1 ou de M2 de durée courte

[S-1] Bhargav-Prasanna Swaminathan, “A technical and economic study of different solutions for insertion of distributed generation into distribution grids”, stage de M1, juin-juillet 2013, 10 semaines, encadrement 100%, ECCOFLOW.

[S-2] François Dannet, “Tests et propositions d’amélioration d’un TP de 3^{ème} année, scénarios de consommation et de production, expérimentation sur la plateforme PREDIS du G2Elab”, stage de M1, juin-juillet 2014, 10 semaines, encadrement 100%.

[S-3] Radu Plamanescu, “Evaluating the supportability level of distribution networks for integration of electrical vehicles – application to the PREDIS distribution network”, stage de M2, mai-juillet 2016, 3 mois, encadrement 100%, Erasmus.

[S-4] Guilherme ramos milis, “Topological evolution of LV networks in a context of strong PV insertions”, stage de M1, mi jui- mi août 2019, 10 semaines, encadrement 100%.

VIII.4 Diffusion scientifique (rayonnement et vulgarisation)

VIII.4.a Reviewing d’articles de conférences et de revues internationales (25) et chairman de session (1)

Nom	Type	Nombre et année ⁹
IEEE Transactions on Power Systems (TPS)	RICL	7 (2 en 2015, 1 en 2016 avec deux révisions, 2 en 2017 et 2 en 2018)
Elsevier Sustainable Energy, Grids and Networks (SEGAN)	RICL	1 en 2018
Proceedings of the IEEE	RICL	1 (1 ^{ère} révision en 2017 et 2 ^{ème} révision en 2018)
Elsevier - International Journal of Electrical Power and Energy Systems (IJPES)	RICL	1 en 2012
IEEE PowerTech	CICL	15 (6 en 2013, 4 en 2015 et 5 en 2019)

- **Chairman de la session poster** “Planning and operation of Power Systems under Market Condition – Electricity Market and Pricing Mecanism”, 10 posters, le 24 juillet 2019 lors de la conférence IEEE PowerTech 2019 à Milan.

VIII.4.b Participation à des comités scientifiques nationaux et internationaux

- **Présentation orale invitée au GT ANRT/SNRE** le 25 juin 2019 (CNV-1).
- **Membre du groupe de travail Cigre C1/C6-37** depuis 2018 intitulé “Optimal Transmission and Distribution Investment Decisions Under Increasing Energy Scenario Uncertainty”, 24 experts mondiaux, co-auteur de la CICL-18.

⁹ La liste des publications reviewées est donnée en annexe

- **Rapporteur de la thèse** de Matteo Troncia intitulée « Multicriteria methodologies for the appraisal of smart grid projects when flexibility competes with grid expansion », 2021. Rapport de présoutenance envoyé le 8 février 2021. Date de soutenance inconnue.

VIII.4.c Invitation à des conférences et rédaction d'ouvrage

- 4 conférences invitées IEEE PES General Meeting (CIV-1 à CIV-4).
- 4 chapitres d'ouvrage (CL-1 à CL-4).

VIII.4.d Prix

- Prix de thèse IEEE PES chapitre français en 2010.
- Troisième prix décerné au doctorant Vannak Vai au concours du meilleur poster de recherche aux journées de la recherche France-Cambodge organisées à l'ambassade de France à Phnom Penh le 30 mars 2018 sur le thème "réseau de distribution électrique".

VIII.4.e Vulgarisation

- **Responsable** du montage pédagogique et financier d'une **formation smartgrids** dans le cadre du Campus des métiers et des qualifications "Grenoble Energie Campus" labellisé par le ministère à **destination des enseignants du lycée Pablo Neruda**, mars-juin 2015. L'objectif de la formation était de vulgariser le concept de smartgrids et de présenter les derniers développements académiques et industriels afin que les enseignants puissent sensibiliser leurs élèves à ce domaine.
- **Montage et tournage** d'un **MOOC** sur les smartgrids ouvert le 25 avril 2017 et réédité tous les ans (5430 personnes inscrites en 2017, 3579 en 2018, 4630 en 2019 et en libre accès sans inscription en 2020). <https://www.fun-mooc.fr/courses/course-v1:grenoblealpes+92005+session01/about>
- **Co-organisation d'une école d'été internationale SENSE de la KIC InnoEnergy** à Grenoble en 2015 et 2017 (environ 20 étudiants). Organisation et direction d'un bureau d'étude avec expérimentation sur les développements actuels des smartgrids sur la plateforme expérimentale PREDIS (Production Réseau d'Energie DISTRIBUTUÉE) du laboratoire G2Elab.
- **Développement de la plateforme PREDIS du G2Elab** depuis 2012: financement via le projet européen SMART POWER INNOENERGY (environ 20 k€), développement technique en collaboration avec deux ingénieurs de recherche du G2Elab (Antoine Labonne et Thierry Braconnier), transfert vers l'enseignement des élèves ingénieurs (ENSE3 et INSA de Lyon), masters internationaux (SGB, ENTECH), externes (Pablo Neruda, KIC Innoenergy), formation d'industriels (CEA INES) et démonstrations lors de visites (industrielles, HCERES). Dissémination scientifique : RICL-3 et CI-2.

VIII.4.f Comités de sélection

VIII.4.f.i Internes en local

- **Présidente du jury d'admission** pour le grade d'Ingénieur de Recherche 2^{ème} classe Grenoble INP BAP C répondant au profil "Expert-e en développement d'expérimentation" le 25/09/2019.
- **Membre du COS 63 MCF 609 Grenoble INP** en 2020 intitulé "Modélisation multi-échelle et transverse en vue de l'étude de la résilience des réseaux électriques".

VIII.4.f.ii Externes

- **Vice-Présidente du COS 63 MCF 0092 Université de Corse** prévu entre du lundi 12 avril au 17 mai 2021.

VIII.4.g Direction d'ouvrage

- **Rédaction en cours d'un ouvrage intitulé « Planification des réseaux de distribution - Intégration des ressources distribuées d'énergie, des sources de flexibilité et de la digitalisation »** en collaboration avec Schneider Electric (Trinidad Chardin-Segui et Alain Malot), Roseau Technologies (Victor Gouin), Enedis (Jérôme Coulet), et le Lawrence Berkeley National Laboratory (Jonathan Coignard). Date de sortie estimée : automne 2021.

VIII.5 Responsabilités scientifiques

VIII.5.a Plan local

- **Membre nommé au conseil de laboratoire de 2014 à 2020 puis membre élue depuis 2021** pour représenter mon équipe, mais également le corps des maîtres de conférences. Participation aux votes pour les différentes décisions stratégiques du laboratoire.

VIII.5.b Plan national

- **Membre élu au CNU 63ème section** en octobre 2019 pour le mandat 2020 – 2024.
- **Secrétaire générale** du conseil scientifique l'association Think SmartGrids depuis 2019. Objectifs de l'association : développer la filière réseaux électriques intelligents en France et la promouvoir en Europe et à l'international. Reporting et co-rédaction de feuilles de route.
- **Participation à deux comités scientifiques nationaux :**
 - **Membre expert ANCRE du GP10 - Réseaux d'énergies et stockage associés** depuis janvier 2020. Préparation de la conférence invitée CNV-1, rédaction de l'annexe 1 du rapport ANRT/SNRE sur le thème « Stockage d'énergie et moyens de flexibilité » (à paraître) et rédaction en cours de la feuille de route R&D de l'ADEME intitulée « Décarbonation et trajectoires énergétiques à l'horizon 2050 ».
 - **Représentante-animatrice pour l'ANCRE et le CNRS pour le GT ANRT/SNRE** depuis décembre 2018. Activités du groupe : réflexions autour de thèmes clés dans le domaine de l'énergie et rédactions de recommandations disponibles sur le site de l'ANRT : <http://www.anrt.asso.fr/fr/snre-32334>
 - Rapports de synthèse intitulés “Contribution à la stratégie nationale de la recherche sur l'énergie (SNRE)”. Thème 2019 : la modélisation systémique (rapport paru) et thème 2020 : la flexibilité du système électrique (rapport à paraître).
 - 10 priorités stratégiques de R&D sur l'énergie pour la relance de la France.
- **Membre du conseil scientifique de la chaire industrielle Smartgrids Enedis depuis 2015 et future titulaire à partir de 2021 (renouvellement en cours):** construction de

la feuille de route, montage et encadrement de thèse.
<http://fondation-grenoble-inp.fr/nos-actions/contribuer-developpement-recherche/chaire-smartgrids/>

VIII.5.c Plan international

- **Convener (animatrice) du groupe de travail CIRED 2019-5** “Monitoring and Control of LV networks” depuis septembre 2019 réunissant 12 experts mondiaux académiques et industriels. Un article de conférence accepté pour la conférence CIRED 2021 qui aura lieu du 20 au 23 septembre 2021 à Genève. Titre : “A survey based on the state of the art and perspectives in the monitoring and the control of LV networks”.
<http://www.cired.net/cired-working-groups/monitoring-and-control-of-lv-networks-wg-2019-5>
- **Secrétaire (juillet 2019-juillet 2020) puis vice-chair depuis août 2020 du groupe de travail IEEE PES General Meeting**, “Modern and future Distribution System Planning Working Group” réunissant une quarantaine d’experts mondiaux. Animation du groupe et co-organisation de panel sessions sur des thématiques émergentes. Une panel session proposée pour la conférence IEEE General Meeting de 2021: “Future Distribution System Planning using Microgrids and Stand-Alone Power Systems”.
- **Responsable française du thème de la planification des réseaux de distribution du GDRI (CNRS) avec NTU Singapour** depuis 2016 (plus de 25 partenaires français autour de l’énergie, des énergies renouvelables et des réseaux électriques intelligents). Un séminaire à Singapour en décembre 2017, montage d’une thèse avec NTU en cours sur le sujet “Integration of prosumers and self-consumption in planning rules, impact on losses and other technico-economical balances of energy communities” (recherche de candidats Singapouriens en cours).
- **Membre du comité d’organisation de la conférence internationale IEEE PowerTech en 2013 à Grenoble** (700 personnes) : co-organisation des sessions orales, accompagnement lors des visites techniques, organisation du dîner de gala et des visites non techniques.

VIII.5.d Relations internationales au niveau de la recherche et de la valorisation suivies et concrétisées

- **CRCT au laboratoire LBNL (Berkeley, Californie, Etats-Unis)**, année universitaire 2016 – 2017 : collaboration de projets, envoi de deux stagiaires français (Pierre-Yves Garcia en 2018 et Axel Rasse en 2019), co-rédaction d’un livre en cours.
- **Accueil d’une doctorante invitée** (Silvia Corigliano) de l’école Polytechnique de Milan du 6 au 10 janvier 2020 pour le montage d’une collaboration entre nos deux universités.
- **Participation et montage de contrats européens**

Acronyme	Durée	Type	Montant	Responsable/participante
SMART POWER	01/01/2011 au 31/12/2013	Innoenergy	Environ 150 k€	Responsable et participante
EVOLVDSO	01/09/2013 au 31/12/2016	FP7	305.32 k€	Participante
FINSENY	01/04/2011 au 30/04/2013	FP7	198.284 k€	Participante

ECCOFLOW	01-01-2010 au 31-12-2013	FP7	183.364 k€	Participante
-----------------	-----------------------------	-----	------------	--------------

- **SMART POWER (KIC Innoenergy)**
 - *Partenaires* : ABB SCHWEITZ AG, ALL, CITCEA-UPC, Grenoble INP, IREC, KTH, KU Leuven, KUL-KTH, Scottish Power, STRI, TECNALIA, TU Eindhoven, UPC.
 - *Missions* : montage du projet, responsabilité du contrat côté France, encadrement de 2 post-docs et d'un ingénieur de recherche, financement de matériels pour la plate-forme expérimental PREDIS du G2Elab, reporting et rédaction de livrables.
- **EVOLVDSO (Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks)**
 - *Partenaires* : Enel, EDP, Enedis, ESB, RWE, RTE, Energinet DK, EDSO for smart grids, Cybergrid GmbH Austria, Energy Pool, INESC Porto, Grenoble INP, RSE, RWTHAachen, University College Dublin, VITO NEV.
 - *Missions* : travail en particulier avec l'Allemagne (institut de recherche RWTHAachen et un distributeur d'électricité RWE). Encadrement d'un post doct, reporting et rédaction de livrables.
 - *Informations sur le projet* : <https://cordis.europa.eu/article/id/170030-new-grids-on-the-block-sparking-the-energy-evolution>
- **ECCOFLOW (Development and field test of an efficient YBCO Coated Conductor based Fault Current Limiter for Operation in Electricity Networks)**
 - *Partenaires* : Endesa, VSE, RWE, Vattenfall, a2a, Air Liquide, le CNRS, le Consejo Superior de Investigaciones Cientificas, l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, l'Institut de Génie Electrique de l'Académie des Sciences de Slovaquie, l'Institut de Technologie de Karlsruhe, la Fondation LABEIN-Tecnalia et Ricerca sul Sistema Energetico.
 - *Missions* : travaux de recherche sur l'intérêt technique et économique des limiteurs de courant supraconducteurs pour les réseaux de distribution en collaboration avec une doctorante du G2Elab (Camille Gandioli). Dissémination via RICL-5, RICL-6 et CICL-3.
 - *Informations sur le projet* : <https://cordis.europa.eu/project/id/241285/fr>
- **FINSENY (Future INternet for Smart ENergy)**
 - *Partenaires* : 35 (équipementiers : 9 dans le domaine des Technologies de l'Information et de la Communication (TIC) et 5 dans le domaine de l'énergie), 6 distributeurs d'électricité, une association de distributeurs, 3 opérateurs de réseau de télécommunication, 4 PME et 5 universités, instituts de recherche et centres de R&D.
 - *Missions* : Définition des cas d'étude réseau électrique nécessitant des TIC avec définition des objectifs et contraintes, reporting et rédactions de livrables.

Informations sur le projet : <https://cordis.europa.eu/project/id/285135>

VIII.5.e Participation et montage de contrats nationaux

Acronyme	Durée	Type	Montant	Responsable/participante
SE_GOUIN	01/10/2011 au 31/03/2012	Contrat Industriel (Schneider)	43.5 k€	Responsable
GreenLys	21/05/2012 au 21/05/2016	AMI ADEME	1169.732 k€	Participante
Chaire Enedis (thèse d'Aurel Garry)	01/09/2013 au 31/08/2016 (36 mois)	CIFRE	240.6 k€	Participante
Projet SMAP via la Chaire Enedis	27/04/2016 au 31/05/2019 (36 mois)	CIFRE	240.6 k€	Co-responsable et participante
Accompagnement de la thèse P.LAIZE (EDF R&D)	01/01/2019 au 31/12/2021	CIFRE	70 k€	Co-responsable et participante
PlanEr	Février 2020- janvier 2021	PEPS CNRS	12 000€	Responsable
ADDP	Du 04/01/2021 au 31/12/2023	Carnot	142 k€	Responsable
Accompagnement de la thèse de L. Richard (Nanoé)	Du 05/10/2020 au 04/10/2023	CIFRE	70 k€	Participante

- **SE_GOUIN (Etude de l'amélioration de la robustesse de la fonction de reconnaissance de réseau Smartscan)**
 - *Partenaires* : Schneider Electric.
 - *Missions* : encadrement de l'ingénieur I-1 pour l'amélioration de la robustesse d'un algorithme de reconstruction topologique de réseau basse tension et co-rédaction du BRE-2.
- **GreenLys**
 - *Partenaires* : Enedis, GDF SuezSchneider, GEG, Grenoble INP, CEA, Atos Worldgrid, RTE, LEPII, Alstom Grid, Hespul, RAEE.
 - *Missions* : encadrement de la thèse de Victor Gouin, rédaction de livrables, participation aux réunions du lot sur la planification.
- **Chaire Enedis (thèse d'Aurel Garry)**
 - *Partenaires* : Enedis.
 - *Missions* : encadrement de la thèse d'Aurel Garry et co-rédaction de livrables.
- **SMAP (smart grid par naturel)**
 - *Partenaires* : Enedis, AURAE, SAS Centrales villageoises de la région de

Condrieu, Parc naturel du Pilat, SYDER, Hespul, commune des Haies, Grenoble INP, Atos Grid, Nexans.

- *Missions* : encadrement de la thèse de Mahana Bernier, co-rédaction de livrables et participation à des journées de restitutions des étapes clés du projet.
- **PlanEr (Planification des réseaux électriques de distribution en sous-systèmes îlotables pour optimiser l'utilisation de ressources d'énergie renouvelables)¹⁰**
 - *Partenaires* : GeePs (Génie électrique et électronique de Paris) et G2Elab.
 - *Missions* : planification de microgrids grâce à des véhicules électriques pour fournir des services au réseau électrique.

- **ADDP (AC DC MV Distribution Planning)**

- *Partenaires* : G2Elab et CEA INES (LSPV et LSEI).

Missions : encadrement d'une thèse sur les micro-réseaux DC moyenne tension et mise en place d'un banc expérimental.

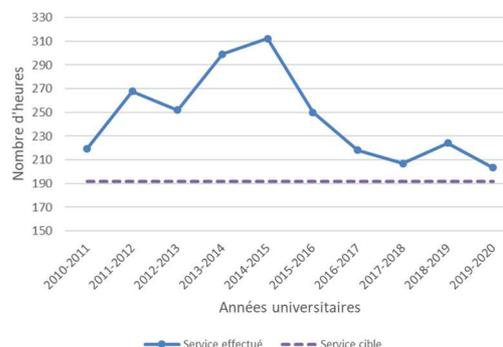
VIII.5.f Expertises

- **Expertise de la thèse d'Eloïse Dutrieux pour le prix Paul Caseau 2016**, prix décerné chaque année à trois jeunes chercheurs par l'Académie des Technologies et EDF.
 - *Titre de la thèse* : 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.
 - *Date de soutenance de la thèse* : 3 novembre 2015.
- **Expertise du projet Research Grants Council en 2019 N°15223519.**
 - *Titre du projet* : Optimal Planning and Operation of Integrated Energy Systems with High Renewables.
 - *Subvention demandée*: 930 k\$.
 - *Durée du projet* : 36 mois.

VIII.6 Partie enseignement

VIII.6.a Service d'enseignement

Le graphique ci-dessous montre le service d'enseignement effectué depuis ma prise de poste.



¹⁰ Ce projet devait financer le déplacement (annulé en raison du COVID-19) du doctorant Rafael Martins Manzano Silva au GeePs ainsi qu'une conférence (reportée en raison du COVID-19).

Il inclut diverses décharges : 2 congés de maternité sur les années universitaires 2012-2013 et 2015-2016, 1 CRCT sur l'année 2016-2017 et des PRP pour des responsabilités au sein de l'école depuis 2010 (entre 10 et 44 heures selon les années). Entre 2010 et 2016, mon service était plutôt élevé, dépassant le service cible en moyenne de 39 % et avec une pointe à 63 % sur l'année universitaire 2014-2015. Depuis, 2016, mon service reste proche des 192 heures (dépassement inférieur à 11%).

VIII.6.b Responsabilités pédagogiques

- **Responsable du master recherche EEATS ENEL (ENergie ELectrique)** de 2011 à 2016 (entre 6 et 12 étudiants par promotion). Analyse des dossiers de recrutement, construction de la maquette pédagogique et de l'emploi du temps, collecte et diffusion de sujets de stage du laboratoire et organisation et présidence du jury de fin d'année.
- **Co-Responsable de la troisième année de la filière IEE (entre 50 et 60 étudiants chaque année)** de l'ENSE3 de juillet 2013 à juillet 2019 et en particulier branche Power Systems (environ 30 étudiants par promotion) : gestion, création des maquettes pédagogiques, construction de l'emploi du temps, suivi de PFE. En particulier, construction de la nouvelle maquette de la filière réseau électrique lors de la réforme pédagogique demandée par la CTI pour la rentrée 2015. Passage d'un fonctionnement de filière classique à un fonctionnement modulaire ouvert à d'autres formations.
- **Responsable de 4 modules pédagogiques** de 2015 à 2019 comprenant la définition des enseignements, la gestion des emplois du temps, des enseignants et des notes.
 - Module "Microgrids, Smartgrids et Supergrids", environ 70 étudiants internationaux,
 - Module "Modelling and operation of electrical grids", environ 40 étudiants internationaux,
 - Module "Dimensionnement et Protection des réseaux électriques", environ 31 étudiants, montage de 60h de formation avec les industriels Enedis, Schneider Electric et RTE. Organisation de visites techniques : centre de conduite et poste d'Enedis à Chambéry, dispatching et poste de transformation RTE sur Lyon.
 - Module "Power systems 1 - réseaux et usages", environ 30 étudiants.
- **Responsable de la plate-forme PICORE informatique (G2ELab/Grenoble INP) intégrée à la structure PREDIS** (voir section VIII.4.e). Définition du cahier des charges des développements techniques, informatiques et pédagogiques nécessaires et en particulier ceux en lien avec la formation et la recherche sur le réseau de distribution de PREDIS. Travail en collaboration avec deux ingénieurs et une grosse équipe pour la remise en route et l'adaptation pédagogique.

Chapitre IX

Annexes

IX.1 Annexe 1 : Formulation mathématique du problème de planification

Soit X la variable de décision, de dimension $5n_{tot} \times n_{tot}$, définie par les équations (6) à (10). X décrit la topologie du réseau c'est-à-dire l'emplacement des lignes, la section des conducteurs, leurs nombres, l'emplacement des OMT (dans le cas d'un réseau bouclable mais exploité radial) et l'emplacement et le type de DER et flexibilités.

$\forall (r, s) \in [1; n_{tot}]^2, \alpha \in [1; N_{ty}], \beta \in [1; N_{tr}], \gamma \in [1; N_{DER/FLEX}]$, si les nœuds r et s sont connectés directement et $r < s$ alors

$$X(r, s) = \begin{cases} 1 \\ 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (6)$$

$$X(n_{tot} + r, s) = \begin{cases} \alpha \\ 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (7)$$

$$X[2n_{tot} + r, s] = \begin{cases} \beta \\ 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (8)$$

$$X[3n_{tot} + r, s] = \begin{cases} 1 \text{ si présence d'un OMT} \\ 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (9)$$

$$X[4n_{tot} + r, 4n_{tot} + r] = \begin{cases} \gamma \text{ si présence d'une DER ou flexibilité de type } \gamma \text{ au nœud } r \\ 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (10)$$

n_{tot}	Nombre total de postes de distribution et de postes sources du réseau électrique
α	Indice de la section de conducteur utilisée
N_{ty}	Nombre maximal de sections possibles
β	Nombre de conducteurs dans une même tranchée ou même pylône
N_{tr}	Nombre maximal de conducteurs par tranchée
$N_{DER/FLEX}$	Nombre solutions de type DER/FLEX

La fonction objectif de l'équation (1) à minimiser peut s'écrire avec les équations (11) à (17).

$$f(X) = \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+i)^t} \left[w_1 \times (CAPEX_{conducteurs}(X) + CAPEX_{équipements}(X) + CAPEX_{DER/FLEX}(X)) \right. \\ \left. + w_2 \times (OPEX_{pertes}(X) + OPEX_{fiabilité}(X) + OPEX_{DER/FLEX}(X)) \right] \\ + w_3 \times f_{PL}(X) \quad (11)$$

$$CAPEX_{conducteurs}(X) \\ = \sum_{r=1}^{n_{tot}} \sum_{s=r+1}^{n_{tot}} \left[d_{rs} \times X(r, s) \right. \\ \left. \times [C_{cond}(X(n_{tot} + r, s)) \times X(2n_{tot} + r, s) + C_{tr}(X(2n_{tot} + r, s))] \right] \quad (12)$$

$$CAPEX_{équipements}(X) = \sum_{r=1}^{n_{tot}} \sum_{s=r+1}^{n_{tot}} \left[d_{rs} \times X(r, s) \times [C_{OMT} \times X(3n_{tot} + r, s)] \right] \quad (13)$$

$$CAPEX_{DER/FLEX}(X) = \sum_{r=1}^{n_{tot}} \sum_{s=r+1}^{n_{tot}} C_{DER/FLEX} \times (X(4n_{tot} + r, 4n_{tot} + r)) \quad (14)$$

$$OPEX_{pertes}(X) = \sum_{r=1}^{n_{tot}} \sum_{s=r+1}^{n_{tot}} \left[C_p \times 3 \times \frac{R(X(n_{tot} + r, s))}{X(2n_{tot} + r, s)} \times I_p(r, s)^2 \right] \quad (15)$$

$$OPEX_{fiabilité}(X) = \sum_{r=1}^{n_{tot}} \sum_{s=r+1}^{n_{tot}} \left[C_{END} \times \tau_{rs}(X(n_{tot} + r, s)) \times d_{rs} \times X(r, s) \times T_{moy}(r, s) \right. \\ \left. \times P_{moy}(r, s) + C_{PC} \times \tau_{rs}(X(n_{tot} + r, s)) \times d_{rs} \times X(r, s) \times P_{moy}(r, s) \right] \quad (16)$$

$$OPEX_{DER/FLEX}(X) = \sum_{r=1}^{n_{tot}} \sum_{s=r+1}^{n_{tot}} C_{FF} \times (X(4n_{tot} + r, 4n_{tot} + r)) + C_{FV} \\ \times (X(4n_{tot} + r, 4n_{tot} + r)) \times E_F(X(4n_{tot} + r, 4n_{tot} + r)) \quad (17)$$

t	Indice des années
N	Période d'étude (années)
w ₁ , w ₂ et w ₃	Coefficients de pondération de la fonction objectif
i	Taux d'actualisation (%)
d _{rs}	Longueur de conducteur utilisé pour relier le poste r au poste s (en km)
C _{cond}	Coût du conducteur en fonction de sa section (en k€/km)
C _{tr}	Coût annexe à la pose des lignes (tranchées, pylônes entre autres) en fonction du nombre de conducteurs pour une même ligne (k€/km)
C _{OMT}	Coût d'un organe de manœuvre télécommandé utilisé pour rendre le réseau radial (k€/unité),
C _p	Coût des pertes à la pointe (k€/kW),
R	Résistance des lignes en fonction de leur section (en Ω),
I _p (r,s)	Courant circulant dans la ligne reliant le poste r au poste s à la pointe (en kW)
C _{END}	Coût de l'énergie non distribuée (en k€/kWh),
τ _{rs}	Taux de défaillance de la ligne rs
T _{moy} (r, s)	Temps moyen de coupure de la ligne reliant le poste r au poste s (en min)
P _{moy} (r, s)	Puissance moyenne de coupure de la ligne reliant le poste r au poste s (en kW),
C _{PC}	Coût des coupures (en k€/kW)
N _z	Nombre de zones devant avoir le même PL
C _{FF}	Coût de rémunération fixe d'un service fourni par une DER ou une flexibilité (k€)
C _{FV}	Coût de rémunération variable d'un service fourni par une DER ou une flexibilité (k€/kWh)
E _F	Energie totale de DER ou flexibilité fournie au réseau (kWh)

Le problème d'optimisation est soumis aux contraintes suivantes:

- Contraintes topologiques

L'équation (18) traduit le fait qu'il ne peut y avoir d'OMT et de sections de câbles sélectionnés que sur les lignes choisies par l'algorithme. Ensuite, si le réseau doit être radial alors tous les postes de distribution sont alimentés par un seul poste source. Dans un réseau constitué de n_D postes de distribution et n_S postes sources alors le nombre de lignes totales d'un réseau radial sera n_D ce qui est traduit par l'équation (19). L'équation (20) traduit le fait qu'aucun postes de distribution ou postes sources n'est isolé.

$$\forall (r, s) \in [1; n_{tot}]^2, \text{ si } X(r, s) \neq 0 \rightarrow X(k \times n_{tot} + r, s) \neq 0 \text{ et si } X(r, s) = 0 \rightarrow X(k \times n_{tot} + r, s) = 0, k \in [1; 3] \quad (18)$$

$$\sum_{r=1}^{n_{tot}} \sum_{s=1}^{n_{tot}} X(r, s) - \sum_{r=3n_{tot}+1}^{4n_{tot}} \sum_{s=3n_{tot}+1}^{4n_{tot}} X(r, s) = n_D \quad (19)$$

$$\forall r \in [1, n_{tot}], \exists s \in [1, n_{tot}], s > r \text{ tq } X(r, s) = 1 \quad (20)$$

- Loi de Kirchhoff équilibrée

$$\forall (r, s) \in [1; n_{tot}]^2, \text{ si } r \text{ est connectée à } s, \quad \underline{I}(r, s) = \frac{(V_r \cos \theta_r - V_s \cos \theta_s) + j \times (V_r \sin \theta_r + V_s \sin \theta_s)}{Z_{rs}} \quad (21)$$

$$\forall s \in [1; n_{tot}], \begin{cases} P_r = G_{rr}(X) \times V_r^2 + \sum_{s \neq r} V_r \times V_s \times (G_{rr}(X) \times \cos(\theta_r - \theta_s) + B_{rs}(X) \times \sin(\theta_r - \theta_s)) \\ Q_r = B_{rr}(X) \times V_r^2 + \sum_{s \neq r} V_r \times V_s \times (G_{rr}(X) \times \sin(\theta_r - \theta_s) - B_{rs}(X) \times \cos(\theta_r - \theta_s)) \end{cases} \quad (22)$$

$\underline{I}(r, s)$	Courant circulant dans la ligne reliant le poste de distribution r au poste de distribution s à un instant donné
V_r et V_s	Module des tensions simples aux postes de distribution r et s,
θ_r et θ_s	Phases des tensions simples aux postes de distribution r et s par rapport à une référence fixée,
Z_{rs}	Impédance de la ligne reliant le poste de distribution r au poste de distribution s,
P_r	Puissance active consommée par le poste de distribution r
Q_r	Puissance réactive consommée par le poste de distribution r,
G	Matrice conductance du réseau électrique (dépend de X),
B	Matrice susceptance du réseau électrique (dépend de X)

- Contraintes sur le plan de tension et de courant

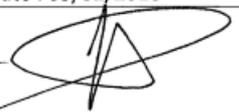
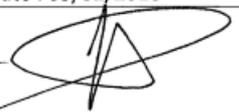
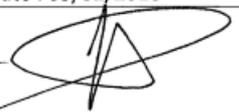
$$\forall r \in [1; n_{tot}], V_{min} \leq V_r \leq V_{max} \quad (23)$$

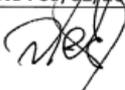
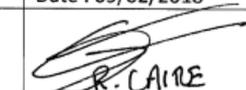
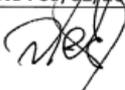
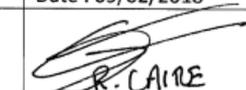
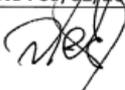
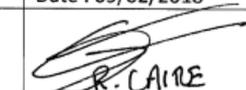
$$\forall (r, s) \in [1; n_{tot}]^2, \text{ si } X(r, s) = 1, |\underline{I}(r, s)| \leq I_{max}(X(n_{tot} + r, s)) \times X(2n_{tot} + r, s) \quad (24)$$

$$\begin{aligned} SAIDI_{min} &\leq SAIDI \leq SAIDI_{max} \\ SAIFI_{min} &\leq SAIFI \leq SAIFI_{max} \\ END_{min} &\leq END \leq END_{max} \end{aligned} \quad (25)$$

IX.2 Annexe 2 : Attestations sur l'honneur d'encadrement

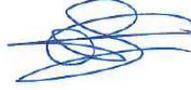
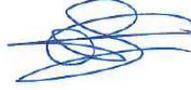
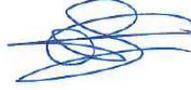
IX.2.a Thèses soutenues

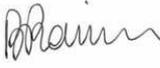
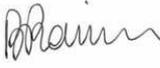
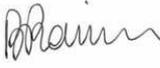
<p>Victor Gouin</p>	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cécile Alvarez-Hérault et Bertrand Raison, attestons sur l'honneur avoir co-encadré la thèse de M. Victor Gouin avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>M.-C. Alvarez-Hérault : 70%</p> <p>B. Raison: 30%</p> <table border="1" data-bbox="432 562 1054 792"> <tr> <td>M.-C. Alvarez-Hérault</td> <td>B. Raison</td> </tr> <tr> <td>Date : 05/02/2018</td> <td>Date : 05/02/2018</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	M.-C. Alvarez-Hérault	B. Raison	Date : 05/02/2018	Date : 05/02/2018					
M.-C. Alvarez-Hérault	B. Raison									
Date : 05/02/2018	Date : 05/02/2018									
										
<p>Aurel Garry</p>	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cécile Alvarez-Hérault, Florent Cadoux et Nouredine Hadjsaid, attestons sur l'honneur avoir co-encadré la thèse de M. Aurel Garry avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>M.-C. Alvarez-Hérault : 35%</p> <p>F. Cadoux : 35%</p> <p>N. hadjsaid: 30%</p> <table border="1" data-bbox="411 1115 1374 1294"> <tr> <td>M.-C. Alvarez-Hérault</td> <td>F. Cadoux</td> <td>N. Hadjsaid</td> </tr> <tr> <td>Date : 09/02/2018</td> <td>Date : 09/02/2018</td> <td>Date : 09/02/2018</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	M.-C. Alvarez-Hérault	F. Cadoux	N. Hadjsaid	Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018			
M.-C. Alvarez-Hérault	F. Cadoux	N. Hadjsaid								
Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018								
										
<p>Vannak Vai</p>	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cécile Alvarez-Hérault et Bertrand Raison, attestons sur l'honneur avoir co-encadré la thèse de M. Vannak Vai avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>M.-C. Alvarez-Hérault : 70%</p> <p>B. Raison: 30%</p> <table border="1" data-bbox="416 1563 1050 1794"> <tr> <td>M.-C. Alvarez-Hérault</td> <td>B. Raison</td> </tr> <tr> <td>Date : 05/02/2018</td> <td>Date : 05/02/2018</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	M.-C. Alvarez-Hérault	B. Raison	Date : 05/02/2018	Date : 05/02/2018					
M.-C. Alvarez-Hérault	B. Raison									
Date : 05/02/2018	Date : 05/02/2018									
										

<p>Ahmed Hadsaid</p>	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cécile Alvarez-Hérault, Vincent Debusschère et Raphael Caire, attestons sur l'honneur avoir co-encadré la thèse de M. Ahmed Hadsaid avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>M.-C. Alvarez-Hérault :35 %</p> <p>V. Debusschère : 35%</p> <p>R. Caire: 30%</p> <table border="1" data-bbox="411 465 1342 636"> <tr> <td>M.-C. Alvarez-Hérault</td> <td>V. Debusschère</td> <td>R. Caire</td> </tr> <tr> <td>Date : 09/02/2018</td> <td>Date : 09/02/2018</td> <td>Date : 09/02/2018</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	M.-C. Alvarez-Hérault	V. Debusschère	R. Caire	Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018			
M.-C. Alvarez-Hérault	V. Debusschère	R. Caire								
Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018								
										
<p>Mahana Bernier</p>	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cécile Alvarez-Hérault, Florent Cadoux et Nouredine Hadsaid, attestons sur l'honneur encadrer la thèse de M. Mahana Bernier avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>M.-C. Alvarez-Hérault : 35%</p> <p>F. Cadoux : 35%</p> <p>N. hadjsaid: 30%</p> <table border="1" data-bbox="411 976 1353 1146"> <tr> <td>M.-C. Alvarez-Hérault</td> <td>F. Cadoux</td> <td>N. Hadsaid</td> </tr> <tr> <td>Date : 09/02/2018</td> <td>Date : 09/02/2018</td> <td>Date : 09/02/2018</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	M.-C. Alvarez-Hérault	F. Cadoux	N. Hadsaid	Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018			
M.-C. Alvarez-Hérault	F. Cadoux	N. Hadsaid								
Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018	Date : 09/02/2018								
										

IX.2.b Thèses en cours

<p>Ildar Daminov</p>	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cécile Alvarez-Hérault, et Raphaël Caire, attestons sur l'honneur encadrer la thèse de M. Ildar Daminov avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>M.-C. Alvarez-Hérault : 50%</p> <p>R. Caire : 50%</p> <table border="1" data-bbox="400 1476 1043 1650"> <tr> <td>M.-C. Alvarez-Hérault</td> <td>R. Caire</td> </tr> <tr> <td>Date : 08/02/2019</td> <td>Date : 08/02/2019</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	M.-C. Alvarez-Hérault	R. Caire	Date : 08/02/2019	Date : 08/02/2019		
M.-C. Alvarez-Hérault	R. Caire						
Date : 08/02/2019	Date : 08/02/2019						
							

<p>Kimsrornn Khon</p>	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cécile Alvarez-Hérault, et Bertrand Raison, attestons sur l'honneur encadrer la thèse de M. Kimsrornn Khon avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>M.-C. Alvarez-Hérault : 50%</p> <p>B. Raison : 50%</p> <table border="1" data-bbox="405 376 1053 555"> <tr> <td>M.-C. Alvarez-Hérault</td> <td>B. Raison</td> </tr> <tr> <td>Date : 08/02/2019</td> <td>Date : 08/02/2019</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	M.-C. Alvarez-Hérault	B. Raison	Date : 08/02/2019	Date : 08/02/2019								
M.-C. Alvarez-Hérault	B. Raison												
Date : 08/02/2019	Date : 08/02/2019												
													
<p>Pierre Laize</p>	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cécile Alvarez-Hérault, et Raphaël Caire, attestons sur l'honneur encadrer la thèse de M. Pierre Laize avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>M.-C. Alvarez-Hérault : 50%</p> <p>R. Caire : 50%</p> <table border="1" data-bbox="405 772 1043 952"> <tr> <td>M.-C. Alvarez-Hérault</td> <td>R. Caire</td> </tr> <tr> <td>Date : 07/03/2019</td> <td>Date : 07/03/2019</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	M.-C. Alvarez-Hérault	R. Caire	Date : 07/03/2019	Date : 07/03/2019								
M.-C. Alvarez-Hérault	R. Caire												
Date : 07/03/2019	Date : 07/03/2019												
													
<p>Rafael Martins Manzano Silva</p>	<p>Nous, soussigné(e)s, Vincent Debusschere, Marie-Cécile Alvarez-Hérault et Nouredine Hadjsaid, attestons sur l'honneur co-encadrer la thèse de Rafael Martins MANZANO SILVA avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>Vincent Debusschere : 35%</p> <p>Marie-Cécile Alvarez-Hérault : 35%</p> <p>Nouredine Hadjsaid : 30%</p> <table border="1" data-bbox="405 1332 1331 1736"> <tr> <td>Nom : Vincent Debusschere</td> <td>Nom : Marie-Cécile Alvarez-Hérault</td> <td>Nom : Nouredine Hadjsaid</td> </tr> <tr> <td>Date 29/02/2020</td> <td>Date 29/02/2020</td> <td>Date 29/02/2020</td> </tr> <tr> <td>Signature :</td> <td>Signature</td> <td>Signature</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Nom : Vincent Debusschere	Nom : Marie-Cécile Alvarez-Hérault	Nom : Nouredine Hadjsaid	Date 29/02/2020	Date 29/02/2020	Date 29/02/2020	Signature :	Signature	Signature			
Nom : Vincent Debusschere	Nom : Marie-Cécile Alvarez-Hérault	Nom : Nouredine Hadjsaid											
Date 29/02/2020	Date 29/02/2020	Date 29/02/2020											
Signature :	Signature	Signature											
													

Jean-Pierre Dib	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cecile Alvarez-Hérault, Oana Ionescu-Riffaud et Bertrand Raison attestons sur l'honneur co-encadrer la thèse de M. Jean-Pierre Dib avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>Marie-Cécile Alvarez-Hérault : 33 %</p> <p>Oana Ionescu-Riffaud : 33 %</p> <p>Bertrand Raison : 33 %</p>										
	<table border="1"> <tr> <td>Marie-Cécile Alvarez-Hérault</td> <td>Oana Ionescu-Riffaud</td> <td>Bertrand Raison</td> </tr> <tr> <td>Date : 10/09/2020</td> <td>Date : 11/09/2020</td> <td>Date : 10/10/2020</td> </tr> <tr> <td>Signature : </td> <td>Signature : </td> <td>Signature : </td> </tr> </table>	Marie-Cécile Alvarez-Hérault	Oana Ionescu-Riffaud	Bertrand Raison	Date : 10/09/2020	Date : 11/09/2020	Date : 10/10/2020	Signature : 	Signature : 	Signature : 	
Marie-Cécile Alvarez-Hérault	Oana Ionescu-Riffaud	Bertrand Raison									
Date : 10/09/2020	Date : 11/09/2020	Date : 10/10/2020									
Signature : 	Signature : 	Signature : 									
Heitor Farias De Barros	<p>Nous, soussigné(e)s, Marie-Cecile Alvarez-Hérault et Bertrand Raison attestons sur l'honneur co-encadrer la thèse de M. <u>Heitor Farias De Barros</u> avec les taux d'encadrement suivants :</p> <p>Marie-Cécile Alvarez-Hérault : 50 %</p> <p>Bertrand Raison : 50 %</p>										
	<table border="1"> <tr> <td>Marie-Cécile Alvarez-Hérault</td> <td>Bertrand Raison</td> </tr> <tr> <td>Date : 15/03/2021</td> <td>Date : 15/03/2021</td> </tr> <tr> <td>Signature : </td> <td>Signature : </td> </tr> </table>	Marie-Cécile Alvarez-Hérault	Bertrand Raison	Date : 15/03/2021	Date : 15/03/2021	Signature : 	Signature : 				
Marie-Cécile Alvarez-Hérault	Bertrand Raison										
Date : 15/03/2021	Date : 15/03/2021										
Signature : 	Signature : 										

IX.3 Annexe 3 : liste des publications reviewées

IX.3.a Reviews de RICL

Nom et type de publications	Titre	Année
IEEE - Transactions on Power Systems (TPS)	Power Loss Reduction in a Distribution Subsystem Using a Novel Chaotic Firefly Algorithm and Particle Swarm Optimization	2015
	Four Multi-Tracks Heuristic Methods for Multi-Objective Reconfiguration of Electrical System	2015
	European Representative Electricity Distribution Networks	2016, 2 révisions
	Optimal Network Reconfiguration using Fuzzy Adaptive Charged System Search Optimization Algorithm for Distribution System State Estimation	2017
	Validation Metrics to Assess the Realism of Synthetic Power Grids	2017
	Distribution System Expansion Planning Considering Non-Utility-Owned DG and an Independent Distribution System Operator	2018

	Integrated Operational Planning of Medium and Low Voltage Distribution Networks Considering Distributed Generation	2018
Elsevier - International Journal of Electrical Power and Energy Systems (IJEPES)	A New Composite Index of Reliability of Supply in the Industrial Systems with Distributed Generation	2012
Elsevier - Sustainable Energy, Grids and Networks (SEGAN)	Aggregate Plug-in Electric Vehicles as a Capacity Expansion Option in Distribution Systems	2018
IEEE Proceedings of the IEEE	“Loop Mode” Operation of MV Distribution Grids. Real Field Results and Simulated Tests Comparison	1 ^{er} reviewing en 2017 et 2 ^{ème} reviewing en 2018

IX.3.b Reviews de CICL

Nom et type de publications	Titre	Année
IEEE PowerTech (CICL)	A 3D architecture platform dedicated to high-speed computation for power system	2013
	Adaptive Protection Testbed Using Real Time and Hardware-In-the-Loop Simulation	2013
	Analysis of a Variant of Development of the Unified Electrical Network with the Market Model	2013
	Controller Design with Model Identification Approach in Wide Area Power System	2013
	Early Prevention of Instability-Use of Self Propagating Graph for the Fast Search for Optimal Grid Nodes to Apply Countermeasures	2013
	Transmission Expansion Planning ? A Multiyear PSO Based Approach Considering Load Uncertainties	2013
	Modelling the Electric Vehicles in Power Flow Programs to the Voltage Control Strategies	2015
	Field test on multiple Smart Meters switching to study the effect on power quality at customers level	2015
	Impacts of Different Renewable Energy Resources on Optimal Behavior of Plug-in Electric Vehicle Parking Lots in Energy and Ancillary Services Markets	2015

	Optimal Resource Allocation and Load Scheduling for a Multi-Commodity Smart Energy System	2015
	Adaptive Asset Congestion Management in PV-Rich LV Networks	2019
	Energy Storage Sizing and Reliability Assessment for Power Systems with Variable Generation	2019
	Integration of Electric Vehicles in Extreme Suburban Grids with the Support of PV-Storage Systems	2019
	Determination of PV-Plant Integration Capacity of Medium Voltage Networks in Relation to Grid Reconfiguration	2019
	Integration of Solar Power into Electric Grid based on Voltage Collapse at Critical Contingency	2019