



HAL
open science

Conception d'un outil d'optimisation dynamique du schéma d'exploitation du réseau de distribution d'électricité de SRD

Abdelkrim Ali Zazou

► **To cite this version:**

Abdelkrim Ali Zazou. Conception d'un outil d'optimisation dynamique du schéma d'exploitation du réseau de distribution d'électricité de SRD. Autre [cs.OH]. ISAE-ENSMA Ecole Nationale Supérieure de Mécanique et d'Aérotechnique - Poitiers, 2017. Français. NNT : 2017ESMA0010 . tel-03656877

HAL Id: tel-03656877

<https://theses.hal.science/tel-03656877>

Submitted on 2 May 2022

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

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

THESE

Pour l'obtention du Grade de
**DOCTEUR DE L'ECOLE NATIONALE SUPERIEURE
DE MECANIQUE ET D'AEROTECHNIQUE**

(Diplôme National – Arrêté du 25 mai 2016)

Ecole Doctorale : Sciences et Ingénierie pour l'Information et Mathématiques (S2IM)
Secteur de Recherche : Informatique et Applications

Présenté par :

Abdelkrim ALI ZAZOU

**Conception d'un outil d'optimisation dynamique du
schéma d'exploitation du réseau de distribution
d'électricité de SRD**

Directeurs de thèse :
Emmanuel GROLLEAU
Jean Paul GAUBERT
Ladjel BELLATRECHE

Soutenu le 21 Avril 2017
devant la Commission d'Examen

JURY

Président et rapporteur :

M. Patrick MARTINEAU Professeur École Polytechnique de l'Université de Tours

Rapporteur :

M. Bruno FRANCOIS Professeur École Centrale de Lille

Membres du jury :

Mme. Salima BENBERNOU Professeur Université Paris Descartes

M. Emmanuel GROLLEAU Professeur ISAE-ENSMA

M. Jean Paul GAUBERT Professeur Université Poitiers

M. Ladjel BELLATRECHE Professeur ISAE-ENSMA

Remerciements

Je souhaite remercier tout particulièrement Emmanuel Grolleau, mon directeur de thèse qui m'a permis de mener à bien ce long travail de thèse. Merci à toi pour tous les encouragements et le soutien que tu m'as apporté dans les moments difficiles que chaque thésard rencontre. Je remercie aussi Jean Paul Gaubert, lui aussi directeur de ma thèse pour tous les échanges constructifs, ainsi que les moyens matériels que tu as mis à ma disposition pour que je puisse mener à bien mes travaux. Et pour compléter ce trio de directeurs de thèse, je souhaite remercier Ladjel Bellatreche pour sa bonne humeur à chacune de nos rencontres.

Bien entendu, je souhaite aussi remercier les membres du jury, Patrick Martineau, Bruno François et Salima Benbernou pour le temps et l'énergie qu'ils m'ont accordés pour l'évaluation de mon manuscrit ainsi que de ma soutenance de thèse.

Mes plus profonds remerciements vont à ma famille, tout particulièrement à ma mère qui m'a permis de me consacrer pleinement à ces travaux de thèse en m'offrant une place privilégiée sous son toit tout en prenant soin de moi comme lors de mes jeunes années de collégien. C'est aussi à mon père que je dois l'obtention de ce diplôme pour m'avoir encouragé à me lancer dans cette "aventure", tout en m'ayant montré la voie à suivre il y a quelques années. Cette thèse n'aurait certainement pas eu le même goût sans la présence quotidienne de ma petite sœur Assia pour me faire oublier les difficultés de cet exercice grâce à son humour sans pareil, et mon petit frère Faysal qui m'a à sa manière aidé à résoudre un certain nombre de problèmes, et m'a permis de m'évader avec nos innombrables discussions sur nos passions, nos sports favoris. Et je ne serai jamais assez reconnaissant envers Mohamed et Soufiane pour leur soutien quotidien, que ce soit pour faire le taxi ou bien m'aider à relativiser la situation, mais pas seulement.

L'arrivée dans ma vie durant cette thèse d'une merveilleuse personne qui est devenue depuis ma chère et tendre femme, a largement contribué à la réussite de cette entreprise. Sans son oreille toujours à l'écoute, son réconfort et son amour sans limite les quelques années nécessaires à ces travaux auraient pu en paraître bien plus. Je souhaite la remercier du fond du cœur pour m'avoir toujours fait confiance et m'avoir poussé à ne jamais lâcher.

Sans oublier ma tante Marie Lucile qui a fait le déplacement pour assister à ma soutenance, ce geste m'a beaucoup touché merci à toi.

Je souhaite aussi remercier Emilie Chevrier pour m'avoir épaulé grandement dans ces travaux, qui m'a guidé tout au long de ces trois ans pour mener à bien ce projet. Merci aussi à Valéry, Annabelle et Donatienne pour leur gentillesse et leurs petites attentions chaque matin pour m'aider à commencer la journée et pour bien d'autres choses. Merci aussi à toutes les personnes de SRD qui m'ont permis pendant ces quelques années d'évoluer dans un cadre plus qu'agréable grâce à leur sympathie.

Merci aux différents collègues de bureau à l'ENSMA comme à l'université, que j'ai pu côtoyer au fur et à mesure de mes déménagements, et qui m'ont permis de passer de nombreux bons moments. Merci à Guillaume, Ahcene, Lahcen, Ronan, Massi, Selma, Geraud, Okba, Nadir, Zouhir et tous ceux qui m'ont permis de me sentir à l'aise à chacun de mes passages parmi vous.

A mon grand père Ernest Bonneau.

Table des matières

Remerciements	3
1 Chapitre 1 : Introduction générale	11
1.1 Les Réseaux électriques	12
1.1.1 Généralités	12
1.1.2 Structure et exploitation	13
1.1.3 Composition du réseau électrique	15
1.1.3.1 Lignes électriques	15
1.1.3.2 Poste de transformation	17
1.1.3.3 Charges et productions	17
1.2 Contrôle et supervision des réseaux	19
1.2.1 Moyen de contrôle	19
1.2.2 Supervision du réseau	21
1.3 Enjeux et organisation de la thèse	24
2 Chapitre 2 : Etat de l'art	28
2.1 Présentation du chapitre	29
2.2 Contexte de la thèse	29
2.3 Calculs et optimisations dans les réseaux électriques	30
2.3.1 Valeurs électriques	30
2.3.2 Optimisation dans les réseaux	34
2.3.2.1 Réglage de la tension	35
2.3.2.2 Insertion des productions d'électricité décentralisées	36
2.3.2.3 Minimisation des pertes	36
2.4 Discussion	42
2.4.1 Le réseau de transport	45
2.4.2 Phénomènes à modéliser	47
2.5 Evaluations des contributions de la thèse	48
2.5.1 Démarche d'évaluation	48
2.5.2 Traitement des graphes du réseau de SRD	50
3 Chapitre 3 : Proposition d'un modèle d'optimisation non linéaire	57
3.1 Introduction	58
3.2 Description du modèle	59
3.2.1 Grandeurs à optimiser	59
3.2.1.1 Pertes électriques simplifiées	59
3.2.1.2 Coût d'acheminement de l'électricité	61
3.2.2 Les différentes contraintes du problème	63
3.2.2.1 Calcul des flux dans le réseau	63
3.2.2.2 Contrainte d'opérabilité	65
3.2.2.3 Contrôle des limites de fonctionnement	69

3.2.3	Modèle complet d'optimisation	73
3.2.3.1	Description	73
3.2.3.2	Nature du problème d'optimisation	74
3.2.3.3	Taille du problème d'optimisation	75
3.3	Mise en œuvre et comparaison	77
3.3.1	Méthode d'évaluation	77
3.3.2	Réseaux d'étude	79
3.3.3	Résultats de l'étude	80
3.3.3.1	Réseau IEEE 32	80
3.3.3.2	Réseau IEEE 119 et IEEE 136	82
3.3.3.3	Réseau SRD A8	84
3.3.4	Conclusion sur l'étude	86
3.4	Conclusion	89
4	Chapitre 4 : Simplification en un modèle convexe et quadratique	92
4.1	Introduction	93
4.2	Description du modèle	94
4.2.1	Forme des équations	94
4.2.2	Reformulation des équations de flux	95
4.2.3	Reformulation des fonctions objectifs	95
4.2.4	Reformulation des équations de variations de tensions	96
4.2.5	Reformulation complète du modèle d'optimisation	97
4.3	Mise en oeuvre et comparaison	100
4.3.1	Démarche d'évaluation	100
4.3.2	Résultat de l'étude	100
4.3.2.1	Reseau IEEE 32 noeud	100
4.3.2.2	Reseau IEEE 119 noeuds et IEEE 136 noeuds	102
4.3.2.3	Réseau IEEE 880 noeuds	104
4.3.2.4	Reseau SRD A8	106
4.3.2.5	Relaxation du critère d'optimalité	108
4.3.3	Conclusion sur l'étude	109
4.4	Conclusion	111
5	Chapitre 5 : Contraintes d'exploitation	114
5.1	Introduction	115
5.2	Variation de la charge et de la production	116
5.2.1	Pondération de la puissance globale	116
5.2.2	Différenciation des charges	117
5.2.2.1	Calcul de l'énergie	118
5.2.2.2	Variation temporelle de la charge	120
5.2.2.3	Variation spatiale de la charge	121
5.3	Contraintes opérationnelles supplémentaires	126
5.3.1	Nombre de manipulations	126
5.3.1.1	Démonstration	127
5.3.1.2	Modélisation de la valeur absolue	128
5.3.2	Difficulté de reconfiguration	129
5.4	Mise en oeuvre du modèle	130
5.4.1	Prise en compte de la variabilité de la charge et la production	130
5.4.1.1	Réseau sans énergie renouvelable	130
5.4.1.2	Insertion des énergies renouvelables	132
5.4.2	Nombre de reconfigurations	137

5.4.3	Conclusion sur l'étude	141
5.5	Conclusion	143
6	Chapitre 6 : Conclusion et perspectives	147
6.1	Conclusion générale	147
6.2	Perspectives	149
A	Annexe	151
A.1	Modèle d'optimisation non linéaire	151
A.2	Convexification du modèle et réduction quadratique du modèle	152
A.2.1	Réseau IEEE_32	152
A.2.2	Réseau IEEE_119	152
A.2.3	Réseau IEEE_136	153
A.2.4	Réseau IEEE_880	153
A.2.5	Réseau SRD_A8	154
A.3	Contraintes d'exploitation	155
A.3.1	Courbe de charge au poste source	155
A.3.2	Courbe de charge des productions	156
	Table des figures	157
	Liste des tableaux	159
	Bibliographie	161

Chapitre 1

Chapitre 1 : Introduction générale

Cette thèse a été réalisée dans le cadre des travaux d'évolution technologique dans le domaine des SMARTGRIDS du gestionnaire de réseau de distribution de la Vienne SRD. Faisant face à la nécessité croissante d'une gestion plus écologique et économique du fonctionnement du réseau électrique, SRD s'est engagé dans une démarche de modernisation de ses moyens d'analyse et d'optimisation de l'exploitation de son réseau électrique.

C'est donc pour répondre à cet objectif que le développement d'un système appelé IMAGE (system Intelligent de Management et Gestion de l'Energie) a été décidé. Et c'est dans le cadre de l'élaboration de cet outil ainsi que d'une convention CIFRE entre l'entreprise SRD et le laboratoire LIAS de Poitiers que la thèse présentée dans ce manuscrit s'est déroulée.

1.1 Les Réseaux électriques

1.1.1 Généralités

Dans cette section la structure du réseau électrique français [1] est décrite. Le but du réseau électrique est en apparence simple, il doit permettre d'acheminer l'énergie produite par les différents acteurs (centrales nucléaires, barrages hydroélectriques, énergies renouvelables...) vers les consommateurs d'énergie. Cependant le flux d'énergie circulant dans ces réseaux n'est pas unidirectionnel et l'un des défis auquel doivent faire face les réseaux électriques d'aujourd'hui est l'acheminement de l'énergie produite par les sources d'énergie renouvelable dispersées au sein du réseau (solaire, éolien, biogaz...).

En effet pour répondre à cet enjeu le réseau global français est divisé en trois grandes parties avec chacune un rôle à jouer à part entière dans le bon fonctionnement de l'ensemble.

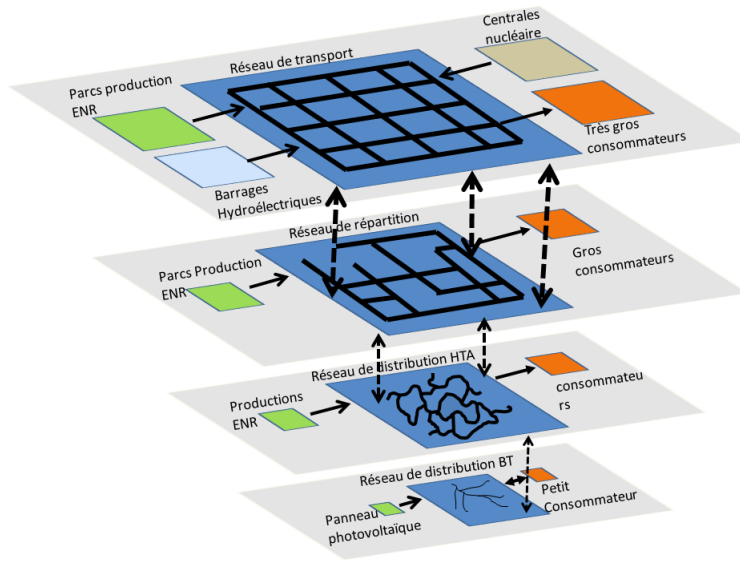


FIGURE 1.1 – Réseau électrique français

- La première maille (voir fig 1.1) est le réseau de transport qui a pour rôle de répandre sur l'ensemble du territoire français l'énergie produite par les centrales de forte puissance, ayant généralement une puissance de production supérieure à 12MW. Il s'agit des centrales thermiques nucléaires, des barrages hydroélectriques, des centrales thermiques à charbon et des grands parcs de production d'énergies renouvelables.

Le niveau de tension imposé est très élevé de 50kV à 400kV pour réduire les pertes électriques par effet joules et permettre le transport efficace sur de longues distances.

De plus la structure de ce réseau est conçue de manière à pouvoir fournir sans interruption de l'énergie même en cas d'arrêt d'une ou plusieurs des sources d'énergie ou suite à la rupture de lignes électriques.

- Le réseau sous-jacent au réseau de transport est appelé de répartition. Il a pour rôle de répartir l'énergie injectée par réseau de transport à une échelle régionale mais peut aussi acheminer l'électricité issue de centrales de production de moyenne puissance. Il alimente aussi directement les consommateurs de forte puissance tels que les grosses industries.

De même que pour le réseau de transport la tension au sein de ce réseau est très élevée, comprise entre 30kV et 150kV.

Cependant la structure de celui-ci n'est pas forcément robuste en termes de continuité de service lors d'incident sur l'une des sources ou des transformateurs.

Les deux réseaux précédents sont publics et leur gestion a été confiée par l'état à l'entreprise RTE (Réseau de Transport d'Électricité).

- Le dernier maillon de la chaîne des réseaux électriques est le réseau de distribution qui a pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs et d'acheminer l'ensemble des petites productions délocalisées. La particularité de ce réseau est qu'il est à cheval entre deux niveaux de tension, le niveau haute tension (HTA) (1kV à 50 kV) et le niveau basse tension (BT) (50V à 1000V).

Le tableau 1.1 récapitule les appellations de chacun des niveaux de tension utilisée dans les réseaux électriques.

Domaine de tension	Appellation	Niveau de tension
Basse Tension	BT	De 50V à 1000 V
Haute Tension	HTA	DE 1 kV à 50kV
	HTB	Plus de 50 kV

TABLE 1.1 – Les différents domaines de tension

Le réseau de distribution est quant à lui la propriété des communes qui décident elles mêmes à qui elles en confient la gestion. En France 95% de ces réseaux sont gérés par ENEDIS (ex ERDF) et les 5% restants sont gérés par des entreprises locales de distribution (ELD) telles que SRD pour le département de la Vienne.

Les réseaux de distribution sont soumis à des contraintes différentes selon qu'ils soient urbains ou ruraux. Ceux-ci ne sont donc pas conçus de la même manière, en effet les réseaux ruraux sont majoritairement aériens contrairement aux urbains qui sont plutôt souterrains. La nature ainsi que la structure de ces réseaux ont pour conséquence d'être plus ou moins robustes aux coupures lors d'incidents. Néanmoins celles-ci sont souvent très brèves, car les solutions de réalimentation rapide sont anticipées lors de la conception du réseau ainsi que de la planification des schémas exploitation.

1.1.2 Structure et exploitation

Un réseau peut intuitivement être représenté par un graphe, composé de nœuds et d'arcs, ainsi ce qu'on appelle structure du réseau, correspond à la forme du graphe représentant ce réseau. Dans les réseaux électriques on peut distinguer globalement deux types de structures, soit une structure maillée, soit arborescente. Une structure maillée correspond à un graphe où il existe plusieurs chemins entre chaque nœud du graphe, alors qu'un réseau arborescent est un graphe où il existe un seul chemin entre deux nœuds.

Cependant la structure physique du réseau à elle seule ne suffit pas à définir complètement un réseau électrique, en effet il faut ajouter qu'un réseau avec une structure définie peut être exploité de différentes manières.

L'exploitation du réseau correspond à l'utilisation de celui-ci pour le transit de l'énergie depuis les sources vers les consommateurs. La forme du réseau selon laquelle il est exploité est appelé "schéma d'exploitation".

Cela signifie qu'un réseau construit selon une structure maillée peut être exploité de manière arborescente, on appelle ce schéma d'exploitation un schéma radial, la figure 1.2 illustre ce mode d'exploitation. L'avantage de ce type de schéma d'exploitation est qu'en cas d'incident sur le réseau

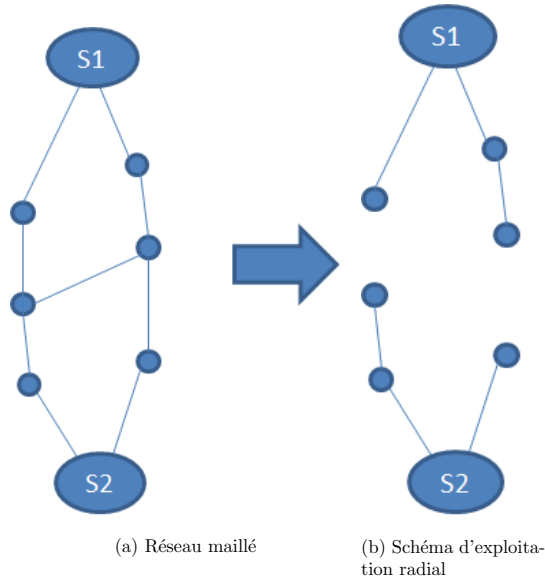


FIGURE 1.2 – Structure et exploitation de réseau

il est toujours possible de modifier sa structure pour assurer une continuité de service. En effet, une structure de réseau maillé exploité de manière radiale donne la possibilité d'alimenter et de relier un même nœud du réseau à différentes sources d'alimentation.

Ainsi, au sein du réseau de distribution il est possible de distinguer selon leur niveau de tension, le réseau HTA, qui présente une structure maillée exploitée en schéma radial et le réseau BT qui lui est généralement construit de manière arborescente. Cela signifie que si un incident survient sur le réseau BT il ne sera pas possible de modifier sa structure pour tenter de réalimenter les nœuds de celui-ci par une autre source.

En plus de la structure et du schéma d'exploitation, il existe deux régimes d'exploitation des réseaux électriques en fonction de l'état de celui-ci :

- Régime normal d'exploitation, il s'agit du fonctionnement normal du réseau. Le schéma d'exploitation correspondant à ce régime est appelé "schéma normal".
- Régime dégradé d'exploitation, il s'agit du fonctionnement du réseau lorsque des sources ou des lignes électriques ne sont pas disponibles notamment lors de travaux ou d'incidents sur le réseau.

La figure 1.3 représente de façon simpliste la manière dont un réseau maillé (identique à celui de la figure 1.2a) permet lors d'un incident, donc en régime dégradé, de réalimenter en électricité les éléments du réseau qui ne l'étaient plus. On appelle communément le schéma d'exploitation de la figure 1.3b un schéma de reprise, car il s'agit de "reprendre" les nœuds du réseau qui étaient auparavant reliés à S2 par S1.

Plus généralement on peut noter que les réseaux de transport et de répartition ont une structure maillée et sont exploités en régime normal sans ouvrir aucune maille du réseau. Cela permet en cas de perte d'une des sources de production de ne pas avoir d'interruption de l'alimentation.

Les réseaux de distribution ont une structure bouclée au niveau HTA et sont majoritairement arborescents au niveau BT. Le réseau HTA est cependant exploité de manière radiale en « ouvrant » la boucle en régime normal. La structure bouclée permet de réalimenter rapidement les consommateurs en régime dégradé en fermant les boucles prévues à cet effet.

Quant au réseau BT qui est arborescent il est totalement dépendant de sa source d'alimentation.

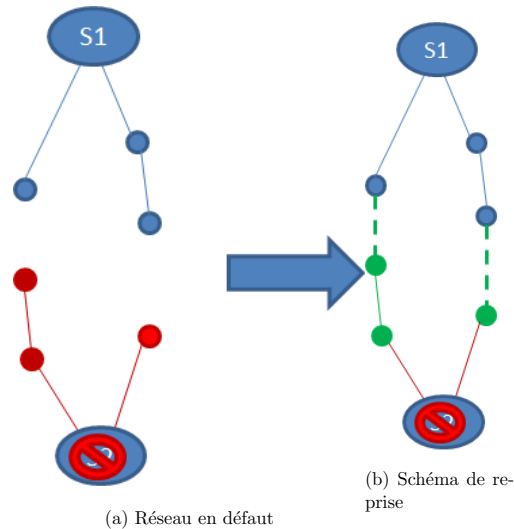


FIGURE 1.3 – Incident réseau

En effet, en cas de défaut sur la source de ce type de réseau aucune solution n'est disponible le temps de la récupération de cette source.

La modification de la structure du réseau par l'ouverture et la fermeture des cycles du graphe du réseau se fait par ouverture et fermeture des interrupteurs (manuels ou télécommandés) qui permettent de "couper" une ligne électrique.

1.1.3 Composition du réseau électrique

A première vue on pourrait imaginer que le réseau électrique n'est composé que de lignes électriques, cependant les éléments du réseau sont un peu plus divers. Effectivement, le réseau de distribution est constitué par exemple de postes de transformation, de lignes électriques, de charges, de productions, d'éléments de sécurité, et de nombreux autres éléments permettant l'assemblage des lignes électriques entre elles.

1.1.3.1 Lignes électriques

Les éléments essentiels du réseau électrique sont les lignes électriques, elles constituent le canal via lequel l'énergie que nous consommons est transportée. Par exemple, pour le réseau de SRD celui-ci est composé de plus 7000km de lignes électriques.

Une ligne électrique est principalement caractérisée par la matière des câbles qui la constitue et son diamètre. Ainsi à partir de ces valeurs caractéristiques, il est possible de définir un certain nombre de propriétés. Par exemple, une ligne électrique est dimensionnée pour pouvoir véhiculer une certaine quantité d'énergie, et si cette limite n'est pas respectée cela peut entraîner une rupture du câble ou des protections.

Lors de l'ajout de nouvelles lignes sur le réseau, les techniciens en charge de l'étude de ces raccordements vont étudier les caractéristiques de consommation d'énergie des éléments qui seront reliés par cette ligne et choisiront les conducteurs en fonction de ces éléments. Le tableau 1.2 donne un exemple de quelques lignes électriques et des caractéristiques associées.

Dans le cadre de cette thèse nous aurons besoin d'utiliser principalement, la résistance et la réactance de ces lignes car elles nous permettront de calculer les pertes énergétiques induites par

Matériaux	Section (mm^2)	Résistance (Ω/km)	Réactance (Ω/km)	Courant maximal (A)
Aluminium	25	1.2	0.1	97
Aluminium	150	0.2	0.12	305
Almelec	18	1.833	0.35	105
Almelec	54	0.606	0.35	195
Cuivre	7	2.535	0.35	70
Cuivre	240	0.075	0.11	540

TABLE 1.2 – Caractéristiques de différentes lignes électriques

ce câble. De plus, on utilisera aussi le courant maximum admissible comme une limitation du flux d'énergie qui peut transiter dans une ligne.

1.1.3.2 Poste de transformation

Pour pouvoir transporter de l'énergie, il faut pouvoir en disposer, c'est tout le rôle des postes de transformation. L'énergie transportée sur le réseau de distribution est en partie issue des sources d'énergie distribuées sur le réseau, mais est majoritairement issue de l'énergie véhiculée sur le réseau de transport amont. Comme indiqué précédemment, l'électricité est transportée avec une tension différente selon la distance sur laquelle on souhaite la véhiculer. De plus, les installations des consommateurs reliées au réseau ne fonctionnent pas toutes avec la même tension d'alimentation. Ainsi, le rôle des postes de transformation est d'abaisser la tension du réseau amont vers les réseaux en aval pour pouvoir être utilisée par les consommateurs finaux.

Dans les réseaux de distribution on distingue plusieurs types de transformateur, les transformateurs HTB/HTA, qui transforment l'énergie en tension HTB issue du réseau de transport pour pouvoir être véhiculée sur le réseau de distribution en tension HTA. Les niveaux de tension amont de ces transformateurs est généralement 90kV et le niveau de tension en aval de 20kV. Ces transformateurs sont communément appelés "postes sources", puisque l'énergie consommée sur le réseau de distribution est issue de ces postes, ils se comportent donc comme des sources d'alimentation pour celui-ci.

Ces postes sources ont une limite de fonctionnement qui leur est propre, ils sont donc limités par une puissance maximale de charge qu'ils peuvent supporter. Comme pour les câbles électriques les postes de transformation font l'objet d'une étude approfondie pour définir le bon dimensionnement de celui-ci lors de leur mise en place ou de leur remplacement.

Ces postes sources sont installés pour des durées plutôt longues mais le nombre d'éléments reliés à ceux-ci peut évoluer assez rapidement. Par conséquent il est important de connaître les limites de fonctionnement de ces éléments, on parle souvent de "capacité d'accueil" des postes sources.

Cependant le niveau de tension HTA ne convient toujours pas à l'ensemble des consommateurs du réseau, c'est pourquoi il existe d'autres transformateurs dit HTA/BT qui réduisent la tension de 20kV à 400V. Ces transformateurs sont généralement appelés postes de distribution publics (Poste DP), et ils servent généralement à distribuer l'électricité à l'ensemble d'un quartier, à un lotissement ou à un bâtiment par exemple.

Certain clients consommateurs de forte puissance tels que les artisans ou bien certaines installations agricoles nécessitent un poste de transformation dédié au vu de la charge qu'ils imposent. Ils sont donc reliés au réseau HTA via un transformateur dédié, et ces postes de transformation sont identifiés par l'intitulé "postes clients".

Précision sur les postes sources

Précédemment il a été précisé que le réseau de distribution était exploité de manière radiale, c'est à dire que le réseau forme un arbre. Dans les postes sources, l'énergie est distribuée aux différentes branches de l'arbre via un "jeu de barre" et ainsi sur chaque poste source on retrouve plusieurs branches, où chaque branche est appelée un "départ".

La figure 1.4 illustre un exemple simplifié de structure d'un poste source et de ses départs associés, le "bouclage" qui existe entre les départs apparaît clairement, ce qui fait la force des structures des réseaux maillés exploités de manière radiale.

1.1.3.3 Charges et productions

Dans le paragraphe précédent nous avons détaillé les postes de transformations qui sont présents sur le réseau de distribution de SRD, les sources d'énergie signalées dans ce réseau sont composées

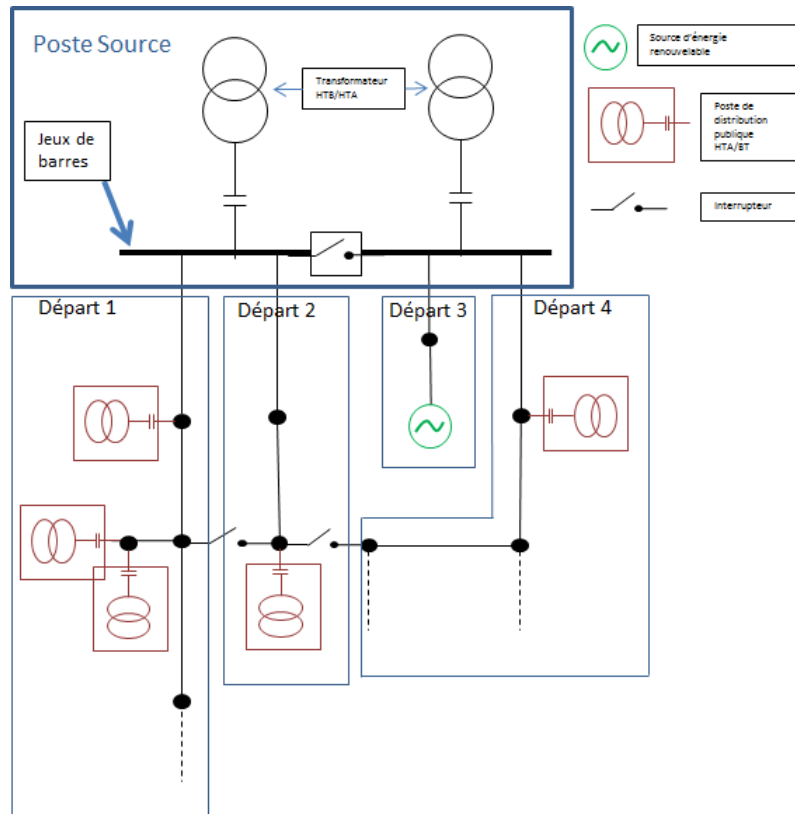


FIGURE 1.4 – Poste source et départs

des "postes sources" et des sources d'énergies distribuées (renouvelable ou non). On appelle sources distribuées, toutes les productions d'énergie qui sont situées au sein des consommations et non de manière centrale comme les postes sources.

Pour le réseau de SRD la totalité des sources d'énergie distribuée sont des sources d'énergie renouvelable, à savoir des installations éoliennes et photovoltaïques, des centrales hydroélectriques et des usines de méthanisation. Les parcs éoliens, centrales hydroélectriques et usines de méthanisation injectent leur puissance produite directement au niveau du réseau HTA, par conséquent, ces installations peuvent être considérées comme des sources d'énergie à part entière. En effet, ces sources vont pouvoir alimenter les consommateurs voisins de ces installations.

Cependant un certain nombre de productions photovoltaïques sont raccordées au réseau BT et leur production est en partie consommée au sein du réseau BT, l'autre partie étant envoyée au niveau des postes de distribution publics HTA/BT.

Les sources de production d'énergie renouvelable sont caractérisées par la puissance maximale qu'elles peuvent produire, cependant elles sont dépendantes des données météorologiques et ne produisent que très rarement cette puissance.

Les postes de transformation HTA/BT constituent la majorité des consommateurs du réseau de distribution en terme de nombres, mais pas forcément de puissance consommée, on appelle communément les consommateurs des charges. Ces charges sont caractérisées par une puissance souscrite, à savoir une puissance maximale que le client peut consommer. Du point de vue du gestionnaire de réseau SRD, au niveau HTA, sur chaque poste de distribution public est connu le cumul de puissance souscrite ainsi que le nombre de clients. Une autre information est aussi

disponible il s'agit du type de clients en fonction de leur catégorie tarifaire, à savoir bleu, jaune ou vert. Les clients tarif bleu sont tous les clients dont la puissance maximum de souscription est comprise entre 3 et 6 kVA, il s'agit principalement des particuliers. Les clients tarif jaune sont tous des clients avec une puissance souscrite comprise entre 36 et 250 kVA et les tarif vert au delà de 250 kVA. La figure 1.5 récapitule ces informations. Pour le réseau de SRD plus de 90% des clients sont des clients au tarif bleu.

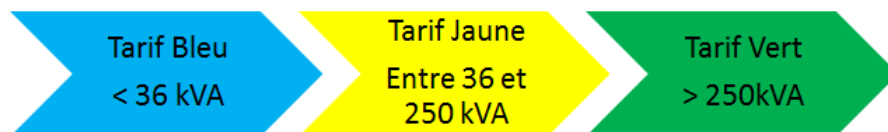


FIGURE 1.5 – Tarifs réglementés d'électricité

Il faut savoir que les tarifs réglementés de vente jaune et vert ont disparu ces dernières années [2] (janvier 2016), cependant les offres proposées par les fournisseurs d'électricité tendent à segmenter les clients de la même manière. De plus, sans cette information, il ne serait plus possible de différencier aucun client au sein du réseau, car il s'agit des seules informations disponibles sur les clients finaux, c'est pourquoi nous utiliserons encore cette information tarifaire.

1.2 Contrôle et supervision des réseaux

Comme on a pu le voir précédemment le réseau est composé de nombreux éléments différents pour lesquels il est important de connaître les particularités, de plus on a vu que le réseau peut être exploité de différentes manières pour son fonctionnement normal mais aussi lors d'incidents. Il paraît donc indispensable que le gestionnaire de réseau ait la capacité d'agir sur le réseau, tout en observant son état et en suivant son évolution.

1.2.1 Moyen de contrôle

Les réseaux de distribution sont équipés de divers capteurs et actionneurs permettant la supervision et le pilotage du réseau. La majorité des systèmes de mesures sont situés dans les postes sources acheminant l'électricité depuis le réseau de répartition vers le réseau de distribution au moyen de transformateur. L'énergie issue de ce banc de transformation est distribuée via un jeu de barre, et sur chaque jeu de barre se retrouve plusieurs départs (cf figure 1.4). Chacun de ces départs est instrumenté et les valeurs du courant électrique qui y transite sont connues, ce sont ces valeurs qui sont récoltées dans le système de supervision pour connaître en quasi temps réel le transit de puissance dans les départs ainsi que la tension.

Pour que la structure du réseau soit modifiée, il faut pouvoir ouvrir ou fermer les départs grâce à des interrupteurs appelés "organes de coupure" pouvant être actionnés manuellement ou à distance. Les organes de coupure que l'on peut actionner à distance sont souvent appelés par l'abréviation "OMT" (organe de manœuvre télécommandé).

Ces interrupteurs (manuels ou télécommandés) peuvent être situés dans les postes de distribution HTA/BT, dans des armoires de coupure, et le mode de raccordement de ces postes définit la possibilité d'ouverture ou de fermeture d'un départ.

Il est possible de dénombrer trois types différents de raccordement au réseau pour le poste de transformation HTA/BT (Cf figure 1.6) qui impactent la possibilité de modification de structure :

- Simple dérivation ou en antenne, ce type de branchement ne permet pas de modifier la topologie du réseau HTA, et en cas de défaut sur la ligne HTA il n'existe pas de possibilité de réalimentation rapide (cf figure 1.6a).
- Coupure d'artère ou en boucle, ce type de raccordement permet de modifier la structure du réseau en créant une ouverture dans la boucle du côté départ ou arrivée du poste de transformation. De plus, lorsque l'un des deux organes de coupure est ouvert, lors d'un défaut sur la ligne HTA, la fermeture de l'interrupteur ouvert permet de réalimenter tout ou partie du réseau (cf figure 1.6b).
- Double dérivation, ce type de branchement est similaire à la coupure d'artère mais il est doublé. C'est-à-dire qu'il faut deux lignes d'arrivée et deux lignes de départ, ce type d'installation est très rare car très coûteux. Cependant, il permet d'assurer une meilleure continuité de fonctionnement (cf figure 1.6c).

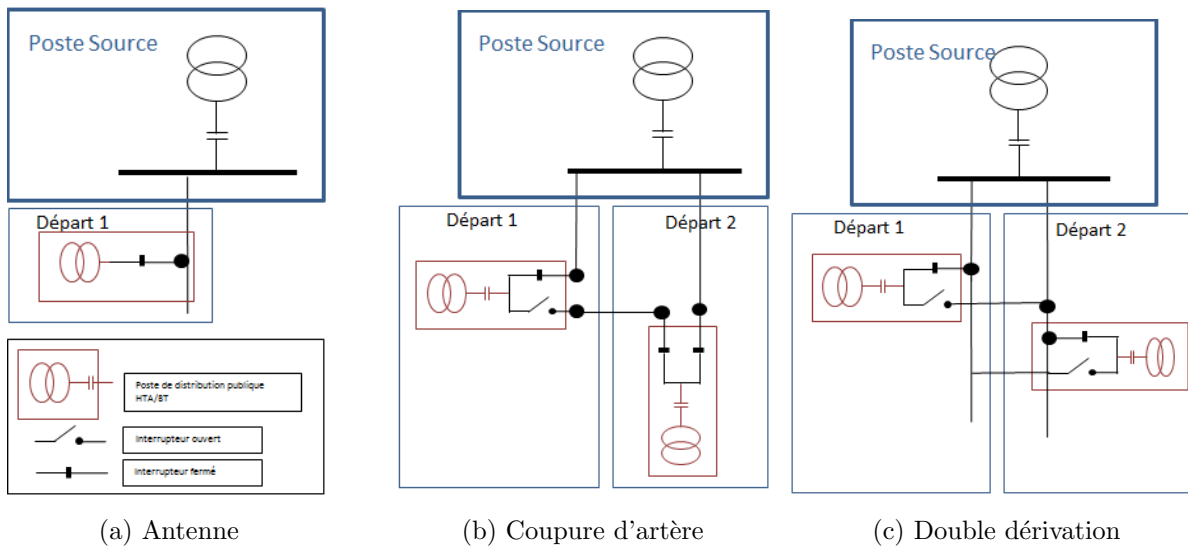


FIGURE 1.6 – Différents raccordements au réseau des postes HTA/BT

Les interrupteurs situés dans les postes sources et qui permettent d'ouvrir un départ entier sont intégrés dans un dispositif appelé cellules. Celles-ci sont équipées à la fois d'un interrupteur mais aussi de dispositif de protection et de mesure. Elles sont télécommandées et manipulables à distance par un outil de téléconduite centralisé auprès du gestionnaire de réseau. Elles intègrent aussi des algorithmes de réalimentation des clients à la suite d'un défaut sur le départ qu'elles "surveillent".

Parmi les interrupteurs disséminés au sein du réseau de SRD, les principaux interrupteurs manuels répertoriés sont :

- des interrupteurs aériens à coupure manuelle (IACM) ;
- des interrupteurs aériens à creux de tension (IACT).

Pour les interrupteurs télécommandés :

- des interrupteurs aériens télécommandés (IAT) ;
- des dispositifs appelés coffret ITI (interface de commande et d'interrupteur) qui intègrent d'autres fonctions.

Tous ces interrupteurs se caractérisent principalement par un pouvoir de coupure, c'est à dire le courant maximal qui peut circuler dans l'interrupteur lorsqu'on souhaite l'ouvrir, sachant que certains dispositifs ne permettent pas d'ouvrir une ligne dans laquelle circule un courant.

Cette donnée est importante surtout lors du basculement du schéma de reprise vers le schéma normal d'exploitation. En effet, lors de cette opération toute la charge d'un départ habituellement relié à un poste source circule dans l'interrupteur qui a permis de reprendre ce départ. Il est donc parfois nécessaire de couper l'alimentation du départ constitué du départ du schéma normal et du départ repris, pour pouvoir manipuler cet interrupteur.

Pour limiter le courant circulant dans cet interrupteur mais surtout éviter une coupure d'électricité pour les clients raccordés sur ce départ, il arrive parfois que, le temps de l'opération, les deux départs soient exploités de manière bouclée. C'est à dire, si les deux départs sont issus de deux postes sources distincts, on va réaliser provisoirement un bouclage entre ces deux sources. Pour réaliser cette opération un accord préalable avec le gestionnaire de réseau de transport (RTE) est nécessaire.

Ce type d'opérations ainsi que leurs planifications sont réalisés par des agents de conduite de réseau.

1.2.2 Supervision du réseau

Pour assurer l'exploitation du réseau de manière continue et sécuritaire, ainsi que suivre les évolutions de celui-ci, les gestionnaires de réseau s'appuient sur différents outils qui enregistrent toutes les données du réseau. On peut citer principalement :

- un outil de cartographie ;
- un outil de téléconduite du réseau.

Suivi de l'évolution du réseau

La cartographie a pour but de répertorier tous les objets constituant le réseau ainsi que la structure géométrique et l'emplacement géographique de ces éléments. La taille du graphe sous-jacent à ce réseau est très élevée du fait du niveau de détail qui le compose. Parfois une même ligne électrique est constituée de plusieurs portions car celle-ci a pu subir des modifications tout au long de son utilisation.

L'outil de cartographie, en plus d'être une banque de données concernant les éléments constitutifs du réseau, intègre aussi un certain nombre de fonctionnalités qui permettent de réaliser diverses estimations et calculs de variables de fonctionnement du réseau.

Dans cette base de données, se retrouvent les éléments tels que les postes sources, de distribution publics, les lignes électriques, ainsi que toutes les caractéristiques associées à ces éléments. La figure 1.7 illustre une vue obtenue grâce à l'outil de cartographie, elle représente une portion de réseau SRD. Dans la cartographie, le réseau est divisé en agences (8 sur le réseau de SRD).

De plus, l'outil de cartographie, de par sa conception, permet l'extraction du graphe représentatif du réseau, c'est cela qui sera utilisé lors des diverses expérimentations menées dans cette thèse. Cette extraction est plus ou moins aisée, mais permet difficilement de sélectionner une partie de réseau que l'on souhaite étudier, les portions de réseau que l'on peut extraire sont prédéfinies par agence.

Cependant du fait de la taille de ce réseau ainsi que du grand nombre d'éléments enregistrés dans cette base de données, il est compliqué d'utiliser cet outil pour la conduite du réseau. Il est donc nécessaire de disposer de moyens de supervision du réseau pour ainsi pouvoir veiller au bon fonctionnement et agir rapidement en cas de défaut.

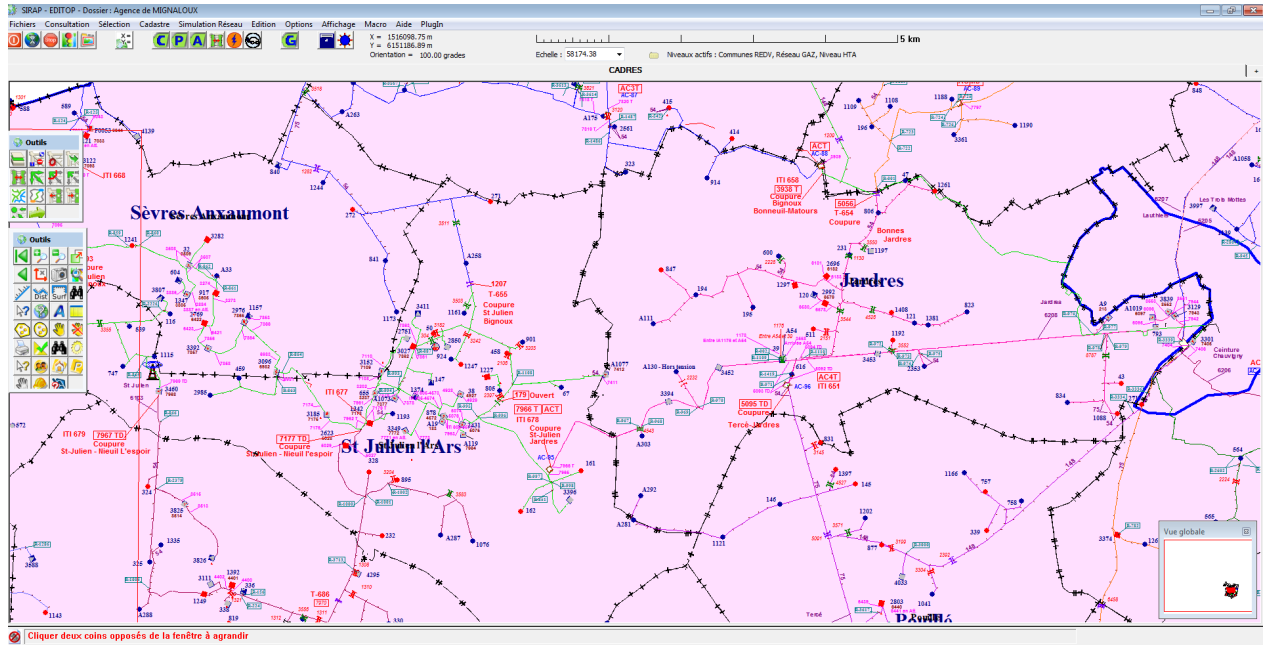


FIGURE 1.7 – Vue de la cartographie

Conduite du réseau

Le gestionnaire de réseau utilise un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) pour surveiller en temps réel l'état du réseau mais aussi agir sur les organes permettant de modifier l'état du réseau. La conduite de réseau consiste à surveiller et agir sur le réseau pour mener à bien son exploitation.

La représentation du réseau mise en place dans l'outil de conduite n'est pas directement liée à la cartographie, il peut donc exister des divergences entre cet outil et l'outil de cartographie. Cependant, bien que le SCADA ne soit pas aussi détaillé que la cartographie, celui-ci permet de visualiser tous les éléments nécessaires à la conduite de réseau tels que les organes de coupures. La figure 1.8a issue de [3] illustre globalement le positionnement de l'outil de conduite d'un réseau et la figure 1.8b présente une vue de l'outil de conduite.

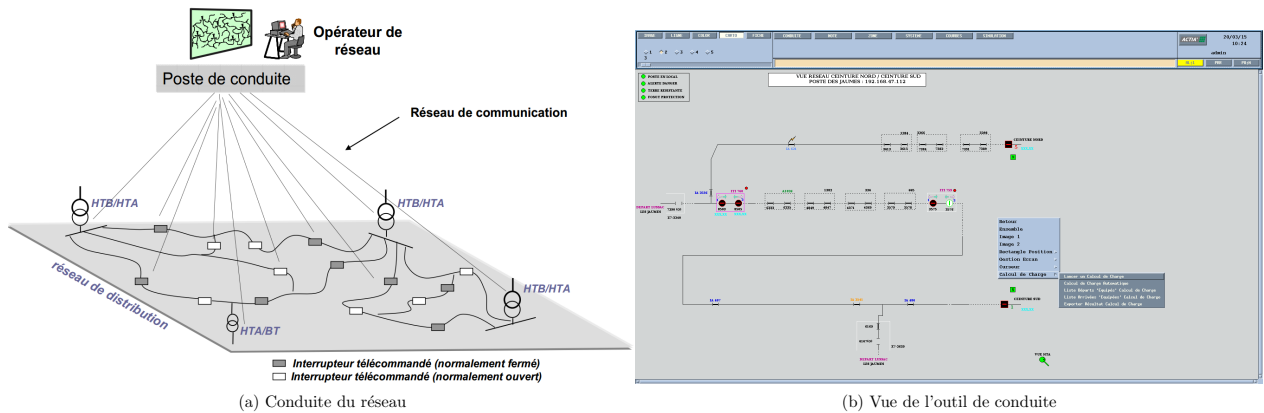


FIGURE 1.8 – Structure et exploitation de réseau

Dans cet outil, les postes sources sont plus détaillés que dans la cartographie car les conducteurs de réseau ont besoin, par exemple, des éléments de chacun des départs et qui ne sont pas forcément

renseignés dans la cartographie. De plus, l'outil de conduite répertorie aussi les différentes mesures disponibles sur le réseau, que ce soit dans les postes sources, ou bien dans les éléments de sécurité qui intègrent des capteurs de mesure.

D'une manière générale l'outil de conduite permet de :

- commander les organes de coupure ;
- connaître l'état des organes de coupure ;
- mesurer certaines grandeurs (courant, tension) ;
- signaler les dysfonctionnements.

En effet, l'outil de conduite permet de visualiser la quasi totalité des mesures disponibles en temps réel sur le réseau HTA, il est directement relié aux interrupteurs télécommandés. C'est grâce à cet outil que le conducteur de réseau peut "piloter" les manœuvres à réaliser lors d'un événement nécessitant de modifier la structure du réseau, ou bien de réalimenter une partie du réseau.

L'évolution de l'utilisation du réseau nécessite désormais plus de flexibilité pour permettre une intégration des sources d'énergies renouvelables dispersées sur le territoire. En effet, les flux d'énergie étaient auparavant seulement issus des grosses sources de production reliées au réseau de transport et de réparation mais peuvent désormais provenir des sources de production isolées sur le réseau de distribution.

De plus, les gestionnaires de réseau doivent aujourd'hui intégrer plus de paramètres lors de la mise en place des schémas d'exploitation, pour utiliser plus efficacement les réseaux en termes de pertes par effet Joule ou d'utilisation des sources de production locales. La prise en compte de tous ces paramètres et la recherche d'une solution adaptée doivent se faire à travers l'utilisation d'un système de gestion de la distribution DMS (Distribution management System).

1.3 Enjeux et organisation de la thèse

Le fonctionnement du réseau de distribution est tel que l'énergie qui est acheminée vers les consommateurs est, soit achetée au réseau de transport ou de répartition, soit produite localement. Les coûts ne sont bien entendu pas les mêmes et si l'équilibre entre la production locale et la consommation est bénéficiaire, cela signifie que de l'énergie produite n'est pas consommée localement. Par conséquent, ce surplus de production sera réinjecté dans le réseau de transport. Donc un des enjeux de la mise en place d'un schéma d'exploitation optimal est de maximiser la consommation au plus proche de la source d'énergie produite localement.

De plus, le transport d'électricité via les lignes électriques engendre obligatoirement des pertes qui sont liées directement à la nature et à la section du câble qui constituent cette ligne. Ces pertes électriques sont donc vues comme une consommation d'énergie supplémentaire à celle des consommateurs reliés au réseau. Il est donc important pour la performance énergétique et par conséquent l'impact écologique de limiter au minimum les pertes engendrées par ce réseau. Par ailleurs, ces pertes électriques dans les lignes entraînent des variations de tension qui peuvent être dommageables pour le client final.

C'est donc pour apporter une expertise et une part de réponse à ces différents enjeux que cette thèse contribue à lever un éclairage spécifique ainsi que des propositions de techniques d'optimisation pour la définition d'un schéma d'exploitation optimal, par le développement d'un outil DMS pour l'entreprise SRD.

Organisation du manuscrit

Le mémoire présentant les travaux réalisés durant cette thèse est organisé en cinq chapitres illustrés par la figure 1.9.

Dans le chapitre 2, un état de l'art de l'utilisation de l'optimisation dans les réseaux électrique est présenté. Cette étude bibliographique répertorie essentiellement des travaux permettant d'améliorer la qualité et les performances de l'acheminement de l'électricité au sein du réseau. Un focus tout particulier est conduit sur les travaux portant sur la réduction des pertes électriques. De plus, une distinction est réalisée selon la méthode d'optimisation employée pour mener à bien ces objectifs.

L'orientation des travaux de recherche présentés dans ce manuscrit est détaillée, et dans cette même partie le contexte dans lequel ces travaux de thèse se sont déroulés est aussi évoqué.

Dans le chapitre 3, un premier modèle d'optimisation développé sur la base des orientations présentées dans le chapitre précédent est détaillé. Celui-ci s'appuie sur une simplification des démarches de calcul des valeurs électriques existantes, et modélise le problème selon une forme connue, à savoir un problème de flot à coût minimum. Ce modèle est évalué selon une démarche expliquée dans le chapitre précédent et permet de montrer la faisabilité de l'approche d'optimisation mise en place tout en expliquant ses limites. Le modèle d'optimisation est évalué sur différents cas d'études présents dans la bibliographie, mais aussi issus de l'entreprise SRD dans laquelle les travaux de thèse ont été réalisés.

Le chapitre 4 présente une reformulation convexe du modèle exposé dans le chapitre précédent, qui vient confirmer et améliorer l'approche mise en place. Les performances de ce modèle sont à nouveau comparées selon la même démarche que précédemment et quantifient ainsi les améliorations apportées. Dans ce chapitre la reformulation du modèle permet aussi de présenter la capacité de cette modélisation à intégrer un des facteurs prépondérant à la mise en place

de cette thèse. Il s'agit de la possibilité d'optimiser un réseau de grande taille et d'intégrer des énergies renouvelables distribuées sur le réseau dans le calcul de l'optimisation du facteur des pertes.

Le chapitre 5 démontre l'applicabilité du modèle présenté à prendre en compte des facteurs opérationnels de gestion du réseau. Dans ce chapitre, une partie est consacrée à la modélisation de phénomènes non électriques, essentiels à l'utilisateur de l'outil intégrant ce modèle, pour rechercher un réseau optimisant l'ensemble de ces facteurs. La deuxième partie du chapitre évalue la nécessité ou non d'introduire la notion d'énergie à la place de la puissance dans la recherche du schéma optimal. Dans cette étude une démarche de modélisation de la variabilité temporelle des charges et des productions est présentée, ainsi qu'une méthode de calcul et d'optimisation de l'intégrale. Dans ce chapitre l'ensemble des études est réalisé sur des réseaux réels, ceux de l'entreprise SRD, pour démontrer l'applicabilité concrète des travaux réalisés dans cette thèse.

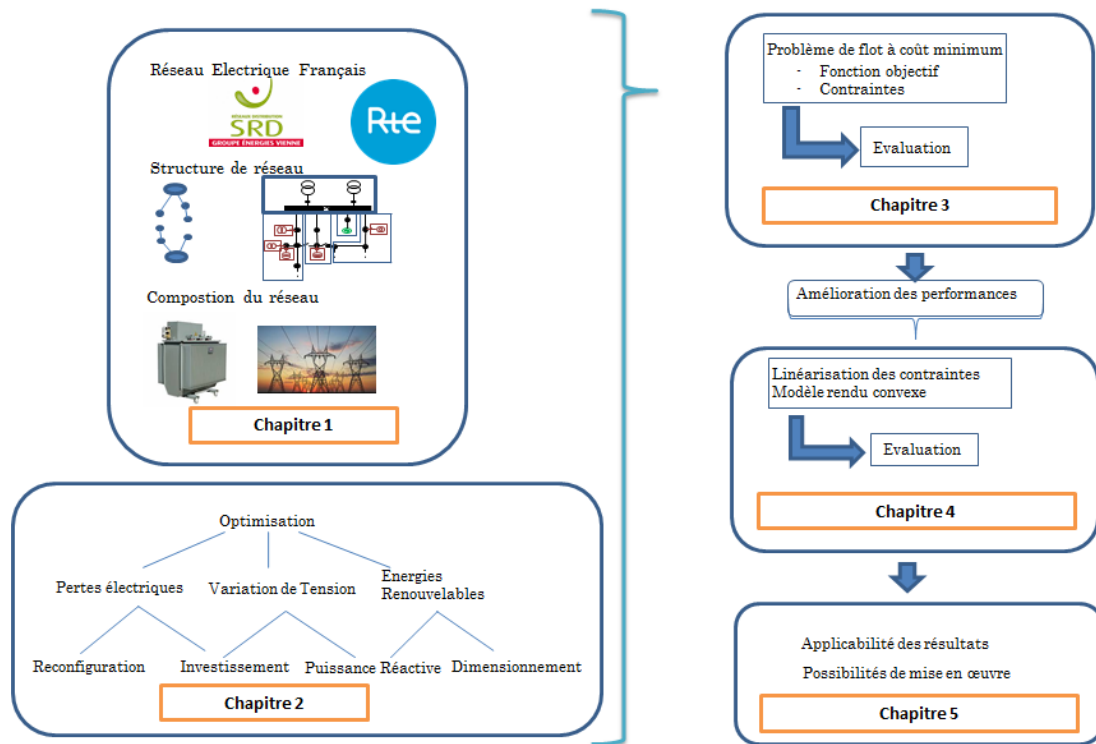


FIGURE 1.9 – Vue globale de la thèse

Les contributions apportées par une partie des travaux présentés dans les chapitres 3 et 5 ont permis la publication de deux articles présentés en conférence :

- [4] A. A. Zazou, E. Grolleau, E. Chevrier, P. Richard, J. P. Gaubert and L. Bellatreche, "Power distribution network reconfiguration based on min-cost flow problem," 2016 IEEE 14th International Conference on Industrial Informatics (INDIN), Poitiers, 2016, pp. 286-291
- [5] A. A. Zazou, J. P. Gaubert, E. Chevrier, E. Grolleau, P. Richard and L. Bellatreche, "Distribution network reconfiguration problem for energy loss minimization with variable load," IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Florence, 2016, pp. 3848-3853

L'article [4] a été rédigé grâce aux travaux présentés dans le chapitre 3 concernant la mise en place de notre premier modèle de minimisation des pertes électriques dans le réseau. L'article présente l'intérêt de la simplification du modèle d'optimisation comparé à l'utilisation de modèle complexe résolu à l'aide d'une méthode d'optimisation approché.

Le deuxième [5] article quant à lui, reprend en partie les résultats présentés dans le chapitre 5 concernant le passage d'une optimisation basée sur une puissance instantanée en une optimisation basée sur l'énergie. Cependant contrairement au modèle d'optimisation utilisé dans le chapitre 5, dans cet article le modèle d'optimisation correspond à celui décrit dans le chapitre 3.

Chapitre 2

Chapitre 2 : Etat de l'art

Sommaire

1.1	Les Réseaux électriques	12
1.1.1	Généralités	12
1.1.2	Structure et exploitation	13
1.1.3	Composition du réseau électrique	15
1.2	Contrôle et supervision des réseaux	19
1.2.1	Moyen de contrôle	19
1.2.2	Supervision du réseau	21
1.3	Enjeux et organisation de la thèse	24

2.1 Présentation du chapitre

Une description générale du réseau électrique ainsi que des éléments qui le constituent a été faite dans le chapitre précédent. Ce chapitre présente aussi un état des lieux des différents moyens d'action possibles pour améliorer la qualité de l'acheminement de l'électricité.

Quelques grandeurs sont données concernant les valeurs électriques liées au fonctionnement du réseau ainsi qu'une brève description de méthodes existantes pour le calcul de ces valeurs. L'objectif de ce chapitre est principalement d'expliquer le contexte de la thèse ainsi que de proposer un état de l'art des méthodes d'optimisation de réseau électrique.

A partir de cet état des lieux, une description des objectifs du projet est donnée ainsi que des attentes de la part de l'entreprise SRD. Tout au long du manuscrit, les modèles d'optimisation proposés seront évalués et comparés à d'autres solutions existantes. Cette démarche d'évaluation sera présentée en détail, et les modifications apportées aux données issues de la base donnée de SRD seront détaillées.

2.2 Contexte de la thèse

Cette thèse a été menée dans le cadre d'une convention CIFRE associant l'entreprise locale de distribution du département de la Vienne SRD et le laboratoire LIAS de Poitiers.

L'entreprise SRD s'inscrit actuellement dans une démarche de développement de solution SMART-GRIDS, notamment avec des expérimentations telles que le déploiement de moyens de stockage sur le réseau, mais aussi avec les travaux de thèse présentés dans ce manuscrit.

Cette thèse s'intègre dans le développement d'un système appelé IMAGE (système Intelligent de Management et Gestion de l'Energie). Ce système est divisé en deux parties, il est composé d'un outil d'estimation des flux dans le réseau et d'un outil d'optimisation du réseau, c'est sur ce dernier que portent les travaux de cette thèse.

L'objectif consiste à rechercher un schéma d'exploitation optimal du réseau de distribution de la Vienne en prenant en compte un certain nombre de contraintes opérationnelles et techniques. De plus, cet outil doit permettre l'exploitation future de données issues des compteurs intelligents actuellement en déploiement sur l'ensemble de la France.

Pour mener à bien ce projet et orienter les propositions d'évolution technologique dans le domaine des SMARTGRIDS concernant cet outil, le laboratoire LIAS apporte sa compétence sur le domaine du génie électrique, de la modélisation de l'optimisation mais aussi de la gestion des données. La particularité de cette thèse pour le laboratoire réside dans l'association de ces trois compétences au sein d'un même projet avec objectif d'application dans le monde industriel.

Cette collaboration a pour ambition d'apporter une solution innovante à SRD tout en contribuant à l'évolution de son domaine d'activité au sein du concept des SMARTGRIDS. En effet, ce domaine nouveau a pleinement besoin d'être directement développé au sein du monde industriel pour pouvoir répondre au mieux aux contraintes réelles du secteur. Par exemple, les problématiques liées au passage à l'échelle des méthodes présentes dans l'état de l'art des techniques d'optimisation des réseaux électriques demeurent à fiabiliser, ou bien le manque de données ne permettant pas les calculs précis des valeurs électriques caractéristiques restent à surmonter.

C'est donc dans ce contexte que les travaux de recherche présentés dans cette thèse ont été conduits, ils ont abouti à l'élaboration d'un démonstrateur de l'outil d'optimisation du réseau électrique correspondant à la demande émise par SRD.

2.3 Calculs et optimisations dans les réseaux électriques

2.3.1 Valeurs électriques

L'objectif des calculs électriques dans les réseaux est d'estimer les valeurs des grandeurs électriques caractéristiques en chaque point du réseau. Ces valeurs doivent permettre de vérifier les contraintes imposées au réseau, notamment en terme de tenue de la tension nominale, mais aussi de calculer la quantité de pertes engendrées par le réseau.

Les méthodes de calcul peuvent varier selon la structure et la taille du réseau, puisque selon que le réseau est bouclé ou radial (cf 1.1.2), la difficulté à obtenir une solution est variable.

Pour l'étude du fonctionnement du réseau du point de vue du gestionnaire, le courant circulant dans les lignes est considéré alternatif et sinusoïdal de fréquence $f = 50Hz$ (60Hz au États unis). Par conséquent, les grandeurs caractéristiques électriques à partir desquelles toutes les autres valeurs sont calculées sont :

— Tension

$$u(t) = u_0 \cos(\omega t) \text{ (en Volt) (ou } \omega = 2\pi f)$$

— Intensité, ou courant

$$i(t) = i_0 \sin(\omega t + \varphi) \text{ (en Ampère)}$$

— Déphasage φ , entre le courant et la tension

Les charges reliées au réseau n'ont pas toutes les mêmes caractéristiques, certaines ont un caractère résistif comme les systèmes de chauffage direct, fours, lampes à incandescence et d'autres ont plutôt un caractère inductif ou capacitif comme les moteurs ou les transformateurs. Ce sont ces caractéristiques qui vont modifier le déphasage entre le courant et la tension, les charges purement résistives n'entraînent pas de déphasage entre le courant et la tension, alors que les charges purement inductives ou capacitives induisent un déphasage compris entre $+90$ ou -90 degrés respectivement.

Les trois puissances, en écriture monophasée, caractérisant les flux d'énergie dans un réseau sont :

— Puissance active

$$P = U I \cos(\varphi) \text{ en Watt (W)} \quad (2.1)$$

— Puissance réactive

$$Q = U I \sin(\varphi) \text{ en Volt-Ampère-Réactif (VAR)} \quad (2.2)$$

— Puissance apparente

$$S = U I \text{ en Volt-Ampère (VA)} \quad (2.3)$$

Ces trois puissances présentant des valeurs complexes, elles peuvent être représentées par un diagramme de Fresnel 2.1.

La Puissance apparente peut aussi se calculer de la manière suivante, $|S| = \sqrt{P^2 + Q^2}$.

On peut voir d'après ces différentes équations de puissance, que dans le cas d'une charge purement résistive la puissance transmise sera purement active car $\sin(90) = \sin(-90) = 0$ donc $Q = 0$

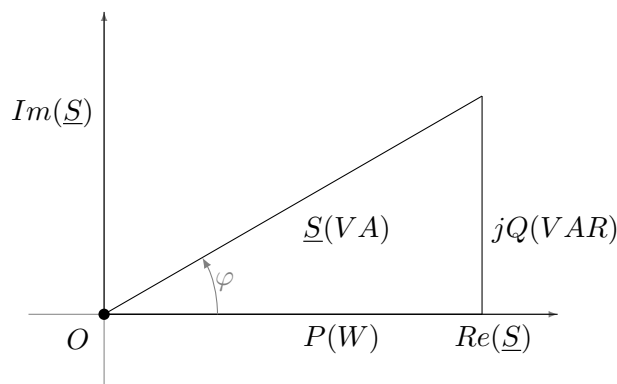


FIGURE 2.1 – Représentation de Fresnel des puissances en régime sinusoïdal

et $S = P$. Cependant dans le cas inductif ou capacitif c'est l'inverse qui se produira, c'est à dire que la puissance transitée sera réactive (négative ou positive).

D'après le graphique de la figure 2.1 et le théorème de Pythagore, le déphasage entre courant et tension peut s'exprimer sous les formes suivantes :

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \quad (2.4)$$

$$\sin(\varphi) = \frac{Q}{S} \quad (2.5)$$

$$\tan(\varphi) = \frac{Q}{P} \quad (2.6)$$

Le facteur $\cos(\varphi)$ est appelé facteur de puissance et le gestionnaire de réseau s'efforce de le maintenir autour d'une valeur de 0.9.

Dans un réseau, il est important de connaître la valeur de ces différentes puissances transitées en tout point du réseau pour ainsi éviter la surcharge d'une ligne qui pourrait créer sa rupture par échauffement ou bien la surcharge d'un transformateur.

Du fait des caractéristiques matérielles des lignes électriques (R résistance et X Réactance) constituant le réseau, celles-ci engendrent des pertes de puissance dues à l'échauffement des câbles. Ces pertes par effet Joule ont comme impact d'augmenter la quantité de puissance nécessaire à alimenter tous les consommateurs du réseau de cette même quantité de puissance perdue. Il existe aussi d'autres sources de pertes comme les pertes dans les transformateurs. Par ailleurs, cette impédance (R et X) entraîne une chute de tension le long de la ligne électrique et contribue à l'affaiblissement de la valeur efficace de la tension au point de distribution.

Le calcul des valeurs de puissance au sein d'un réseau est communément appelé calcul de répartition de charge : "Loadflow" ou "Powerflow". La méthode utilisée pour cela peut être différente en fonction de la structure du réseau. Ces méthodes nécessitent la connaissance de la topologie du réseau ainsi que des caractéristiques des lignes électriques qui définissent ce réseau.

Dans le cas d'une structure de réseau radial, c'est à dire où les charges sont reliées à une seule source, il est imaginable de réaliser ce calcul en parcourant l'intégralité du graphe constitutif du réseau.

Les valeurs des puissances consommées en chaque point du réseau sont supposées connues et les caractéristiques du réseau aussi. Avec une approximation des tensions, il est donc possible de parcourir les différents nœuds du réseau en partant des nœuds extrémités et à l'aide de la loi des nœuds (ou loi de Kirchhoff) d'en déduire une première approximation de la répartition de la

puissance.

Méthode de calcul pour les réseaux radiaux

Pour décrire l'approche générale de résolution du problème de répartition de charge dans les réseaux de type radiaux on utilisera l'illustration 2.2.

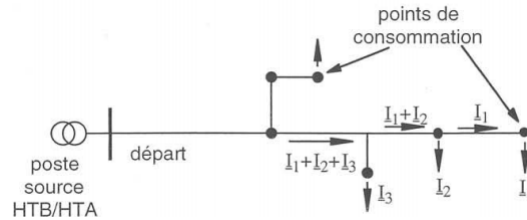


FIGURE 2.2 – Réseau radial, exemple de calcul de répartition de la puissance

La démarche de calcul de répartition de charge dans une telle structure est un processus itératif qui peut se décrire comme suit :

- 1 Calculer les valeurs des courants dans les lignes avec une tension en chaque point à valeur nominale ($V_i(k = 0) = V_{nominal}$) sans prendre en compte les pertes en partant des nœuds extrémités ;
- 2 En partant du poste source, calculer les chutes de tension dans chaque ligne et en déduire la tension en chaque nœud ($V_i(k)$) ;
- 3 En partant des nœuds extrémités, calculer les valeurs du courant dans les lignes et mettre à jour les valeurs des tensions à chaque nœud ($V_i(k)$) ;
- 4 Si la différence entre les tensions calculées entre $V(k)$ et $V(k - 1)$ est supérieure à un certain seuil répéter 2) et 3) sinon arrêter les itérations.

Grâce à ce processus itératif, nous pouvons ajouter aux tensions de chaque nœud les chutes de tension liées au câble et ajouter au flux de puissance les pertes engendrées par les câbles.

Pour plus de détail sur cette méthode de calcul ainsi que sa mise en œuvre, le lecteur peut se référer aux chapitres dédiés dans [6], [3].

L'avantage de cette méthode réside dans sa simplicité de mise en œuvre car elle s'appuie sur des algorithmes connus de parcours de graphe, cependant cette méthode est applicable dans les cas de réseau radiaux mais n'est plus valable dans le cas de réseaux maillés ou bouclés (cf 1.1.2).

Méthode de calcul pour tous les types de réseaux

La méthode générale de calcul de répartition de charges permet d'estimer les valeurs du module et de l'argument de la tension en chaque nœud du réseau. Cette méthode suppose toujours la connaissance des puissances consommées et les caractéristiques des lignes du réseau sont représentées de manière matricielle à l'aide d'une matrice d'admittance nodale notée Y . Une description détaillée de cette méthode de calcul est disponible dans [7].

La matrice d'admittance permet de calculer le courant transitant dans chaque ligne grâce à la loi d'ohm sous sa forme matricielle, à savoir :

$$I = Y * V \quad (2.7)$$

L'objectif étant de calculer la valeur du vecteur de tension complexe V , on va devoir s'appuyer sur un système d'équation 2.8, non linéaire, représentant la relation entre les puissances (actives : $P(\varphi, |v|)$ et réactives $Q(\varphi, |v|)$) consommées qui sont connues et les tensions que l'on cherche à déterminer.

Le bilan de puissance devant être équilibré il est possible de définir un système d'équation de type :

$$\begin{cases} F_p(\varphi, |v|, P_{produit}) = P(\varphi, |v|) + P_{consomme} - \sum P_{produit} = 0 \\ F_q(\varphi, |v|, Q_{produit}) = Q(\varphi, |v|) + Q_{consomme} - \sum Q_{produit} = 0 \end{cases} \quad (2.8)$$

Ce système est défini pour tous les nœuds qui ne sont pas des nœuds postes sources, et cette équation revient à résoudre une équation de type $g(X) = 0$ avec $X = \begin{pmatrix} \varphi \\ |v| \end{pmatrix}$.

Pour cette résolution on applique la méthode de Newton en supposant que les valeurs recherchées soient proches des valeurs nominales. Pour cette méthode il faut linéariser le système par un développement en série de Taylor d'ordre 1 autour du point de fonctionnement nominal, à savoir le module de la tension proche de la tension de référence et l'argument de la tension nulle (noté X_0).

Cette méthode est elle aussi itérative, mais elle va chercher à approximer successivement la valeur du vecteur X à partir de l'approximation linéaire $l(X)$ de $g(X)$ grâce à l'équation 2.9.

Si on considère X_0 la première approximation du vecteur de solution, l'algorithme de Newton recherche X_1 tel que :

$$g(X_1) \approx l(X_1) = g(X_0) - g'(X_0) * (X_1 - X_0) = 0 \quad (2.9)$$

$$X_1 = X_0 - \frac{g(X_0)}{g'(X_0)} \quad (2.10)$$

$$l(X_1) - g(x_0) = \begin{pmatrix} \Delta F_p \\ \Delta F_q \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} \frac{\partial F_p}{\partial \varphi} & \frac{\partial F_p}{\partial |u|} \\ \frac{\partial F_q}{\partial \varphi} & \frac{\partial F_q}{\partial |u|} \end{pmatrix}}_{\text{Jacobiennne}} * \begin{pmatrix} \Delta \varphi \\ \Delta |u| \end{pmatrix} \quad (2.11)$$

L'équation 2.11 revient à résoudre une équation de type $Ax = B$ où A correspond à la matrice des dérivées partielles (matrice jacobienne) et B le vecteur des variations de V . Pour cette résolution il est nécessaire de réaliser une inversion de matrice, pour ce faire une décomposition dite LU est généralement utilisée.

A la première itération $\begin{pmatrix} \Delta F_p \\ \Delta F_q \end{pmatrix}$ est considérée nulle et 2.11 est résolu.

Puis à l'itération suivante on se sert de X_1 déterminé précédemment pour calculer les valeurs du système 2.8, on remplace X_0 par X_1 et on résout de nouveau 2.11. L'algorithme stoppe les itérations lorsque la variation entre X_0 et X_1 est inférieure à un seuil défini.

L'avantage de cette méthode est la généralité des réseaux à laquelle elle s'applique ainsi que le fait qu'elle ne nécessite pas de parcours de graphe. En effet à chaque itération il s'agit simplement d'un calcul matriciel général. Cette méthode de calcul de répartition de charge est étudiée depuis

de nombreuses années et pour plus de détail sur cette méthode ainsi que des différents facteurs pouvant être obtenus, le lecteur peut se référer à [8].

2.3.2 Optimisation dans les réseaux

Dans la sous-section précédente deux méthodes de calcul des valeurs électriques caractéristiques du réseau ont été présentées. Mais bien qu'elles soient très utiles pour la supervision des transits de flux dans un réseau, que ce soit en pseudo temps réel ou a priori lors d'étude de modification de réseau, elles ne permettent pas directement la définition des schémas d'exploitation des réseaux. En effet, elles n'ont pas pour objectif d'étudier quels facteurs pourraient être modifiés pour améliorer les performances du réseau.

Le fait de chercher à améliorer les performances d'un réseau, quel que soit le moyen d'action ou quel que soit le facteur à améliorer est communément appelé l'optimisation des réseaux électriques. Ce domaine englobe une multitude de problématiques liées au fonctionnement du réseau électrique, et présente une diversité de solutions apportées.

Cette diversité est présente dans les moyens d'action sur le réseau, par exemple, grâce à l'ajout d'éléments sur le réseau, par la modification de stratégie de régulation de valeurs électriques, ou bien la modification de la structure du réseau. Mais elle peut aussi se retrouver dans les méthodes d'optimisation utilisées telles que les méta-heuristiques ou les méthodes exactes.

Globalement l'optimisation dans les réseaux peut intervenir soit au moment d'investissements planifiés dans le réseau par exemple, lors du raccordement de nouvelles sources de productions décentralisées ou bien la création de nouvelles lignes électriques. Mais aussi lors de l'exploitation quotidienne du réseau dans lequel on cherche à modifier des paramètres avec les installations déjà existantes sur le réseau.

Néanmoins, dans la plupart des cas d'optimisation de réseau, les différentes valeurs connues qui caractérisent la qualité et les performances de fonctionnement d'un réseau électrique sont principalement :

- 1) les variations de tension dans le réseau ;
- 2) l'insertion et l'utilisation de la puissance issue des sources d'énergies renouvelables dispersées dans le réseau ;
- 3) la quantité de pertes électriques.

On pourrait aussi penser aux aspects économiques, notamment aux coûts d'investissement lors de la mise en place de nouvelles installations ou bien d'exploitations globales du réseau liées aux conditions tarifaires de l'énergie qui y transite ou bien au vieillissement des installations sollicitées. Lors de l'exploitation quotidienne des réseaux les coûts associés sont directement liés aux facteurs 1), 2) et 3).

D'autres indicateurs reflétant la sûreté de fonctionnement du réseau peuvent être également mentionnés, à savoir les coupures et micro coupures de courant qui peuvent survenir. Ces valeurs sont communément quantifiées par des index comme :

- "SAIDI" : System Average Interruption Duration Index, qui mesure la durée des coupures d'électricité pour les clients ;

- "SAIFI" : System Average Interruption Frequency Index, qui mesure la fréquence des coupures d'électricité pour les clients.

SRD établit des statistiques annuelles concernant le nombre total de coupures ainsi que leurs durées et l'impact sur les clients. Pour établir ces statistiques, il faut savoir que les coupures d'électricité sont classées en trois catégories selon la durée. Les microcoupures qui sont inférieures à 1 seconde, les coupures brèves comprises entre 1 seconde et 3 minutes et les coupures longues d'une durée de plus de 3 minutes.

De plus, les coupures peuvent avoir plusieurs origines, à savoir un problème au niveau des lignes électriques du réseau de transport amont au réseau de distribution, ou bien des causes locales au réseau de distribution telles qu'une chute d'arbre sur une ligne ou un incident lors de travaux sous tension.

Pour ne retenir qu'une seule valeur, sur l'année 2014, SRD comptait une durée de coupure moyenne annuelle par client de 12.94 minutes. Ce taux est nettement inférieur à la valeur moyenne nationale située autour de 50 minutes [9].

Du fait des performances déjà atteintes sur ce facteur de la part de SRD en terme de continuité de service, cette piste d'amélioration de la qualité de distribution n'a pas été investiguée plus profondément.

Ainsi, dans le cadre de cette thèse c'est principalement l'amélioration des facteurs 1), 2) et 3) cités précédemment qui a guidé nos recherches.

2.3.2.1 Réglage de la tension

Le niveau de tension sur le réseau BT est régi par une norme qui impose au gestionnaire de réseau de maintenir cette tension de +/-10% autour de la valeur nominale pour assurer la qualité de fourniture de l'électricité. Les appareils électriques des clients reliés au réseau sont conçus pour fonctionner sous une certaine tension d'alimentation et risquent d'être endommagés si celle-ci n'est pas respectée. Il en va de même pour les producteurs d'énergies renouvelables qui, si la tension du réseau ne respecte plus les limites imposées, risquent de se retrouver déconnectés du réseau.

C'est pourquoi le réglage de la tension est un point important qui mobilise la communauté scientifique depuis de nombreuses années. Plusieurs facteurs modifiant le niveau de tension ont été identifiés et des moyens d'action ont été mis en oeuvre pour en réduire l'impact. On peut citer notamment la puissance réactive circulant sur le réseau [10], [11].

Le contrôle de la puissance réactive sur le réseau a fait l'objet de nombreux travaux (ex : [12], [13], [14]) et une technique communément employée consiste à l'ajout de banc de condensateur en certains points du réseau pour améliorer le facteur de puissance ($\cos(\varphi)$). De ce fait, à charge égale donc à puissance active constante, la limitation du transit de puissance réactive va limiter la valeur du courant ce qui va limiter la diminution de la tension.

Pour limiter la chute de tension aux extrémités des départs HTA certains postes sources sont aussi équipés de dispositifs régleurs en charge venant modifier le rapport de transformation en temps réel pour ainsi maintenir la tension à un niveau optimal.

Avant l'insertion massive de sources d'énergie renouvelables sur le réseau, il était constaté majoritairement des chutes de tension, cependant aujourd'hui avec l'augmentation du nombre de productions décentralisées, de plus en plus d'élévations de tension sont répertoriées.

2.3.2.2 Insertion des productions d'électricité décentralisées

Au vu de l'impact de l'insertion des productions décentralisées renouvelables (solaire, éolien, bio-gaz) sur le réseau, à savoir sur le niveau de tension mais aussi sur les pertes électriques [15], de nombreux travaux ont concentré leurs recherches sur l'optimisation de l'insertion de ces productions.

L'optimisation de l'insertion des énergies renouvelables peut donc avoir plusieurs objectifs, la réduction des pertes ou la réduction des variations de tension sachant que ces deux facteurs sont corrélés.

Cela peut se faire par le biais de différents moyens d'action, tels que la recherche de la position optimale au sein du réseau ou bien la taille optimale de l'installation à positionner.

Dans ces travaux cités dans les références [16], [17],[18], [19], des méthodes d'optimisation sont mises en œuvre pour rechercher dans un premier temps l'emplacement idéal dans le réseau pour l'installation d'une nouvelle source de production décentralisée. Puis dans un deuxième temps l'optimisation aura pour objectif de déterminer la taille idéale de l'installation à positionner pour optimiser le facteur de perte électrique ou de niveau de tension dans le réseau.

Néanmoins dans le cas du réseau de SRD l'implantation des sources d'énergies renouvelables décentralisées n'est pas décidée par le gestionnaire de réseau. En effet SRD doit simplement étudier la possibilité de raccordement de l'installation sur son réseau mais ne peut pas décider de la taille ni du lieu ou celle-ci doit être mise en place, cette décision n'étant pas de son ressort.

Cela implique donc seulement que le gestionnaire de réseau ne dispose que de très peu de moyens d'actions sur ces sources non contrôlables et difficilement prévisibles. Le seul paramètre qui peut aujourd'hui être utile à une forme d'optimisation du réseau consiste à demander aux producteurs de modifier leurs facteurs de puissance pour ainsi servir de source ou de consommateurs de puissance réactive.

2.3.2.3 Minimisation des pertes

Les variations de tension et les pertes par effet Joule dans les lignes sont des phénomènes intimement liés, c'est pourquoi toute une partie de la communauté de l'optimisation dans les réseaux électriques s'est attachée à résoudre le problème de minimisation des pertes. En plus de l'amélioration de la qualité de fonctionnement du réseau, la réduction des pertes comporte un intérêt écologique non négligeable car les pertes électriques sont de l'énergie qui n'est pas consommée par les clients, et constitue donc une forme de "gaspillage" électrique.

Aujourd'hui, le gestionnaire de réseau a pour obligation d'acheter une quantité d'énergie égale aux pertes estimées sur son réseau. De plus, on peut noter que les pertes engendrant une augmentation des flux d'énergies sur le réseau qui ne seront pas consommés par les clients finaux, seront payées entièrement par le gestionnaire de réseau. On peut donc dire que SRD payera doublement les pertes électriques de son réseau c'est pourquoi il est important de les minimiser.

Parmi les solutions apportées [20],[21], la communauté scientifique a proposé l'installation de bancs de capacité dans le réseau pour réduire les pertes (par exemple[22],[23],[24],[25]). Comme indiqué précédemment le contrôle de la puissance réactive à un niveau minimal qui transite dans le réseau va avoir pour impact de globalement réduire la puissance apparente et donc l'amplitude efficace du courant. Puisque les pertes électriques sont directement liées à l'amplitude du courant et si ce courant diminue, à charge égale, les pertes diminuent aussi.

Une autre technique couramment utilisée dans l'objectif de réduire les pertes électriques est la reconfiguration du réseau [26]. Cette technique consiste à modifier la structure par l'ouverture et la fermeture des interrupteurs du réseau, et ainsi modifier le parcours de la puissance dans le réseau. D'après la description faite dans la section 1.1.2 les réseaux ont une structure maillée, mais sont exploités de manière radiale. C'est à dire que le graphe du réseau est un arbre, c'est donc en utilisant les possibilités de maillage que le transfert des charges d'une branche vers une autre du réseau va permettre la réduction des pertes.

Globalement deux grandes approches de résolution du problème de reconfiguration sont utilisées :

- 1 Intuitivement une solution à ce problème serait d'énumérer l'ensemble des configurations réseau possible et de calculer la quantité de pertes engendrées par chaque configuration. Cependant au vu du nombre très élevé de possibilités de configurations, il est quasi impossible de réaliser une recherche exhaustive de l'ensemble des solutions. Cependant il pourrait être envisagé d'en énumérer un certain nombre selon certains critères liés à la connaissance du réseau étudié.
- 2 La deuxième approche pourrait être de calculer la répartition de charge qui minimise les pertes dans le réseau entièrement maillé sans se préoccuper de la configuration, ce problème est aussi appelé "optimal power flow" (OPF). Puis à partir du résultat de cette répartition de charge, de chercher à déterminer quels interrupteurs doivent être manipulés pour obtenir ces flux dans le réseau.

Dans ces deux approches, la difficulté réside soit dans la recherche de la configuration, soit dans le calcul de la répartition de charge. La reconfiguration est un problème de nature combinatoire, car elle implique un état binaire (ouvert/fermé) pour les différents interrupteurs du réseau. Le calcul de répartition de charge quant à lui est un problème non linéaire (cf 2.3.1), il nécessite l'utilisation de techniques itératives de type Newton-Raphson pour sa résolution. Par conséquent, la nature du problème de minimisation des pertes par reconfiguration est de type non linéaire en variables mixtes (continues et binaires).

Ce type de problème est connu pour être très difficile à résoudre, et les différentes techniques utilisées pour sa résolution se partagent entre les heuristiques, les méta-heuristiques et les méthodes d'optimisation dites exactes. Ces différentes méthodes présentent chacune des avantages et inconvénients qui leur sont propres.

Pour les heuristiques, ces techniques nécessitent de bien connaître les particularités du problème à optimiser. Ceci rend la méthode non généralisable et spécifique à un type de problème particulier mais a pour avantage d'être généralement performante car elle exploite les particularités propres au problème ciblé.

Les méta-heuristiques quant à elles ont l'avantage d'être des méthodes plutôt générales, dans le sens où elles ne sont pas développées spécifiquement pour le problème en question. Cependant, elles requièrent un paramétrage fin et celui-ci peut varier fortement, par exemple selon la taille ou la géométrie du problème.

Néanmoins, les heuristiques et méta-heuristiques sont généralement rapides, mais ne permettent pas de prouver l'optimalité de la solution obtenue. Certaines d'entre elles sont issues de recherche au voisinage d'une solution initiale ou bien réalisent une recherche aléatoire, ce qui peut conduire à l'obtention d'optimums locaux.

Les méthodes d'optimisation dites exactes quant à elles ont pour avantage d'être générales, et de prouver l'optimalité, ou la distance à l'optimum de la solution proposée. Néanmoins, ces types de techniques sont très développées pour les problèmes linéaires ou quadratiques mais des avancées sont encore nécessaires pour la résolution des problèmes non linéaires. De plus, la convexité du problème est une condition nécessaire à l'utilisation de certains solveurs, la difficulté pour l'utilisation de ces techniques est donc de modéliser le problème de manière linéaire ou quadratique et convexe.

Pour illustrer comment chacune des ces méthodes peuvent être utilisées pour résoudre le problème de minimisation des pertes par reconfiguration du réseau, plusieurs exemples sont décrits ci-après. Les résultats des optimisations réalisées dans ces exemples seront par la suite utilisés dans les différents cas d'études comme base de comparaison des performances des différentes solutions mises en place dans cette thèse.

Heuristique

L'utilisation d'une heuristique de résolution permet de décomposer le problème que l'on souhaite résoudre en plusieurs parties que l'on estime plus facile à résoudre séparément.

Dans [27], une heuristique de résolution un peu particulière basée sur la décomposition de Benders est utilisée. Cette heuristique a donc pour objectif de déterminer les lignes électriques qui doivent être ouvertes, à partir du calcul de répartition de charge du réseau maillé.

Le problème est divisé en deux couches imbriquées, un problème dit maître de type non linéaire en variable mixte qui évalue la fonction objectif avec les pertes par effet Joule et définit la configuration à l'aide des variables binaires de décision. Puis, un problème esclave de type non linéaire vient guider le problème maître.

Pour ce faire le problème esclave s'appuie sur un "optimal power flow" (OPF) du réseau sans tenir compte des variables de décision, et des variables d'écart entre la solution proposée par le problème maître et le résultat de l'OPF sont introduites. Ces variables d'écart sont par la suite introduites dans le problème maître via l'ajout de contraintes qui vont guider la recherche de la configuration. Le problème est considéré résolu lorsque les variables d'écart sont proches de zéro, cela signifie que la configuration proposée implique des flux dans le réseau quasi égaux à ceux de l'OPF.

Cette formulation paraît intéressante car elle fait appel à la formulation complète du powerflow et n'implique pas d'approximation au niveau du calcul des pertes. Néanmoins, il semblerait qu'il ne soit pas possible d'utiliser cette formulation si certaines des lignes ne peuvent être ouvertes car l'OPF ne prend pas ce facteur en considération et on pourrait donc se retrouver dans la situation où l'OPF converge vers une solution qui nécessite d'ouvrir une ligne que l'on ne peut pas modifier.

Dans [28] deux heuristiques de résolution du problème d'optimisation sont présentées, une première qui se base sur la recherche d'un arbre couvrant minimum. Comme précédemment la réflexion se base sur le fait que le powerflow optimal du réseau complètement bouclé engendre le minimum de pertes. Ainsi, à partir des courants, qui forment le poids des arcs du graphe, l'algorithme est guidé vers un réseau radial très proche de cette solution de l'OPF.

La deuxième méthode quant à elle consiste à utiliser la première configuration déterminée avec l'heuristique précédente, et par une recherche locale au voisinage de cette solution à minimiser les pertes de ce réseau en ne calculant que la différence de pertes impliquées par ce changement sans recalculer l'intégralité du réseau.

L'avantage de cette méthode est sa rapidité d'exécution, ce qui peut constituer une bonne solution initiale pour d'autres algorithmes. Cependant ces deux algorithmes ne permettent pas de prouver l'optimalité de la solution obtenue et les résultats présentés montrent des écarts non négligeables

avec les solutions optimales des réseaux connus.

Dans [29] une heuristique basée sur deux méthodes est présentée, une pour la reconfiguration et l'autre pour accélérer le calcul des pertes engendrées par le réseau. La reconfiguration est calculée en s'appuyant sur un problème de flot maximum à coût minimum dans un graphe. En effet le flot dans le graphe correspond au transfert de charge entre deux branches de l'arbre du réseau électrique et le coût des arcs correspond à la réduction de pertes potentielles.

Cette approche semble pertinente car les temps de résolution annoncés sont très prometteurs. Mais la démarche d'attribution des coûts des arcs n'est pas clairement expliquée. De plus, il s'agit d'une recherche aléatoire qui n'assure pas de tester toutes les solutions possibles et donc assurer l'optimum.

Dans [30], le problème de reconfiguration est modélisé sous forme d'un problème non-linéaire en variables mixtes. La partie binaire correspond à l'état d'ouverture ou fermeture des lignes électriques et la partie continue correspond au courant électrique dans les lignes. Pour la résolution du problème, une heuristique de résolution qui consiste à partir du réseau totalement bouclé à ouvrir itérativement des lignes qui engendrent le moins d'augmentation de pertes est mise en œuvre. Le calcul des pertes engendrées par l'ouverture des lignes est évalué selon deux méthodes, une qui utilise le calcul complet d'un "powerflow" et l'autre qui localise l'estimation de réduction de pertes dans la ligne modifiée. Le choix d'une ligne à ouvrir est aussi déterminé par l'impact sur la topologie, à savoir que celle-ci n'entraîne pas de déconnexion d'une partie du réseau. L'avantage de cette solution consiste en sa rapidité, cependant cette solution ne permet pas de garantir l'optimum de la solution proposée. De plus, le désavantage de cette solution est la double approximation du point de vue de l'estimation des pertes ainsi que de la recherche de la configuration. En effet, le "powerflow" est approximé dans l'estimation de la réduction de pertes. Et durant la recherche d'une configuration, lorsqu'une ligne est ouverte, celle-ci l'est définitivement et limite donc le nombre de configurations explorées.

On voit donc que les heuristiques peuvent être utilisées à différents niveaux du problème, soit pour simplifier la recherche d'une configuration en relaxant la partie binaire du problème soit en facilitant la résolution du calcul de répartition de charge en introduisant un algorithme de résolution différent de la méthode de Newton habituel.

Méta-heuristique

Les méta-heuristiques sont des techniques de recherche d'une solution à un problème difficile comme celui de la reconfiguration de réseaux. On peut classer les méta-heuristiques en deux grandes catégories en fonction de l'objectif de la recherche, celui ci pouvant être global ou local.

Dans [31] une méthode de résolution du problème de reconfiguration de réseau pour la minimisation des pertes est présentée en s'appuyant sur une méta heuristique globale dite "harmony search". Dans cette méthode, la procédure consiste à déterminer différentes configurations radiales et utiliser séparément un outil de calcul de charge pour évaluer les pertes engendrées par cette configuration.

Pour définir les différentes configurations, il est nécessaire au préalable d'établir la liste des lignes électriques qui composent chaque cycle du graphe du réseau. A partir de ces différentes listes la méta-heuristique va faire évoluer les solutions jusqu'à ce qu'un certain critère soit atteint.

Cette méthode a pour avantage de s'affranchir des problèmes liés à la formulation du powerflow qui est externalisé, et se concentre uniquement sur la recherche de configuration.

Cependant ce genre de méthode nécessite un certain paramétrage de l'algorithme qui peut être différent d'un réseau à l'autre, et la qualité des solutions peut être très aléatoire, de plus l'optimalité n'est pas assurée.

Dans [32], il est aussi fait appel à une méta-heuristique pour améliorer la méthode dite "tabu search", mais contrairement au cas précédent, celle ci recherche une solution au voisinage d'une solution initiale.

Ici, les equations du "powerflow" sont directement impliquées dans l'algorithme de recherche pour évaluer le potentiel de réduction de pertes d'une modification de réseau. La modification de réseau se fait par ouverture et fermeture simultanées de lignes d'un même cycle du graphe du réseau, ce qui assure le maintien d'une solution radiale.

Cette solution a l'avantage de toujours proposer une solution admissible, mais ne permet pas de prouver son optimalité. De plus, elle nécessite la connaissance d'une solution initiale qui peut s'avérer difficile à obtenir.

Méthode exacte

Pour utiliser les méthodes d'optimisation dites exactes, il est nécessaire que chacune des contraintes ainsi que chacun des objectifs à optimiser soit représenté mathématiquement de manière explicite.

Or on sait qu'un des facteurs qui complexifie la recherche d'une configuration de réseau, est l'aspect binaire du problème nécessaire pour obtenir une solution dite radiale. Dans [33] une solution pour imposer la recherche d'une configuration de réseau radial est donc proposée. Différents cas que l'on retrouve couramment dans les réseaux et qui nous obligent à complexifier les équations de contraintes sur les variables binaires sont précisés. Ces équations sont fonction du nombre de lignes connectées à un nœud et du nombre de sources présentes dans le réseau. Ces propositions sont intéressantes car elles permettent de représenter à l'aide d'équations mathématiques explicites les contraintes permettant l'obtention d'une configuration réseau radiale, ce qui est nécessaire pour l'utilisation d'une méthode d'optimisation exacte. Le calcul de répartition de charge complet pour le problème de minimisation des pertes est implémenté, ce qui donne une formulation non linéaire en variable mixte. Dans cette modélisation les temps nécessaires à la résolution des différents cas d'études présentés semblent très élevés.

Dans [34], un problème de type quadratique en variable mixte est présenté et la résolution s'appuie sur des solveurs du commerce, sans y ajouter d'heuristiques particulières. Pour ce faire un modèle de "powerflow" linéarisé présenté dans [35] est utilisé .

La configuration est modélisée par des variables binaires associées à la matrice d'admittance nodale du calcul de répartition de charge. Le modèle intègre des contraintes qui permettent l'obtention d'une configuration radiale grâce à la somme des variables binaires associées aux branches reliées à un nœud.

Cette formulation du problème de reconfiguration est très intéressante car elle intègre tous les éléments de calcul en un seul problème d'optimisation et l'optimalité de la solution proposée est prouvée. Cependant le modèle de charge présenté dans [35] nécessite de disposer des mesures en chaque point du réseau pour linéariser le calcul de charge, chose qui aujourd'hui n'est pas encore possible avec le niveau d'instrumentation déployé.

Dans [36], un modèle pour la reconfiguration du réseau là aussi basé sur une simplification du calcul de charge est présenté. Pour ce faire, une méthode de linéarisation par morceaux pour simplifier les équations de calcul du carré de la puissance ainsi que du carré de la tension est utilisé, ces calculs étant nécessaires à l'estimation des pertes.

De plus, deux manières de prendre en compte les pertes dans le calcul des flux de puissance qui transitent dans le réseau sont présentées. Cependant bien que le modèle intègre des variables

binaires définissant l'état d'ouverture/fermeture d'une ligne, un algorithme qui définit l'ensemble des cycles du graphe qui composent le réseau est utilisé au préalable. A partir de cette liste de cycles, des contraintes permettent de définir une configuration de réseau radiale.

De plus, il est précisé que cette modélisation permet de prendre en compte les sources d'énergies distribuées dans le réseau.

Cette méthode semble attractive car elle linéarise le calcul d'estimation de charge et assure l'obtention d'une solution optimale et radiale. Cependant la méthode de linéarisation implique l'utilisation d'un grand nombre de variables binaires ce qui a pour conséquence de complexifier le modèle et d'augmenter le temps de résolution. De plus, la technique de détermination de la configuration radiale implique que le réseau ne présente pas de nœuds à un seul voisin, ce qui n'est pas réaliste.

Cette dernière observation se confirme dans [37], en effet dans ces travaux une simplification similaire du "powerflow" associée à la recherche d'une configuration qui minimise les pertes est présentée. La différence repose sur la manière de sélectionner l'intervalle de la linéarisation par morceaux. Mais ici, il n'est pas appliqué d'algorithme de recherche de cycle pour la définition des configurations radiales du réseau au préalable, les équations générales similaires à celles présentées dans [33] sont utilisées. Ces résultats paraissent eux aussi intéressants car seulement des solveurs d'optimisation du commerce avec les options par défaut sont utilisés.

Cependant, le temps de résolution est largement dépendant du pas de discrétisation utilisé dans la méthode de linéarisation, ceci peut s'avérer être un frein pour l'utilisation sur des réseaux qui n'ont jamais été étudiés via ce modèle.

Dans [38], trois différents modèles issus de la même formulation du problème de réduction de pertes à partir du calcul de powerflow sont présentés. Ces trois modèles se différencient par les simplifications qui sont réalisées. Une méthode pour modéliser la modification d'état d'une ligne à partir de variables binaires est aussi présentée, ce qui donne trois problèmes différents en variables mixtes.

Le premier est quadratique dans la fonction objectif mais les contraintes sont linéaires car les pertes dans les lignes sont négligées et une technique de type "big M" est employée pour linéariser l'association des variables binaires aux lignes électriques.

Le deuxième modèle quant à lui intègre aussi des contraintes quadratiques car les pertes dans les lignes sont ajoutées aux flux de puissance dans le réseau, et le dernier modèle intègre quant à lui les variations de la tension.

Un solveur d'optimisation du commerce est mis à profit pour résoudre ces trois problèmes, les résultats sont convaincants car là aussi l'optimum peut être prouvé. Cependant, malgré les simplifications apportées tant sur la modélisation que sur le critère d'arrêt du processus d'optimisation, les temps de résolution sont encore élevés pour des réseaux de taille modeste (de 850 s à 37000 s pour un réseau de 880 nœuds). De plus il n'est pas fait mention de l'insertion des énergies renouvelables dans le modèle. Il faut noter que le réseau de SRD dans son intégralité comporte plus de 50000 nœuds.

Le lecteur pourra se référer aux sources supplémentaires citées dans le tableaux 2.1 ci-dessous pour consulter d'autres exemples de méthodes de minimisation des pertes par reconfiguration du réseau selon la méthode d'optimisation employée.

Méthode	Sources
Heuristique	[39], [40], [41]
Méta-heuristique	[42],[43],[44],[45],[46],[47],[48] [49],[50],[51], réseau de neurone[52]
Exacte	[53], [54], [55], [56]

TABLE 2.1 – Liste des différentes méthodes appliquées au problème de réduction des pertes par reconfiguration

2.4 Discussion

Dans le cadre de cette thèse, c'est la méthode de reconfiguration du réseau qui a été choisie comme piste de réflexion pour la modélisation du problème d'optimisation du fonctionnement du réseau, car c'est elle qui répond le mieux au besoin de SRD.

De plus, la réduction des pertes par effet Joule ayant un impact direct sur la réduction des variations de tension dans le réseau, c'est ce paramètre qui constitue la cible principale à optimiser.

Parmi les différents moyens d'optimiser le réseau présenté dans la section précédente, les méthodes de gestion du réactif ou de réduction des pertes par le biais d'installation de bancs capacitifs par exemple n'est pas une solution envisageable pour plusieurs raisons.

Premièrement la démarche d'installation de ces bancs dans le réseau constitue une démarche d'investissement, bien que le coût d'investissement puisse être inclus dans le processus d'optimisation, cela ne fait pas partie des objectifs de SRD.

Deuxièmement un certain nombre de ce type d'installations sont déjà présentes sur le réseau, et il s'avère que celles-ci sont pour une grande partie non actives, c'est à dire qu'elles ne sont pas en service régulièrement. De par la modernisation du réseau, une bonne partie de celui-ci est enterré et les caractéristiques des lignes souterraines entraînent l'apparition de courant capacitif. Par conséquent l'ajout de bancs capacitifs ne peut pas constituer une solution viable aujourd'hui. C'est au contraire l'insertion de banc d'inductance qui est envisagée.

Troisièmement, pour être capable de réaliser une optimisation du transit de la puissance réactive sur le réseau, il est nécessaire de connaître la puissance réactive consommée ou produite par chacune des installations présentes sur le réseau. Or, aujourd'hui on ne dispose que d'information très limitée sur les caractéristiques de consommation des clients. Par exemple, la puissance apparente souscrite est renseignée, mais pas précisément le facteur de puissance de chacun des consommateurs, ce qui nous permettrait de connaître le transit exact de la puissance réactive.

Cependant, il est à noter que le facteur de puissance des installations de production d'énergie renouvelable présente sur le réseau HTA est parfois modifié, à la demande de SRD pour tenter de réguler le transit de puissance réactif au niveau des postes sources. Cette régulation a un objectif plutôt d'ordre économique, car c'est le transit au niveau du poste source qui est régulé et non le transit dans chacune des lignes.

Concernant l'optimisation du fonctionnement du réseau par le biais du dimensionnement et de l'installation à une position optimale des sources d'énergies renouvelables distribuées, comme cela a déjà été précisé, ce n'est pas envisageable. Dans ce cadre, SRD ne peut décider du lieu

d'implantation des sources de production d'ENR, elle n'est en charge que de l'étude technico économique pour le raccordement des producteurs, là où celui-ci le demande. A ce sujet, dans [57] des méthodes de planification des réseaux sont proposées pour l'intégration des énergies renouvelables sur plusieurs années. La méthode la plus simple pour l'insertion de nouvelles énergies renouvelables consiste à renforcer le réseau pour accueillir la puissance produite par cette installation. Cette thèse propose donc d'autres moyens d'évaluer la capacité d'accueil pour réduire les coûts associés à un renforcement coûteux parfois sur-dimensionné. L'évolution hypothétique du réseau est aussi prise en compte et les incertitudes associées à ces évolutions sont ajoutées aux méthodes de planification.

De plus, la décision de la taille d'installation n'est pas du ressort de SRD, c'est le propriétaire de celle-ci qui décide selon son modèle économique de la taille qu'il souhaite installer.

Néanmoins, le modèle d'optimisation développé dans cette thèse doit tenter de proposer des solutions qui utilisent au maximum cette énergie produite localement, car cela peut avoir un impact direct sur la réduction des pertes par la réduction des flux de puissance dans certaines portions du réseau.

Dans l'état de l'art présenté dans la section précédente, il a été fait mention de plusieurs types de méthodes d'optimisation pour la résolution du problème de reconfiguration du réseau que l'on souhaite mettre en œuvre.

Des solutions basées sur des heuristiques, méta-heuristiques et des méthodes exactes ont été présentées. Le modèle d'optimisation décrit dans cette thèse a pour objectif d'être implémenté dans un outil à destination des conducteurs de réseau (cf section 1.2.2) comme outil d'aide à la décision. Par conséquent les utilisateurs de l'outil auront une connaissance fine des paramètres à optimiser et de la viabilité et faisabilité des résultats présentés, mais ne seront pas spécialistes de l'aspect méthode numérique sous jacente à l'optimisation. Il faut donc que la méthode d'optimisation mise en place réponde à trois grands critères :

- 1 la méthode doit être généralisable à toutes les instances du même problème ;
- 2 la méthode doit pouvoir être utilisée comme une boîte noire ;
- 3 la méthode doit donner un indicateur de la qualité du résultat proposé.

Concernant le point (1), l'utilisateur n'étant pas spécialiste de l'optimisation, il doit pouvoir être sûr que quel que soit le cas d'étude qu'il souhaite optimiser, il ne doit pas intervenir dans la modélisation ou le paramétrage de la méthode d'optimisation. Or, les heuristiques et méta-heuristiques, peuvent être particulièrement sensibles au paramétrage selon l'instance étudiée, elles ne permettent donc pas de répondre à cette exigence. Les méthodes exactes quant à elles ne présentent pas de variabilité dans le paramétrage des solveurs selon l'instance étudiée. Mais pour ces trois types de méthodes un paramètre peut varier mais sans conséquence pour l'exigence (1), il s'agit du temps de résolution. Cependant ce paramètre n'est pas bloquant en soi, il demande juste à être pris en compte sans pour autant que celui-ci nécessite l'intervention de l'utilisateur contrairement au paramétrage de certaines méthodes telles que le recuit simulé ou les algorithmes génétiques.

La deuxième exigence (2), vient compléter ce qui a été détaillé précédemment, cependant ici la généralisation de la méthode d'optimisation est poussée plus loin dans le sens où l'utilisateur ne doit même pas avoir à agir sur l'optimisation. En effet, l'outil d'optimisation doit pouvoir implémenter la méthode d'optimisation comme une boîte noire, aussi pour assurer sa pérennité et sa maintenabilité.

Et pour finir, l'utilisateur doit pouvoir accorder une certaine confiance aux résultats proposés par l'optimisation. Il doit pouvoir connaître la qualité du résultat qui lui est proposé, chose qui n'est envisageable que si l'on connaît la meilleure solution possible. Concernant cette troisième exigence, seules les méthodes exactes permettent d'assurer l'obtention de la solution optimale. De

plus, si l'outil n'est pas capable de proposer l'optimum, c'est à dire que le résultat est sous optimal, il doit pouvoir indiquer à quelle point celle-ci est éloignée de la meilleure solution.

C'est donc pour ces différentes raisons que le modèle d'optimisation proposé doit pouvoir être résolu grâce à des méthodes exactes d'optimisation.

Pour récapituler, la modélisation du problème d'optimisation du réseau électrique de SRD doit :

- modéliser le problème de minimisation des pertes ;
- utiliser la reconfiguration de réseau comme moyen d'action ;
- pouvoir être résolue avec des méthodes d'optimisation exactes ;
- inclure l'utilisation des sources d'énergies renouvelables ;
- résoudre le problème en un temps "raisonnable".

A partir de ces cinq informations, et au regard de l'état de l'art présenté précédemment, le modèle d'optimisation doit globalement répondre à deux problèmes principaux, à savoir le calcul des valeurs électriques permettant l'estimation des pertes et l'obtention d'une configuration radiale optimale du réseau. Sachant que concernant l'exigence du temps de résolution, celui-ci doit être raisonnable au regard de l'application. En effet, le temps imparti à la résolution sera plus court lors de la recherche d'un schéma de reprise en cas de défaut, mais pourra être plus long lors de la recherche d'un schéma pour l'exploitation normal de longue durée du réseau.

Il a été démontré que le problème était non linéaire pour le calcul des pertes électriques et de nature combinatoire pour la détermination de la configuration. Il est évident que ce type de problème est difficile à résoudre et qu'il existe peu de méthodes performantes pour le résoudre, il va donc falloir tenter de linéariser au maximum l'ensemble du modèle pour pouvoir faire appel à des méthodes exactes performantes.

De plus, peu de valeurs de consommation et de production sur le réseau sont disponibles, ce qui réduit l'intérêt de la modélisation fine du problème de répartition de charge (powerflow). Un développement pour ce calcul est détaillé sommairement dans la section 2.3.1, où il est nécessaire de connaître précisément les valeurs de consommation de puissance active et réactive de chaque nœud du réseau. Or, dans notre cas seule une puissance apparente globale est connue, il paraît donc inapproprié de conserver cette modélisation complexe du problème de répartition de charge.

Il faut noter également qu'en parallèle du développement de cet outil dans le cadre du projet IMAGE, un estimateur d'état est en cours de développement pour être directement intégré à l'outil de téléconduite (cf 1.2.2). Cet estimateur d'état implémente donc un calcul de répartition de charge, et il est prévu que celui-ci puisse être utilisé en mode "simulateur". Il peut donc être envisagé d'utiliser cet estimateur d'état comme outil de "powerflow" pour compléter les calculs issus de l'outil d'optimisation.

Il a aussi été indiqué à plusieurs reprises depuis le début de ce manuscrit que le réseau électrique se prête bien à une modélisation sous forme de graphe. D'une manière générale il faut remarquer que le transport de l'énergie dans le réseau présente des similitudes avec d'autres problématiques d'acheminement, telles que le l'acheminement de matières premières vers des usines de production ou encore l'acheminement de produits manufacturés vers des points de ventes. Ce type de réseaux est communément appelé "réseaux de transport".

Ces problèmes sont comparables dans le sens où ils cherchent à modéliser des flux de matières ou de quantités d'objets au sein d'un réseau. Globalement ces flux sont produits par une ou des sources (usines, sources d'énergies...) et s'écoulent vers des puits où les flux sont consommés (magasins,

point de consommation électriques...).

A cela s'ajoute la notion que chaque source peut produire à un certain débit et les puits consomment aussi à un certain débit. Par ailleurs, chacun des conduits qui transportent ces matériaux ont une capacité de transit limitée, telle que la taille de la conduite dans le cas d'un réseau d'eau qui ne permet de transiter qu'une certaine quantité d'eau par unité de temps.

La modélisation du réseau électrique sous forme de réseaux de transport semble particulièrement adaptée car :

- chaque ligne électrique du réseau par laquelle est acheminée une quantité d'électricité correspond à un arc du graphe. Chacun de ces arcs a une capacité de transit maximale définie par le matériau constituant la ligne électrique.
- chaque sommet du graphe correspond à l'extrémité d'une ligne électrique, parmi lesquels on trouve des nœuds source et des nœuds puits.

De plus, il faut noter que la résolution du problème de réseau de transport est connue et largement investiguée. Il paraît donc judicieux de formuler notre problème sous cette forme comme base de départ pour notre modélisation.

2.4.1 Le réseau de transport

C'est donc à partir de ce constat, qu'une première modélisation simplifiée du problème se basant sur ce qui est connu pour les réseaux de transport a été mise en place.

La figure 2.3 illustre la représentation d'un réseau simpliste comprenant deux postes sources et trois consommateurs, ainsi que la modélisation sous forme de réseau de transport associée.

Dans un réseau de transport habituellement il s'agit d'acheminer une production fixe vers une demande fixe, or dans les réseaux électriques la demande peut être considérée fixe, mais la production est strictement égale à la demande aux pertes près. C'est pourquoi on introduit un nœud "super-puits" noté P , et un arc est relié de chaque nœud avec une demande non-nulle vers ce "super-puits". Ensuite, un nœud fictif "Super-Source" noté S est introduit depuis lequel un arc est relié à chaque source, chacun de ces arcs a un coût nul.

Le problème est donc de minimiser la quantité de pertes qui est fonction d'un "coût" associé à chaque arc tout en acheminant suffisamment de flux (électrique) à chaque nœud du réseau de transport, cette problématique est appelée "problème de flot à coût minimum". Sa résolution est connue et elle utilise une spécification de l'algorithme du simplexe pour la résolution des programmes linéaires.

Il se modélise à partir du graphe 2.3 $G(A,N)$:

$$\text{Minimiser } Z = \sum_{(i,j) \in A} C(i,j) * X(i,j) \quad (2.12)$$

$$\text{Sous } \sum_{\forall i \in N} X(i,j) - \sum_{\forall i \in N} X(j,i) = 0 \quad \forall j \in N \quad (2.13)$$

$$X(i,j) \leq u(i,j) \quad \forall (i,j) \in A \quad (2.14)$$

Avec :

- $X(i,j)$ Quantité de flot transitant dans chaque arc $(i,j) \in A$
- $C(i,j)$ Coût associé à chaque arc $(i,j) \in A$
- $u(i,j)$ Capacité de transit de l'arc $(i,j) \in A$

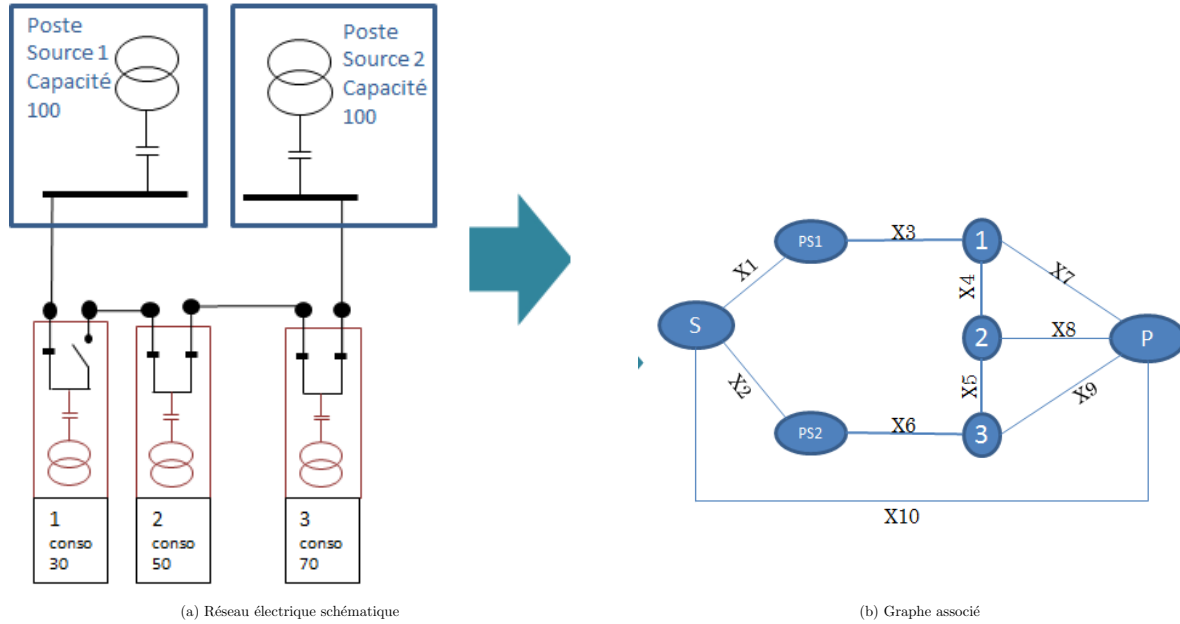


FIGURE 2.3 – Exemple réseau transport

La forme générale du problème représenté par les équations 2.12-2.14, s'écrit sous forme standard équivalente en remplaçant les contraintes inégalités par des contraintes égalités, en introduisant des variables d'écarts. Ainsi l'équation 2.14 devient :

$$\sum X(i, j) + e(j) = u(i, j) \quad \forall(i, j) \tag{2.15}$$

Donc pour l'exemple illustré sur la figure 2.3, il s'agit en réalité de résoudre le programme linéaire en notation vectorielle :

$$\text{Minimiser : } Z = \sum_{\forall i} C(i) * X(i) \tag{2.16}$$

$$\text{sous : } T * X = b \tag{2.17}$$

$$X \geq 0 \tag{2.18}$$

Le vecteur X correspondant aux flots dans chaque arc, il comporte aussi les variables d'écarts introduites pour standardiser la forme du problème. Dans le cas du graphe de la figure 2.3, la dimension de X est de 20 variables, les 10 arcs ainsi que les dix variables d'écarts.

La matrice T est appelée matrice technologique, elle relie sommet et arc ainsi que les variables d'écarts, dans le cas de la figure 2.3, elle s'écrit :

$$T = \begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

$$b = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 100 \\ 100 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 30 \\ 50 \\ 70 \end{bmatrix}$$

$$c = [0 \ 0 \ 0.3 \ 0.2 \ 0.4 \ 0.1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$$

$$X = \begin{bmatrix} X(1) \\ \vdots \\ X(10) \\ e(1) \\ \vdots \\ e(10) \end{bmatrix}$$

Dans le cas général, le problème revient à résoudre le système d'équation 2.12-2.14 pour un réseau composé de N nœuds, dont N_s nœuds sources, N_p nœuds puits et N_a arcs, avec :

- le vecteur $b(i)$ de dimension $N + N_a$;
- le vecteur $c(j)$ de dimension $2 * N_a$;
- la matrice $T(i, j)$ de dimension $(N + N_a, 2 * N_a)$ composée de : $T = \begin{pmatrix} A & zero(N, N_a) \\ I(N_a, N_a) & I(N_a, N_a) \end{pmatrix}$ $I(x, y)$ = matrice identité de dimension (x, y) et $zero(x, y)$ matrice nulle de dimension (x, y) ;
- et le vecteur de variables $X(j)$ de dimension $2 * N_a$.

C'est donc à partir de cette modélisation simpliste sous forme de programme linéaire que nous allons tenter de mettre en place la résolution de notre problème d'optimisation du réseau électrique de SRD.

2.4.2 Phénomènes à modéliser

Dans l'exemple précédent, seuls les flux dans les arcs sont modélisés, c'est à partir de ces valeurs que l'on peut estimer et donc réduire les pertes, dans cette sous-section les contraintes permettant de définir la configuration sont rapidement présentées.

En effet, en plus de la réduction des pertes, la modélisation doit aussi intégrer un certain nombre de contraintes dites opérationnelles pour que les résultats obtenus après optimisation du modèle puissent être directement mis en place.

La principale contrainte à modéliser concerne la topologie du graphe représentant le réseau qui doit être obtenue par optimisation du modèle. Dans la section 1.1.2 il a été précisé que les réseaux bien qu'étant construits selon une structure maillée, sont exploités de manière radiale. Il va donc falloir que le modèle d'optimisation intègre des contraintes pour que le graphe du résultat de l'optimisation forme un arbre.

Il faudra aussi que le modèle d'optimisation permette une estimation des valeurs électriques critiques telles que les variations de tension.

De plus, il est avéré que les consommations et productions au sein du réseau ne sont pas constantes dans le temps, il faudra donc proposer une méthode de prise en compte de la variabilité de la charge et de la production au cours du temps. Il faudra de surcroît que la durée prise en compte puisse être variable selon la demande de l'utilisateur du modèle d'optimisation.

Une autre exigence pour le développement de ce modèle concerne la prise en compte de la difficulté de mise en œuvre du réseau optimisé. Ceci devra s'appuyer sur la comptabilisation du nombre d'interrupteurs à manipuler pour modifier le schéma d'exploitation actuellement mis en place.

2.5 Evaluations des contributions de la thèse

Tout au long de ce manuscrit, les différentes modélisations des problèmes traités seront évaluées, selon différents critères, mais principalement selon le critère de pertes.

2.5.1 Démarche d'évaluation

Or, le modèle que nous souhaitons mettre en place est quant à lui basé sur une simplification du calcul de répartition de la charge. Donc pour évaluer réellement le gain en terme de pertes et les différents éléments optimisés par le modèle un outil tierce a été utilisé comme référence pour le calcul de répartition de charge exacte, il s'agit de l'outil MATPOWER [7]. Le schéma de principe 2.4 illustre cette démarche.

A de nombreuses reprises les résultats de notre modèle sont comparés à d'autres solutions proposées dans la littérature. Pour réaliser ces comparaisons, nous avons sélectionné des sources bibliographiques permettant de reproduire le calcul de répartition de charge des configurations de réseau proposées et ainsi nous avons pu évaluer le niveau de pertes selon la même méthode de calcul de powerflow.

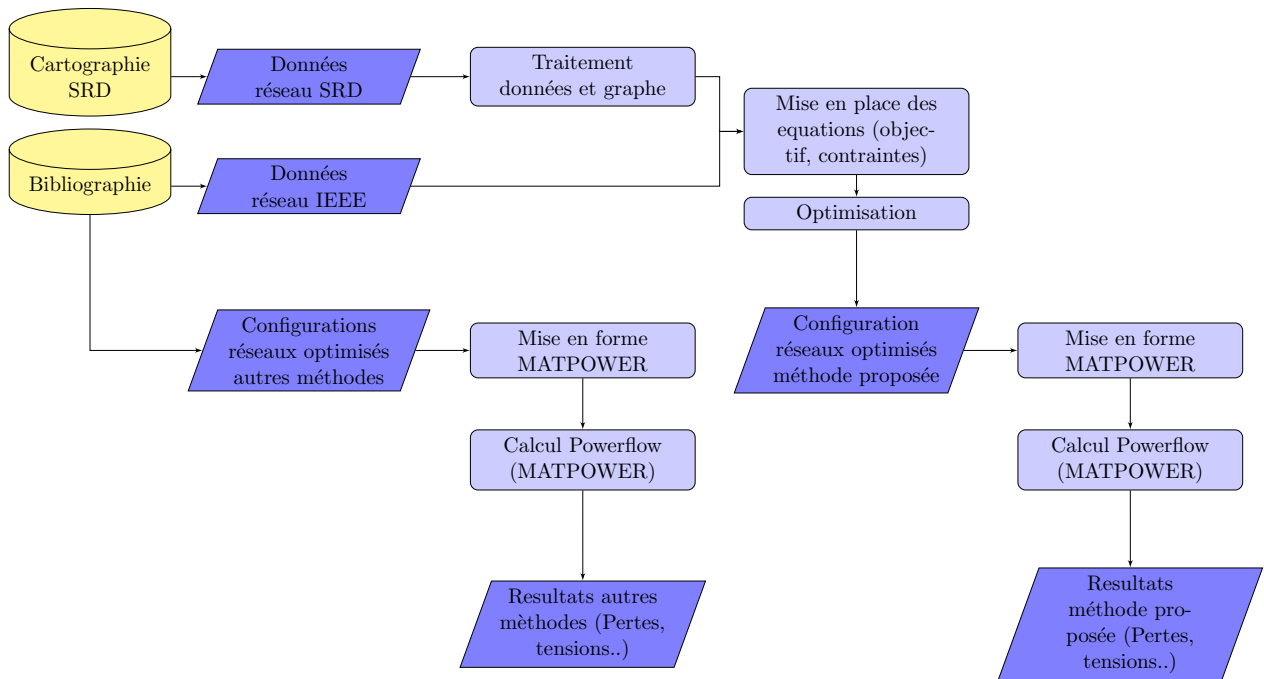
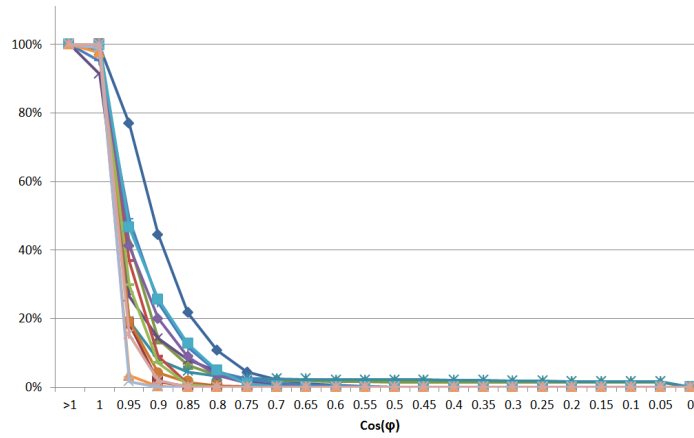


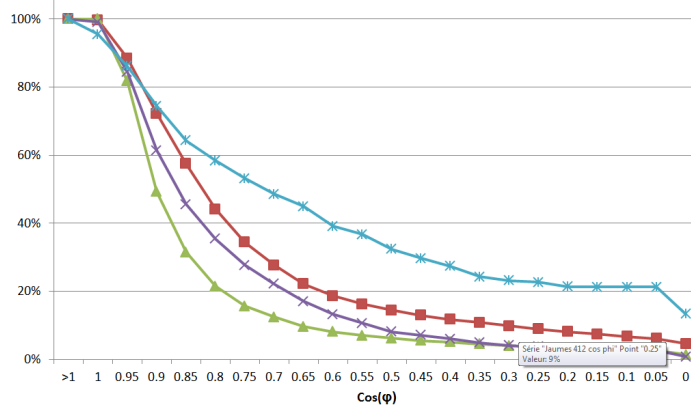
FIGURE 2.4 – Schéma de principe de l'évaluation des modèles d'optimisation

Pour les réseaux d'étude présentés et documentés dans la littérature, les données précises de consommations sont généralement fournies, par conséquent le calcul de répartition de charge dispose de toutes les informations (puissance active et réactive) nécessaires pour réaliser un calcul précis. Cependant pour les cas d'étude basés sur le réseau de SRD, comme il a été précisé précédemment on ne dispose pas de toutes les informations de consommations permettant un calcul précis. La donnée principale manquante concerne le niveau exact de consommation réellement représentatif des clients du réseau, ainsi que le facteur de puissance ($\cos(\varphi)$).

Concernant le niveau exact de consommation des clients, une section spécifique est dédiée



(a) Poste source consommateur



(b) Poste source avec production diffuse

FIGURE 2.5 – Répartition des valeurs du déphasage $\cos(\varphi)$

dans la section 5.2, cependant concernant la valeur du facteur de puissance il sera considéré constant selon les observations qui ont pu être faites sur le réseau par les ingénieurs en charge de l'exploitation du réseau de SRD. La figure 2.5 montre la répartition des valeurs du facteur de puissance $\cos(\varphi)$ calculé selon la formule 2.19 pour l'ensemble des postes sources du réseau sur une année complète.

$$\cos(\varphi) = \frac{\text{Puissance active}}{\text{Puissance apparente}} \quad (2.19)$$

Ces valeurs de facteurs de puissance sont calculées en utilisant les données mesurées sur les départs des postes sources instrumentés. Il sont donc représentatifs du facteur de puissance de l'ensemble des éléments du réseau réunis. La valeur couramment utilisée par SRD est $\cos(\varphi) = 0.9$ et on peut voir que d'après les mesures effectuées, cette estimation est cohérente. Cependant, sur la figure 2.5, sont illustrées les valeurs pour les départs contenant seulement des consommateurs (figure 2.5a) mais aussi les départs contenant des consommateurs ainsi que des producteurs diffus dans le réseau (figure 2.5b).

Toutefois, certains très gros producteurs sont reliés aux postes sources via des départs qui leur sont dédiés, dans ces cas de figures les valeurs du facteur de puissance peuvent être différentes. Ainsi, du fait de la forte valeur de puissance active produite le rapport (2.19) est directement impacté, cependant cette valeur ne sera pas représentative de l'ensemble du réseau, qui en

dehors des départs producteurs dédiés peut présenter un rapport des puissances (2.19) bien différent.

Donc dans l'ensemble de cette thèse lorsqu'un réseau de SRD est analysé, c'est la valeur $\cos(\varphi) = 0.9$ qui sera prise en compte quand il faudra répartir la puissance apparente entre sa composante active et réactive.

2.5.2 Traitement des graphes du réseau de SRD

Le graphe issu de la cartographie de SRD est extrait sous un format fichier texte qui contient toutes les informations qui permettent de suivre l'évolution du réseau. Les informations contenues dans cet outil peuvent aller de la longueur d'une ligne, à la date à laquelle un transformateur a été mis en place, en passant par la référence géographique de la position d'un interrupteur. De plus lors de l'extraction, il est possible de choisir la topologie que l'on souhaite, à savoir réseau maillé ou arbre (radial), dans notre cas nous extrairons les deux structures.

Parmi toutes ces informations un grand nombre d'entre elles ne sont pas utiles à notre application, ces données vont donc être nettoyées par un script TCL qui va transformer ce fichier spécifique à la cartographie en trois fichiers textes séparés et organisés de manière à être lus par des algorithmes de traitement de graphe.

Le script TCL va mettre en place dans un format normalisé, un fichier listant tous les nœuds et leurs caractéristiques associées, un fichier listant tous les arcs et leurs caractéristiques associées et un fichier contenant les deux nœuds des extrémités des arcs. La figure 2.6 illustre les données dans leur état original 2.6a et modifié 2.6b.

1 2645 C_2_23_0 240 1 57	TRANSCON 1987	NBTJ 0	TENSHTCA KV
IDNUM 11808	TRANSMOD	PCUMHIV kVA 0 kVA	TENS_BTE V
IDENT 240	TRANSTEN V 400 V	PCUMETE kVA 0 kVA	<u>BTLON m </u>
AGEXP 01	TRANSPRI 2	COEFCHAR 0.09	ICC A
COMNUM	TRANSPRO	NBPROD	ICCB A
COMDATE 07/01/1998	TRANSPER	PCUMPROD KVA	PCC MVA
TYPE Poste Urbain Compact	CELLTYPE	TRANSBOR	ID_RES
PUI kVA 160 kVA	<u>PCB ppm </u>	TABTYPE 4	STRUCTUR
PROT Parafoudre ZNO	NRAP_PCB	TABCALIB 800	NBTBTJ
NOMDEP LA FERRIERE	TRANSFIC	FUSTYPE	PTBTJ KVA
DEPART 6405	PFOIS kVA 15.00 kVA	FUSCALIB	NBTV
TRANSMAR <u>Alsthom</u>	NBTB 2	BTELEV %	PTV KVA
TRANSERI 761937	PCUMTB kVA 15 kVA	TENSHTET KV	NBPOSTES
TRANSREM	PCUMTBET kVA 3.00 kVA	BTCHUT %	INSEE
			LIEU
			COMMUNE

(a) Format des données originales

1 C_2_23_0 LA FERRIERE 160 15.00 2 0 15 kVA 3.00 kVA 0 kVA 0 kVA 2 400.0 V 0 0 11808 240

(b) Format des données modifiées

FIGURE 2.6 – Format des données de la cartographie (exemple d'un nœud)

L'objectif de cette première étape est de traiter les données issues de la cartographie, pour extraire toutes les informations utiles à la mise en place du modèle d'optimisation (consommations, caractéristiques des lignes...). Le nettoyage des données de la cartographie a aussi pour

objectif de rendre les données facilement interprétables par des algorithmes de traitement qui vont réduire la taille du graphe mais aussi mettre en place les équations du problème d'optimisation.

Structure de données des graphes du réseau de SRD

Une fois ces données traitées, un premier programme de traitement, écrit en C++, est appliqué pour représenter le graphe sous une forme de structure de données connues, pour pouvoir lui appliquer des algorithmes spécifiques.

Pour ce faire la bibliothèque "BOOST" a été utilisée et la structure de représentation du graphe utilisée est celle de la liste d'adjacence.

Pour chacun des éléments nœuds du graphe, plusieurs données caractéristiques sont stockées :

- id_{noeud} : identifiant du nœud ;
- $type_{noeud}$: type du nœud (poste source, interrupteur...);
- $conso_b$: puissance souscrite cumulée des clients tarif bleu ;
- $conso_j$: puissance souscrite cumulée des clients tarif jaune ;
- $conso_v$: puissance souscrite du client tarif vert ;
- l_{voisin} : listes des nœuds adjacents au nœud actuel.

Il en va de même pour chacun des éléments arcs du graphe, les données caractéristiques stockées sont :

- id_{arc} : identifiant de l'arc ;
- $type_{arc}$: type d'arc (aérien, souterrain...);
- $longeur$: longueur de la ligne électrique représentée par cet arc ;
- mat : matériaux constitutifs de la ligne ;
- $sect$: section de la ligne ;
- R_{eq} : résistance équivalente de la ligne ;
- X_{eq} : réactance équivalente de la ligne ;
- $imax$: courant maximal qui peut transiter dans la ligne.

C'est à partir de ces données caractéristiques ainsi que de la structure de données implémentée par la librairie "BOOST" que différents algorithmes de traitement du graphe sont développés. Un premier algorithme a pour objectif de nettoyer l'ensemble des nœuds et arcs qui sont isolés, c'est à dire dans le cas du graphe maillé du réseau, le graphe ne doit être constitué que d'une seule composante connexe. Ou bien, s'il existe plusieurs composantes connexes, elles doivent toutes contenir au moins un poste source.

Donc cet algorithme consiste à lister l'ensemble des composantes connexes du graphe, ceci est réalisé grâce aux algorithmes de la librairie "BOOST". Par la suite, chaque nœud de chaque composante connexe est parcouru et les composantes connexes qui ne contiennent pas de nœud poste source sont supprimées. Pour assurer un suivi des modifications du graphe un fichier texte est édité avec la liste de tous les nœuds qui sont supprimés.

Suppression des nœuds fictifs

Dans le graphe représentant le réseau, un certain nombre de nœuds existent dans la cartographie mais n'existent pas réellement. Effectivement, parfois certaines lignes électriques reliant deux éléments spécifiques du réseau sont composées de plusieurs portions de câbles. Par conséquent, dans le graphe cela donne deux nœuds avec des caractéristiques spécifiques mais plusieurs arcs, il faut donc insérer plusieurs "nœuds fictifs" pour relier ces arcs entre eux. Ce sont donc ces nœuds fictifs que l'algorithme va tenter de supprimer tout en conservant la structure du réseau.

Pour ce faire un parcours de graphe est réalisé en analysant chaque nœud et son voisin ainsi que leurs caractéristiques, pour savoir s'ils peuvent être concaténés. La réduction minimale concerne deux arcs avec un nœud fictif qui les relie, dans ce cas les valeurs des deux arcs sont concaténées pour ne former plus qu'un seul arc. La figure fig 2.7 décrit le principe de cet algorithme de réduction de graphe.

Pour conserver les caractéristiques du graphe, lors de la concaténation de plusieurs portions de lignes, c'est la résistance et la réactance équivalentes de chacun des câbles qui est cumulée. De plus en ce qui concerne l'intensité maximale que le câble peut faire transiter, c'est la valeur minimale des différents câbles concaténés qui sera retenue, car il s'agit du facteur limitant. De plus il faut noter que cet algorithme ne concatène que des nœuds consécutifs qui n'ont que deux nœuds adjacents.

L'algorithme permet de réduire de 17 à 28 % la taille du graphe du réseau, selon le cas d'étude, ceci est dépendant de chacun des réseaux, car ils ne comportent pas forcément tous le même nombre de "nœuds fictifs". Le tableau 2.2 détaille les résultats de l'algorithme de réduction de graphe pour trois réseaux de SRD.

Réseau	Graphe original	Graphe réduit	réduction (%)
SRD_A1	Noeuds : 7255	5278	27%
	Arcs : 7246	5300	27%
SRD_A6	Noeuds : 9295	7208	22%
	Arcs : 9231	7244	22%
SRD_A7	Noeuds : 6408	5162	19%
	Arcs : 6398	5193	19%

TABLE 2.2 – Résultats de l'algorithme de suppression des nœuds fictifs

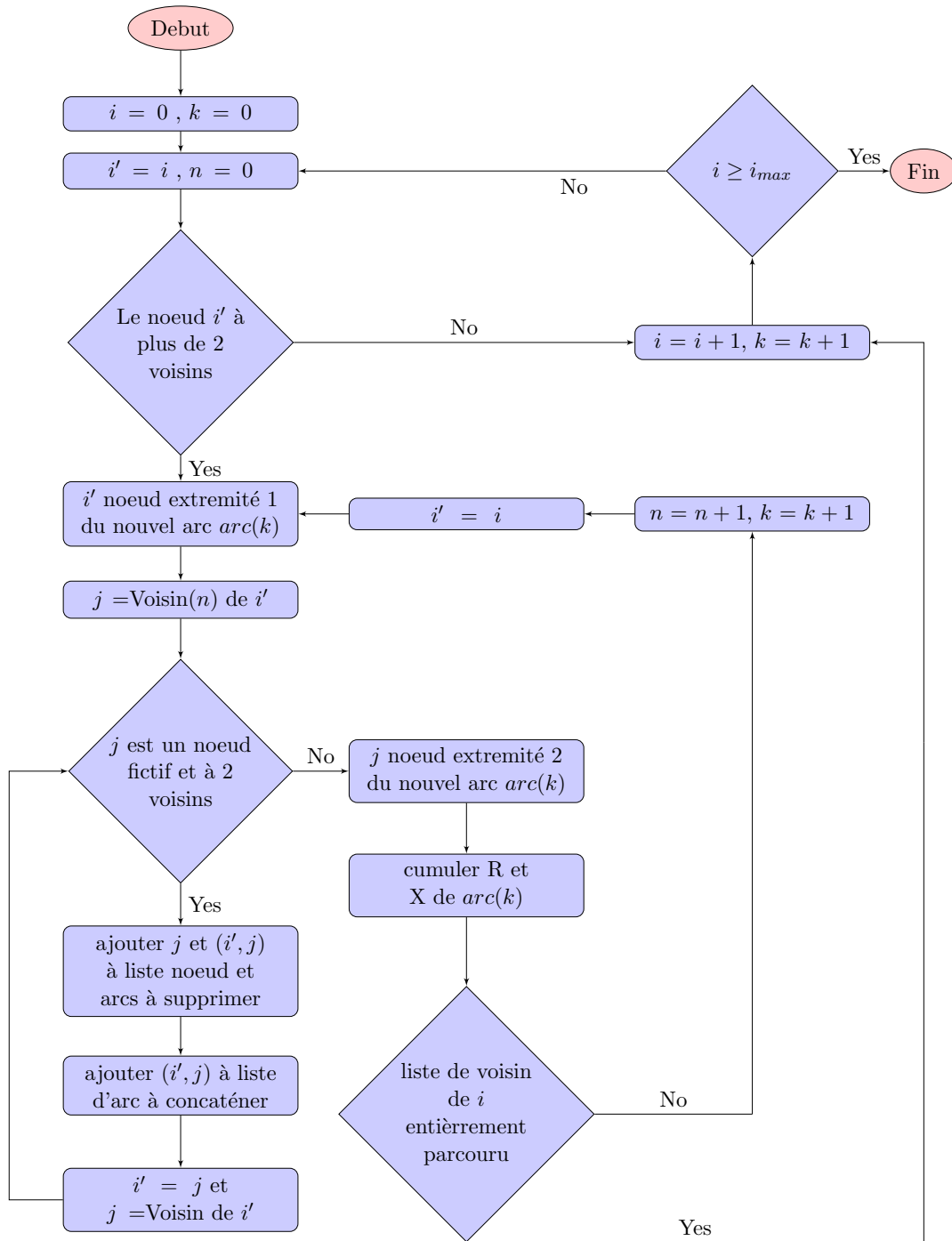


FIGURE 2.7 – Schéma de principe de l’algorithme de suppression des nœuds fictifs

Réduction en zones manipulables

Jusqu’à présent la taille du réseau est réduite en éliminant des éléments soit non connexes à une source du réseau soit qui n’apportent pas d’information supplémentaire (nœuds fictifs). Cependant il existe encore un certain nombre d’éléments qui sont neutres pour la modélisation du problème d’optimisation, c’est à dire qui ne consomment ni ne produisent de puissance, et qui ne sont pas déterminants dans les possibilités de reconfiguration.

C’est sur ces éléments du réseau que va porter la réduction du réseau en zone manipulable, plus précisément l’algorithme va concaténer au maximum les arcs consécutifs entre deux interrupteurs

et qui ne sont ni des producteurs ni des consommateurs. la figure 2.8 illustre le principe de l'algorithme simplifié de cette réduction.

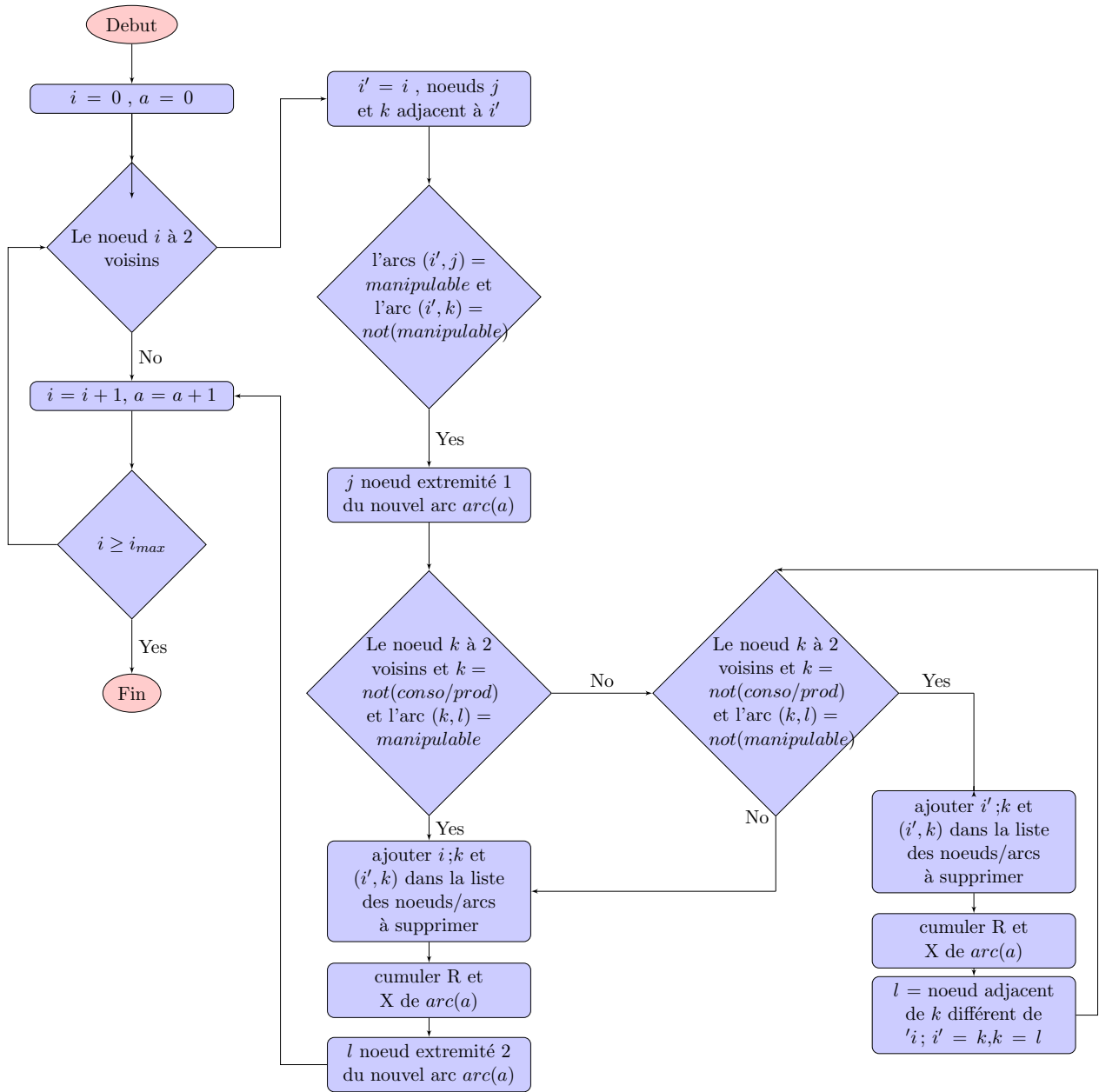


FIGURE 2.8 – Schéma de principe de l'algorithme de réduction en zones manipulables

Dans la figure 2.8 les notations $i = \text{conso/prod}$ $i = \text{not(conso/prod)}$ représentent le fait de vérifier si un nœud est ou non de type consommateur ou producteur, cette vérification est réalisée à l'aide de l'argument " $\text{type}_{\text{noeud}}$ " préalablement enregistré dans les nœuds du graphe. Les notations $(i', j) = \text{manipulable}$ et $(i', j) = \text{not(manipulable)}$ quant à elles, représentent le fait qu'un arc (i, j) soit manipulable ou non. Pour réaliser cette évaluation au préalable de cet algorithme, chaque arc du graphe est parcouru, et ceux qui présentent à une de leurs extrémités un nœud de type interrupteur sont déclarés manipulables via une variable dédiée et tous les autres sont déclarés non manipulables.

De la même manière que précédemment seuls les nœuds avec seulement deux nœuds adjacents sont susceptibles d'être supprimés pour concaténer les arcs qui leur sont adjacents. En effet, il

a été fait le choix de ne pas concaténer les nœuds qui font la jonction entre plus de deux lignes pour conserver la structure complexe du réseau. Cette option a été retenue notamment pour que les valeurs électriques caractéristiques de variations de la tension puissent être obtenues en tout point du réseau. Sinon lorsque le réseau est trop réduit, il ne sera possible de le connaître qu'en un certain nombre restreint de points.

Cependant si cela s'avérait être nécessaire, il est envisageable d'imaginer regrouper par exemple deux nœuds adjacents qui ont chacun trois nœuds adjacents, ce qui donnerait un nœud avec quatre nœuds adjacents.

Réseau	Graphe original	Graphe réduit	Réduction (%)
SRD_A1	Noeuds : 5278	3901	26%
	Arcs : 5300	3919	26%
SRD_A6	Noeuds : 7208	5011	30%
	Arcs : 7244	5044	30%
SRD_A7	Noeuds : 5162	3987	23%
	Arcs : 5193	4012	23%

TABLE 2.3 – Résultats de l'algorithme de réduction en zones manipulables

Cette dernière réduction permet d'abaisser de 23 à 30% la taille du graphe du réseau selon le réseau traité. Le tableau 2.3 détaille les résultats de ce traitement du graphe.

Les deux algorithmes présentés ici sont donc appliqués successivement au réseau de SRD pour ainsi pouvoir réduire la taille totale du graphe du réseau de 38 à 48%. La dimension du réseau ainsi obtenue permet par la suite de réduire le temps nécessaire à l'optimisation de celui-ci.

Chapitre 3

Chapitre 3 : Proposition d'un modèle d'optimisation non linéaire

Sommaire

2.1	Présentation du chapitre	29
2.2	Contexte de la thèse	29
2.3	Calculs et optimisations dans les réseaux électriques	30
2.3.1	Valeurs électriques	30
2.3.2	Optimisation dans les réseaux	34
2.4	Discussion	42
2.4.1	Le réseau de transport	45
2.4.2	Phénomènes à modéliser	47
2.5	Evaluations des contributions de la thèse	48
2.5.1	Démarche d'évaluation	48
2.5.2	Traitement des graphes du réseau de SRD	50

3.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons défini les objectifs du projet ainsi que la démarche choisie pour optimiser le réseau de SRD. L'objectif de réduction des pertes a donc été choisi comme critère à optimiser, et c'est la méthode de reconfiguration réseau qui a été favorisée.

Les difficultés inhérentes à cette approche d'optimisation du réseau électriques ont été explicitées, et différentes méthodes de résolution ont été présentées. Cette étude de l'état de l'art avait permis de conclure sur le fait qu'une méthode d'optimisation exacte devait pouvoir être utilisée pour ainsi pouvoir assurer l'obtention d'un optimum. Pour ce faire, la piste de linéarisation choisie a donc été de simplifier les équations de calcul des valeurs électriques du "powerflow". La démarche globale d'optimisation sous forme de réseau de transport a ainsi été choisie pour ses similitudes comme base de réflexion pour le développement d'un modèle d'optimisation des pertes électriques.

C'est donc à partir de ce cahier des charges que dans ce chapitre sera présenté un modèle d'optimisation des pertes électriques par reconfiguration, basé sur un problème de flot à coût minimum et sans calcul de "loadflow" précis.

La première partie du chapitre sera consacrée à la description détaillée des différentes contraintes du problème d'optimisation modélisant le phénomène électrique ainsi que la recherche de la configuration. Puis une évaluation du modèle sera conduite en comparant les résultats obtenus à l'aide de la méthode proposée avec d'autres solutions existantes.

3.2 Description du modèle

3.2.1 Grandeurs à optimiser

Pour obtenir une solution, le problème d'optimisation doit avoir un objectif à minimiser. Selon l'application, cela peut être un coût en Euros ou bien une quantité de pertes électriques en kW ou kWh. Dans cette section sont présentées les méthodes de calcul des différents critères à optimiser ainsi que des contraintes permettant l'obtention d'une solution exploitable.

3.2.1.1 Pertes électriques simplifiées

Les pertes électriques dans le réseau sont liées directement à la nature de l'âme des câbles qui transportent l'énergie électrique. Cette grandeur peut être calculée pour chaque ligne connaissant le flux qui y transit.

Il convient donc de trouver un moyen de calculer à partir des données connues du réseau électrique une valeur de pertes dans chacun des arcs du graphe qui composent le réseau.

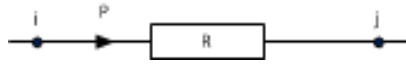


FIGURE 3.1 – ligne électrique simplifiée

Les lignes électriques sont dans un premier temps modélisées seulement comme une résistance (cf figure 3.1), en effet les pertes par effet joule peuvent se calculer à partir de la résistance seule comme indiqué ci-après :

$$P_{perte}(i, j) = R(i, j) \times I(i, j)^2 \quad (3.1)$$

$P_{pertes}(i, j)$: Pertes dans l'arc (i, j) , $R(i, j)$: résistance de la ligne (i, j) et $I(i, j)$ intensité traversant la ligne (i, j) .

Dans cette équation la résistance est une constante liée à la nature du câble mais l'intensité est une variable qui dépend d'autres paramètres indépendants de cette même ligne i, j , notamment des puissances consommées en aval de cette ligne.

En effet, le courant circulant de i vers j dépend de la consommation en j et en aval de j .

D'après la définition des différentes puissances caractéristiques du courant sinusoïdal (cf 2.3.1), dans le cas d'une sinusoïde pure, la puissance active s'écrit :

$$P = U \times I \times \cos \varphi \quad (3.2)$$

Dans la formulation du problème d'optimisation on souhaite s'affranchir du calcul de "loadflow" qui permet de connaître la valeur de u , i et $\cos \varphi$ en tout point du réseau comme expliqué dans la partie 2.3.1. On doit donc trouver un moyen d'exprimer l'intensité i par une valeur qui peut être calculée à partir d'équations de type loi de Kirchhoff qui s'appliquent aussi au calcul de flot dans les réseaux de transport.

La théorie du calcul des puissances dans les réseaux électriques nous apprend qu'on peut appliquer les lois de Kirchhoff à la puissance active et à la puissance réactive indépendamment mais pas à la puissance apparente.

De plus le facteur $\cos \varphi$ est contrôlé et il est naturellement proche de 0.9 en moyenne dans le temps. Des observations réalisées sur le réseau ont permis de confirmer que cette valeur est cohérente (cf 2.5). Donc pour nous permettre d'avoir une estimation du paramètre correspondant à l'intensité on prendra ce coefficient constant et égal à 0.9 dans le cas où le réseau optimisé est celui de la base de données SRD, et plus généralement pour tous les réseaux où il n'est pas possible de connaître

indépendamment la puissance active et réactive de chaque nœud. Pour les autres réseaux étudiés, où les puissances active et réactive sont connues, on calculera une valeur moyenne du $\cos \varphi$.

La valeur de la tension u quant à elle est considérée constante. En effet dans notre problème d'optimisation on souhaite effectuer la recherche d'une topologie de réseau qui minimise les pertes électriques, or la tension varie en fonction de la topologie du réseau. Nous sommes donc obligés de prendre cette valeur comme constante dans un premier temps pour pouvoir estimer les flux transités. De plus les variations sont faibles en pratique donc leur influence sur le calcul est limitée.

C'est grâce à ces approximations qu'on cherche à exprimer l'intensité $i(i, j)$ transitée dans l'arc (i, j) en fonction de la puissance active $P(i, j)$ transitée dans l'arc (i, j) , à partir de l'équation 3.2, ce qui nous donne :

$$i(i, j) = \frac{P(i, j)}{u \times \cos \varphi} \quad (3.3)$$

Par conséquent on peut calculer la puissance active perdue par effet joule dans la ligne (i, j) grâce à l'équation suivante :

$$P_{perte}(i, j) = kp(i, j) \times P(i, j)^2 \quad (3.4)$$

$$\text{avec} \quad kp(i, j) = \frac{R(i, j)}{u^2 \times (\cos \varphi)^2} \quad (3.5)$$

Il est aussi possible d'exprimer le courant à partir de l'équation du calcul de la puissance apparente :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.6)$$

$$S = u \times i \quad (3.7)$$

$$i = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{u} \quad (3.8)$$

$$Q = P \times \tan \varphi \quad (3.9)$$

$$i = \frac{\sqrt{P^2 + (P \tan \varphi)^2}}{u} \quad (3.10)$$

$$P_{perte_2}(i, j) = kp_2(i, j) \times P(i, j)^2 \quad (3.11)$$

$$\text{avec} \quad kp_2(i, j) = \frac{(1 + \tan^2 \varphi) \times R(i, j)}{u^2} \quad (3.12)$$

L'optimisation a pour but de minimiser les pertes électriques dans l'ensemble du réseau électrique, c'est à dire la somme des pertes dans tous les arcs du réseau.

Plus généralement dans le cas d'un réseau électrique modélisé par le graphe $G(N, X, C)$ tel que

- N un ensemble de sommets
- X un ensemble de couples de sommets (i, j) appartenant à N^2 ou $x(i, j)$ représente la puissance transitant dans l'arc (i, j)
- C coût $kp(i, j)$ associé à chaque arc (i, j)

On peut définir la fonction objectif de la manière suivante :

$$Z = \sum kp(i, j) * x(i, j)^2 \quad \forall (i, j) \quad (3.13)$$

Exemple

Pour illustrer de manière simple un calcul de puissance totale perdue dans un réseau électrique, la figure 3.2 nous servira d'exemple de réseau dans lequel on souhaiterait minimiser les pertes.

$P(s1)$, $P(s2)$, $P(s3)$ sont les puissances actives issues des sources du réseau $s1$, $s2$ et $s3$. Ce sont les postes de transformation HTB/HTA qui soutirent la puissance depuis le réseau de transport. Et ces trois sources doivent délivrer la puissance consommée par les trois nœuds puits 1, 2 et 3 qui

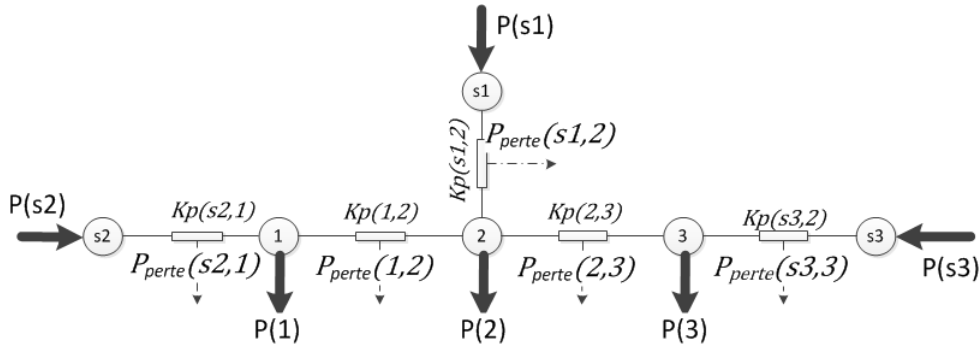


FIGURE 3.2 – Réseau électrique simplifié

consomment respectivement une puissance $P(1)$, $P(2)$ et $P(3)$.

Cependant les valeurs $P(s1)$, $P(s2)$ et $P(s3)$ sont inconnues. En effet, elles dépendent de la topologie du réseau, c'est à dire les chemins empruntés par la puissance entre les sources et les puits.

De plus, il faut noter que $kp(i, j)$ est égale à $kp(j, i)$. En effet l'arc (i, j) et l'arc (j, i) sont physiquement identiques, c'est à dire qu'il s'agit de la même ligne électrique dans le réseau.

Par conséquent pour représenter la possibilité de transiter la puissance dans les deux sens on le modélise avec deux arcs orientés dans des sens opposés, avec le même coefficient kp associé car il s'agit de la même ligne électrique.

Donc d'après l'exemple illustré par la figure 3.2 la fonction objectif du problème d'optimisation associé s'écrira sous la forme :

$$P_{perte_total} = P_{perte}(s2,1) + P_{perte}(1,2) + P_{perte}(s1,2) + P_{perte}(2,3) + P_{perte}(s3,3) \quad (3.14)$$

3.2.1.2 Coût d'acheminement de l'électricité

Dans la partie 1.1.1 la structure du réseau électrique français a été présentée, ainsi que les particularités du réseau de distribution. Ont été également décrites les interconnexions entre les différents réseaux ainsi que les coûts associés à ces échanges inter réseaux. En effet, la puissance qui est transitée dans le réseau de distribution est acheminée par les transformateurs HTB/HTA appelés postes sources.

Cette puissance est facturée par le gestionnaire du réseau de transport (ENEDIS ex ERDF) au gestionnaire du réseau de distribution (SRD). Or le coût d'achat de cette énergie peut varier selon le niveau de puissance auquel est relié le poste source. En effet, le niveau de tension HTB est divisé en plusieurs sous-niveaux (tab 1.1 section 1.1.1), et le coût d'achat de l'énergie pour un poste source relié au réseau dépend du sous-niveau de celui-ci. Autrement dit acheter de l'électricité au réseau avec le niveau de tension le plus élevé est moins cher que pour le niveau le plus bas. Or sur le réseau de SRD certains postes de transformation sont reliés au réseau HTB2, mais la plupart d'entre eux sont reliés au réseau HTB1. Par conséquent, le coût d'achat de l'énergie n'est pas identique entre chaque poste source du réseau. Néanmoins, le coût d'achat à un poste est dépendant d'autres paramètres qui ne sont pas aisément accessibles et qui sont amenés à changer, donc pour simplifier ce calcul on se contentera d'un coût global de l'énergie au poste source.

De plus, la fonction objectif a principalement pour but de déterminer une topologie de réseau qui minimise ce critère mais n'a pas pour objectif de fournir une estimation exacte du coût d'acheminement de l'énergie lié à la configuration obtenue.

Le calcul du coût d'acheminement global Z d'une configuration est directement proportionnel à la

puissance transitée par les postes sources. On note $C_s(i)$ le coût associé à la source i .

$$Z = \sum C_s(i, j) * P(S, i) \quad \text{pour } S \text{ noeud source et } i \text{ noeud adjacent à } S \quad (3.15)$$

exemple

Si on reprend l'exemple illustré par la figure 3.2 la fonction objectif associée à ce réseau simplifié s'exprimera :

$$Cout_{total} = (C_s(s1) * P(s1)) + (C_s(s2) * P(s2)) + (C_s(s3) * P(s3)) \quad (3.16)$$

3.2.2 Les différentes contraintes du problème

Le problème d'optimisation est composé de différentes contraintes, certaines ont pour but le calcul des valeurs électriques dans le réseau et d'autres ont pour but de limiter certaines variations engendrées par le nouveau réseau. Il existe aussi d'autres exigences de fonctionnement légal que le réseau optimisé doit respecter. Pour les contraintes de calcul des valeurs électriques, cela englobe :

- Loi de Kirchhoff appliquée à la puissance active ;
- limitation de la puissance maximale par ligne électrique ;
- Capacité de transit des postes sources.

Pour les contraintes liées au fonctionnement du réseau, qui représente des contraintes d'opérabilité :

- Topologie du réseau radial (arbre) ;
- Disponibilité d'une source.

3.2.2.1 Calcul des flux dans le réseau

Dans la section précédente 3.2.1 nous avons décrit les critères à optimiser ainsi qu'une manière de les calculer. Nous avons pu voir que ces fonctions objectif nécessitaient toute la connaissance des valeurs de la puissance transitée dans chacun des arcs du graphe représentant le réseau. De plus, nous savons que la puissance active est une grandeur physique à laquelle la loi de Kirchhoff s'applique.

Loi de Kirchhoff

C'est donc grâce à cette loi que les flux dans chacun des arcs sont évalués. En effet, la théorie des graphes [58] nous indique que le flux entrant dans un nœud est égal au flux sortant de ce nœud, ce qui est la définition de la loi de Kirchhoff ou loi des nœuds.

Cette équation peut donc s'écrire dans le cas général au nœud j :

$$\text{Contrainte}_{\text{Kirchhoff}}(j) : \sum_{i=0}^n ip(i, j) = \sum_{k=0}^n sp(j, k) \quad \forall k \text{ adjacent à } j \text{ et } \forall i \text{ incident à } j \quad (3.17)$$

Pour définir le problème d'optimisation pour un réseau complet, cette équation de contrainte doit être appliquée à chaque nœud du graphe.

Remarque

Dans la section 1.3 il a été rappelé l'importance d'une bonne insertion des énergies renouvelables, c'est-à-dire l'utilisation de la puissance produite localement. Pour ce faire la modélisation représente en chaque nœud la puissance consommée par une valeur positive de puissance et la puissance produite par une puissance négative.

Cette manière de prendre en compte les énergies renouvelables est imposée par la méthode de détermination d'un schéma d'exploitation radial (cf section 3.2.2.2).

Cependant, du point de vue du solveur d'optimisation, prendre en compte des variables pouvant être positives ou négatives, est plus complexe qu'optimiser des variables strictement positives. C'est pourquoi dans un premier temps, le modèle sera évalué (cf section 3.3) sans prise en compte des productions locales d'énergie renouvelable.

exemple

Afin d'illustrer un exemple simple de mise en place des équations de répartition des flux la figure 3.3 illustre un exemple de configuration simplifiée. Celle-ci représente, sous forme de graphe, un réseau électrique constitué de trois nœuds de consommation et trois nœuds sources.

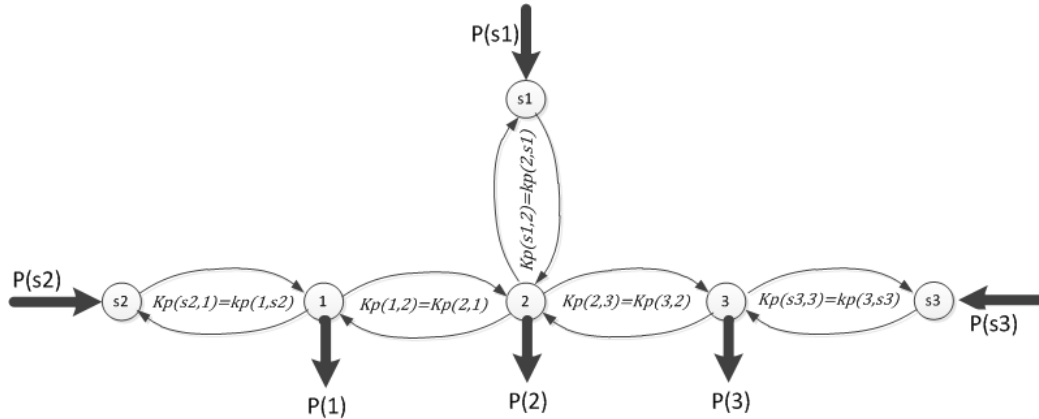


FIGURE 3.3 – Réseau électrique simplifié

Pour ce réseau il existe un système de six équations pour déterminer l'ensemble des flux :

$$\begin{aligned} \text{Contrainte}_{Kirchhoff}(1) : P(s2, 1) + P(2, 1) &= P(1, 2) + P(1, s2) + P1 \\ P(s2, 1) + P(2, 1) - P(1, 2) - P(1, s2) &= P1 \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$\begin{aligned} \text{Contrainte}_{Kirchhoff}(2) : P(1, 2) + P(s1, 2) + P(3, 2) &= P(2, 3) + P(2, 1) + P(2, s1) + P2 \\ P(1, 2) + P(s1, 2) + P(3, 2) - P(2, 3) - P(2, 1) - P(2, s1) &= P2 \end{aligned} \quad (3.19)$$

$$\begin{aligned} \text{Contrainte}_{Kirchhoff}(3) : P(s3, 3) + P(2, 3) &= P(3, 2) + P(3, s3) + P3 \\ P(s3, 3) + P(2, 3) - P(3, 2) - P(3, s3) &= P3 \end{aligned} \quad (3.20)$$

$$\begin{aligned} \text{Contrainte}_{Kirchhoff}(s1) : P(2, s1) + P(s1) &= P(s1, 2) \\ P(2, s1) - P(s1, 2) &= P(s1) \end{aligned} \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} \text{Contrainte}_{Kirchhoff}(s2) : P(1, s2) + P(s2) &= P(s2, 1) \\ P(1, s2) - P(s2, 1) &= P(s2) \end{aligned} \quad (3.22)$$

$$\begin{aligned} \text{Contrainte}_{Kirchhoff}(s3) : P(3, s3) + P(s3) &= P(s3, 3) \\ P(3, s3) - P(s3, 3) &= P(s3) \end{aligned} \quad (3.23)$$

$$(3.24)$$

Réseau conservatif

L'ensemble des équations de Kirchhoff ne permettent pas à elles seules de définir les flux. En effet, le réseau de transport se doit d'être conservatif, c'est-à-dire que la somme des flux sortant et des flux entrant dans l'hyper-puits doit être égale à la somme des flux sortant de l'hyper-source.

exemple

Si on reprend l'exemple précédent 3.3, l'équation de contrainte représentant le conservatisme du réseau s'écrit :

$$\text{Conservatisme} : P(s1, 2) + P(s2, 1) + P(s3, 3) = P(1) + P(2) + P(3) \quad (3.25)$$

3.2.2.2 Contrainte d'opérabilité

Dans la sous-section précédente, une méthode de calcul des valeurs électriques mises en jeu dans le réseau a été exposée, et notamment les flux de puissance active qui transitent dans les lignes électriques. Dans la section 1.1.2 il a été décrit la manière dont sont exploités les réseaux électriques, c'est-à-dire quelle topologie est donnée au graphe représentant le réseau électrique pour l'exploitation de celui-ci dans la réalité.

Cependant la manière dont la structure du réseau peut être modifiée grâce à l'optimisation n'a pas encore été décrite. En effet, si on se contente du modèle précédent, la seule variation possible est la quantité de puissance issue des sources. C'est-à-dire par exemple, pour optimiser le critère de pertes électriques l'optimisation fera varier la puissance active issue des sources pour faire transiter le plus d'énergie possible dans les arcs avec les résistances les plus faibles.

De plus, sans ajout d'autres contraintes, l'optimisation peut tout à fait attribuer une valeur de flux à un arc d'une ligne électrique et son complément de la même ligne. Or, dans la réalité physique, il est impossible d'avoir cette situation, car un arc et son complément représentent une seule et même ligne électrique. Par contre, dans l'état actuel du modèle d'optimisation rien ne permet de modéliser l'ouverture ou la fermeture d'un interrupteur qui permet de modifier la structure du réseau.

Ces deux exemples de contraintes à modéliser montrent une nature de type binaire dans le comportement des variables à modéliser. C'est pour ces différentes raisons qu'il a été nécessaire d'introduire des variables entières de type binaire dans le modèle d'optimisation, changeant ainsi la nature du problème non-linéaire à un problème non-linéaire à variable mixte.

A chaque arc du graphe est donc associée une variable entière comprise entre 0 et 1 (donc binaire ($b(i, j)$)). Cette valeur représente l'état de la ligne électrique : une valeur de 0 correspond à un arc bloquant et une valeur de 1 à un arc passant. C'est-à-dire que si l'arc (i, j) est bloquant, aucun flux ne peut transiter du nœud i vers le nœud j . Et si les arcs (i, j) et (j, i) sont tous les deux nuls, cela signifie qu'un interrupteur doit être ouvert à une des extrémités de cette ligne.

Les contraintes qui sont décrites dans cette sous-section ont pour but de modéliser les contraintes fonctionnelles nécessaires pour que le réseau optimisé soit exploitable dans le monde réel, et corresponde au mode de fonctionnement souhaité par l'opérateur de réseau.

Complémentarité des arcs

L'objectif des variables binaires est de représenter l'état d'une ligne électrique, c'est-à-dire si celle-ci est bloquante ou passante. Mais cela permet aussi de définir le sens de circulation des flux de puissance active dans les lignes électriques. Donc, la contrainte principale sur les arcs est qu'un arc et son complément ne peuvent être actifs en même temps. C'est-à-dire que l'arc (i, j) et l'arc (j, i) ne peuvent être égaux à 1 en même temps. Cela s'exprime par :

$$\text{Contrainte}_{\text{complémentarité}}(k) : b(i, j) + b(j, i) \leq 1 \quad \forall k \text{ couple de noeuds } (i, j) \quad (3.26)$$

On peut remarquer que dans l'équation 3.26 la somme doit être inférieure ou égale à 1. Ainsi, cela autorise la possibilité d'avoir soit l'une des variables égale à 1 soit les deux variables nulles, c'est-à-dire que la ligne électrique peut être passante dans un seul sens à la fois ou bloquante dans les deux sens en même temps.

Topologie du réseau

Une des contraintes opérationnelles les plus importantes à mettre en œuvre concerne la topologie du réseau souhaité. En effet, les réseaux de distribution sont exploités selon une structure radiale, ce qui signifie que le graphe forme un arbre. Plus précisément cela signifie aussi que chaque nœud, de type consommation ou puits, est alimenté par une seule source. D'après la théorie des graphes cela signifie qu'il n'existe qu'un seul chemin entre une source et un puits, et qu'il n'existe pas de chemin entre deux sources[33].

Intuitivement, un algorithme de parcours de graphe serait adéquat pour vérifier que le résultat de l'optimisation ne crée pas de chemin entre deux sources. Cependant, cela n'est pas envisageable, puisque le résultat de l'optimisation souhaité, sans ajout d'une heuristique de vérification, doit être directement une topologie de réseau exploitable. Or il n'est pas non plus possible d'énumérer chacun des chemins non réalisable au préalable, car il s'agit en partie du travail du solveur d'optimisation (que de déterminer ces chemins?). C'est pourquoi une modélisation de cette contrainte en ne connaissant que l'état des arcs voisins de chaque nœud est nécessaire.

On note $b(i, j)$ la variable binaire associée à l'arc (i, j) . L'ensemble des variables $b(i, j) \forall (i, j)$ définit une configuration de réseau optimisé, plus communément appelé schéma d'exploitation.

Pour éliminer la possibilité d'avoir un chemin qui relie deux sources, il suffit d'imposer que la somme des variables binaires associées aux arcs entrants dans un nœud soit égale à un. De ce fait, les nœuds puits ou consommation ne peuvent avoir qu'une seule source, donc les sources ne peuvent être connectées entre elles. Pour représenter l'ouverture complète d'une ligne électrique, les deux variables binaires d'une même ligne seront nulles.

Cependant, le fait d'imposer que chaque nœud n'ait qu'une seule source peut être problématique dans le cas où l'on souhaite utiliser pour un même nœud de la puissance issue d'un poste source, mais aussi d'une source d'énergie renouvelable. C'est pourquoi dans la section 3.2.2.1 il a été précisé que les sources de production d'énergies renouvelables sont considérées comme des consommateurs de puissance négative.

Cette contrainte topologique s'exprime donc pour chaque nœud par :

$$Contrainte_{radial}(j) : \sum_{i=0}^n b(i, j) = 1 \quad \forall i \text{ adjacent à } j \text{ et } \forall j \quad (3.27)$$

De plus, en imposant que chaque nœud ait au moins un arc entrant connecté en utilisant le " = 1 ", on est sûr d'obtenir un graphe connexe, ou bien que chaque sous graphe soit une composante connexe. Cela signifie en réalité que l'on ne peut pas générer une topologie de graphe avec un nœud non connecté à une source.

Problématique

Il faut noter que cet ensemble d'équations 3.27 seul, permet de définir que le réseau ne doit pas être exploité de manière bouclée au niveau des nœuds puits du graphe. Cependant, cela n'empêche pas d'obtenir une structure de graphe où un nœud source serait considéré comme un nœud puits car celui-ci a une consommation nulle. En effet, l'illustration Figure 3.4 respecte bien l'ensemble des équations de contraintes Eq 3.27 mais ne constitue pas pour autant un réseau exploitable dans la réalité. En effet même si les sources $s1$ et $s3$ ne délivrent pas de puissance, elle se retrouveront connectées à une autre source. Par conséquent cela forme un chemin entre trois sources, ce qui n'est pas envisageable dans la réalité et ne constitue pas un réseau dit radial.

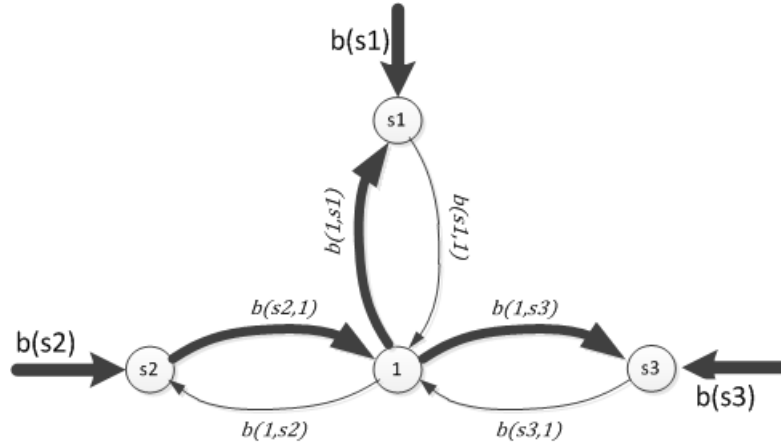


FIGURE 3.4 – Problématique des nœuds source

D'après la figure ci-dessus le système d'équation 3.27 s'exprime :

$$\text{Noeud } s2 : b(s2) + b(1, s2) = 1 \quad (3.28)$$

$$\text{Noeud } s1 : b(s1) + b(1, s1) = 1 \quad (3.29)$$

$$\text{Noeud } s3 : b(s3) + b(1, s3) = 1 \quad (3.30)$$

$$\text{Noeud } 1 : b(s2, 1) + b(s1, 1) + b(s3, 1) = 1 \quad (3.31)$$

$$(3.32)$$

Les arcs représentés en gras sont ceux dont la variable binaire est égale à 1, et les autres à 0, ce qui nous donne :

$$\text{Noeud } s2 : 1 + 0 = 1 \quad (3.33)$$

$$\text{Noeud } s1 : 0 + 1 = 1 \quad (3.34)$$

$$\text{Noeud } s3 : 0 + 1 = 1 \quad (3.35)$$

$$\text{Noeud } 1 : 1 + 0 + 0 = 1 \quad (3.36)$$

$$(3.37)$$

On voit donc que le système d'équations de contraintes est bien respecté, mais laisse apparaître un chemin entre les trois sources.

Contrainte binaire source

Pour faire face au problème évoqué précédemment, il est nécessaire d'imposer aux arcs issus du super-puits qu'ils doivent être égaux à 1. Ainsi une source ne pourra pas avoir d'arc entrant, autre que celui issu du super-puits. Cela s'exprime par :

$$\text{Contrainte}_{radial}(j) : \sum_{i=0}^{ns} b(i) = N_{src} \quad \forall i \text{ arc issu du super-puits} \quad (3.38)$$

N_{src} est une valeur égale au nombre de sources présentes dans le graphe du réseau électrique. Donc pour un réseau comprenant N_{src} sources et N_a arcs, le vecteur solution sera composé de $(2 * N_a) + N_{src}$ variables.

Exemple

Dans le cas du graphe 3.4, cela signifie qu'il faut ajouter la contrainte :

$$b(s1) + b(s2) + b(s3) = 3 \quad (3.39)$$

Exemple complet

Pour illustrer la mise en place de ces trois types de contraintes de radialité, c'est-à-dire qui assure que le graphe du réseau obtenu est radial, la Figure 3.5 est utilisée comme exemple de réseau à modéliser.

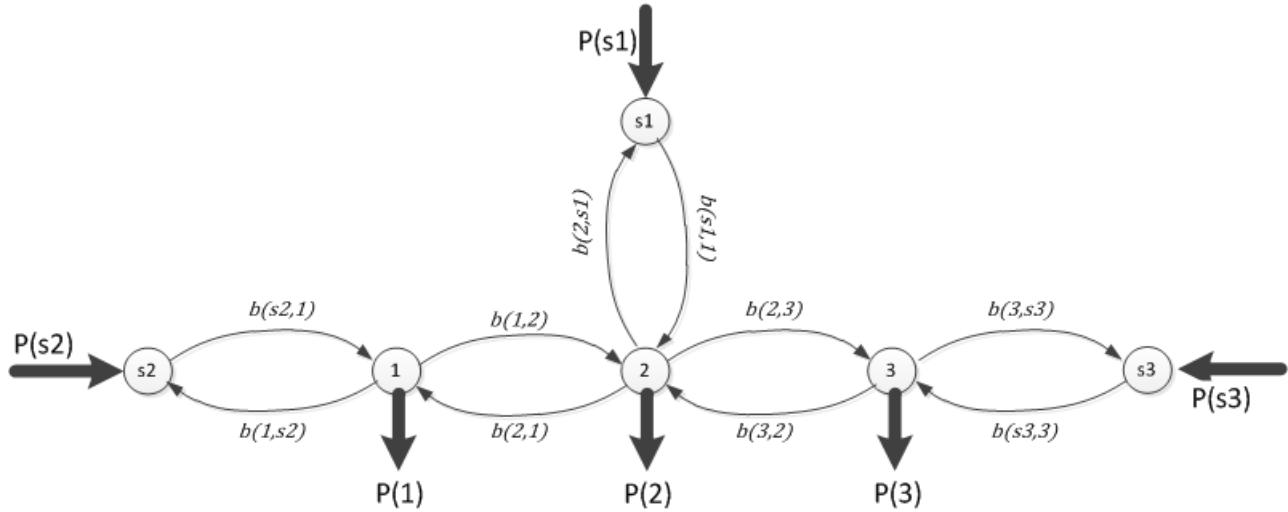


FIGURE 3.5 – Graphe d'un réseau électrique avec variables binaires

$$\text{ligne (s1,2) : } b(s1, 2) + b(2, s1) \leq 1 \quad (3.40)$$

$$\text{ligne (1,2) : } b(1, 2) + b(2, 1) \leq 1 \quad (3.41)$$

$$\text{ligne (2,3) : } b(2, 3) + b(3, 2) \leq 1 \quad (3.42)$$

$$\text{ligne (s2,1) : } b(s2, 1) + b(1, s2) \leq 1 \quad (3.43)$$

$$\text{ligne (s3,3) : } b(s3, 3) + b(3, s3) \leq 1 \quad (3.44)$$

$$\text{Noeud 1 : } b(s2, 1) + b(2, 1) = 1 \quad (3.45)$$

$$\text{Noeud s1 : } b(s1) + b(2, s1) = 1 \quad (3.46)$$

$$\text{Noeud s2 : } b(s2) + b(1, s2) = 1 \quad (3.47)$$

$$\text{Noeud s3 : } b(s3) + b(3, s3) = 1 \quad (3.48)$$

$$\text{Noeud 1 : } b(s2, 1) + b(2, 1) = 1 \quad (3.49)$$

$$\text{Noeud 2 : } b(1, 2) + b(s1, 2) + b(3, 2) = 1 \quad (3.50)$$

$$\text{Noeud 3 : } b(s3, 3) + b(2, 3) = 1 \quad (3.51)$$

$$\text{sources : } b(s1) + b(s2) + b(s3) = 3 \quad (3.52)$$

Pour ce système d'équations de contrainte, on peut déduire comme solution admissible la valuation des $(2 * 5) + 3 = 13$ valeurs :

$b(s1, 2)$	$b(2, s1)$	$b(1, 2)$	$b(2, 1)$	$b(2, 3)$	$b(3, 2)$	$b(s2, 1)$	$b(1, s2)$	$b(s3, 3)$	$b(3, 3)$	$b(s1)$	$b(s2)$	$b(s3)$
1	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	1	1

3.2.2.3 Contrôle des limites de fonctionnement

Précédemment, ont été présentées les contraintes permettant d'obtenir un schéma d'exploitation qui minimise les pertes électriques, ou bien le coût d'acheminement, tout en respectant la contrainte de topologie imposée pour le fonctionnement et l'exploitation du réseau. Cependant, il existe d'autres contraintes imposées, soit par le matériel utilisé, tel que l'intensité maximale admissible dans une ligne ; ou bien contractuelles qui font partie des missions du gestionnaire de réseau de distribution qui se doivent d'être respectées, telles que la limitation des variations des amplitudes des tensions.

Intensité maximale admissible

La contrainte d'intensité maximale admissible dans une ligne électrique correspond à la capacité des arcs du graphe. Cette capacité est liée directement à la section et à la nature du câble en question et est constante. Par conséquent cette contrainte est simple à mettre en œuvre :

$$\text{Contrainte}_{\text{limitation}}(i, j) : b(i, j) * P(i, j) \leq p_{\text{max}}(i, j) \quad \forall(i, j) \quad (3.53)$$

Remarque

Il aurait été possible de simplement introduire une borne à la variable $P(i, j)$. Cependant, en introduisant cette contrainte pour limiter l'intensité maximale dans les lignes électriques, la possibilité de borner séparément les variables $P(i, j)$ demeure concevable. Cela peut faciliter la recherche d'une solution en élargissant l'espace de solution du problème d'optimisation. De plus, cela permet d'éviter au solveur de rechercher une valeur de flux respectant la borne d'intensité maximale lorsque celle-ci n'est pas utilisée, car sa variable binaire associée est nulle. Cette solution a pour conséquence une recherche d'une solution plus aisée.

Variation de tension

Un phénomène connu des opérateurs de réseau est la variation de tension. Il peut s'agir d'une élévation de tension ou d'une chute de tension par rapport à la tension nominale souhaitée. En effet, si une ligne électrique est constituée seulement de consommateurs, on va observer le long de la ligne une diminution de la tension entre la source et le dernier consommateur en aval de la source. Mais lorsque qu'une source de production est présente sur cette même ligne, en fonction des caractéristiques de la production ($\cos \varphi$, puissance active ou réactive maximale produites), le niveau de tension peut se retrouver altéré.

La réglementation impose au gestionnaire de réseau de distribution la maîtrise de ce phénomène, et donc il est indispensable de vérifier cette variable qui peut être directement impactée par la topologie du réseau choisi, et notamment la distance depuis une source.

La particularité qui rend le calcul de ce paramètre compliqué est qu'il dépend du flux de puissance dans la ligne, donc de la configuration du réseau, qui est un résultat de l'optimisation, mais aussi de la source alimentant le nœud auquel on cherche à connaître la variation de tension. Ce deuxième point est le plus complexe, car en effet la manière intuitive de déduire cette valeur est de faire un parcours de graphe pour déterminer le chemin entre un nœud et sa source. Une fois celui-ci connu, on peut calculer le cumul des variations de tension le long du départ entre la source et ce nœud. Cependant, on veut que cette variable soit une contrainte de notre modèle d'optimisation pour que le schéma d'exploitation obtenu respecte cette contrainte.

De plus, même si on met en place une solution de calcul de la variation de tension externe au problème d'optimisation, il faudra par la suite trouver un mécanisme qui permette de déclarer une solution non admissible dans le cas où cette valeur ne respecte pas le critère. Ceci semble bien fastidieux, et risque d'augmenter considérablement le temps nécessaire à l'obtention d'une solution. Il s'agirait en fait de réaliser ce que les solveurs d'optimisation font déjà et de manière plus efficace

que ce que l'on pourrait développer.

Dans la résolution des problèmes d'optimisation combinatoire, les solveurs réalisent l'évaluation et la séparation des solutions. En effet le solveur énumère partiellement les solutions et élimine celles qui ne respectent pas les contraintes binaires en premier, et celles qui ne respectent pas la partie continue en deuxième. Or dans le cas évoqué précédemment, c'est la phase d'évaluation de la solution proposée par le solveur que l'on veut réitérer avec le critère de chute de tension. Cependant le solveur élimine automatiquement les propositions ne respectant pas les contraintes. Ici, il faudrait insérer des nouvelles contraintes au modèle pour éliminer les solutions qui ne respectent pas le critère de variation de tension.

Une solution a donc été mise en place pour calculer la variation de tension directement dans l'optimisation. Pour cela, il convient d'abord de rappeler comment se calcule la variation de tension le long d'une ligne.

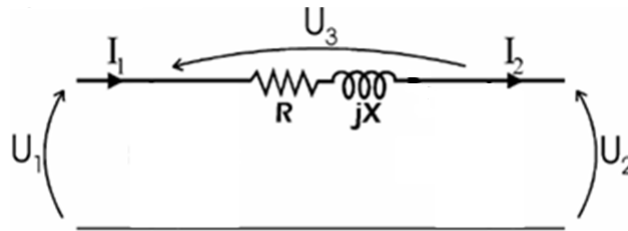


FIGURE 3.6 – Modèle Pi pour une ligne courte

Le calcul de la variation de tension le long d'une ligne électrique se base sur la modélisation en Pi comme représentée sur la figure 3.6. Ce modèle correspond à celui utilisé pour les lignes courtes ne dépassant pas les 80km. En effet, dans ce cas, les capacités des lignes peuvent être négligées.

A partir de ce modèle, on peut définir le calcul de la chute de tension $U3$ dans une ligne qui transite une puissance apparente $S = P + jQ$.

Les équations suivantes utilisant des valeurs complexes, il convient de rappeler que le signe \bar{A} signifie que A est une valeur complexe et A^* signifie le complexe conjugué de A . On note j l'unité imaginaire pour éviter toute confusion avec la valeur du courant i .

La variation de tension le long de la ligne illustrée par la figure 3.6 se calcule comme suit :

$$\bar{U}_3 = \bar{U}_1 - \bar{U}_2 \quad (3.54)$$

$$(3.55)$$

La valeur à déterminer est donc \bar{U}_2 car on considère que \bar{U}_1 est connue et issue de la source du

départ :

$$S = \overline{U2} \times \overline{I2}^* = P + j * Q \quad (3.56)$$

$$\overline{I2} = \frac{P - Q * j}{\overline{U2}^*} \quad (3.57)$$

De plus $U3$ s'exprime :

$$\overline{U3} = (R + X * j) * \overline{I2} \quad (3.58)$$

Donc on peut écrire :

$$\begin{aligned} \overline{U3} &= \left(\frac{P - Q * j}{\overline{U2}^*} \right) \times ((R + X * j) * \overline{I2}) \\ &= \frac{(R * P + X * Q) + (X * P - R * Q)j}{U2} \end{aligned} \quad (3.59)$$

Pour connaître la valeur en volt de la variation de tension, il faut calculer le module de cette tension complexe calculée précédemment, ce qui correspond à la valeur efficace du signal sinusoïdal de tension.

On obtient donc pour la valeur de $U3$:

$$\|\overline{U3}\| = \sqrt{\left(\frac{R * P + X * Q}{U2} \right)^2 + \left(\frac{X * P - R * Q}{U2} \right)^2} \quad (3.60)$$

d'où :

$$\|\overline{U3}\| = \sqrt{\left(\frac{(P^2 * (R^2 + X^2) + Q^2 * (R^2 + X^2))}{U2^2} \right)} \quad (3.61)$$

Comme on peut le voir dans l'équation 3.61, la valeur de la variation de tension est dépendante de deux types de puissance : la puissance active et réactive. Or on ne souhaite exprimer nos calculs qu'en fonction de la puissance active, il faut donc exprimer la puissance réactive en fonction de la puissance active. On peut se permettre cette réécriture, car le déphasage entre le courant et la tension, donc le facteur de puissance ($\tan \varphi$) n'est pas connu et on le prend constant. En effet, le facteur de puissance sera constant, car sur le réseau de SRD, on ne connaît pas précisément la quantité de puissances actives et réactives consommées en chaque nœud. Donc on ne peut qu'approximer une certaine valeur du facteur de puissance globale du réseau en observant le rapport puissance active, puissance réactive sur l'ensemble des nœuds du réseau.

Sachant que $\tan \varphi$ est constant et que :

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \quad (3.62)$$

$$Q = P * \tan \varphi \quad (3.63)$$

On peut écrire :

$$\|\overline{U3}\| = \sqrt{\left(\frac{(P^2 * (R^2 + X^2) + (P * \tan \varphi)^2 * (R^2 + X^2))}{U2^2} \right)} \quad (3.64)$$

$$\|\overline{U3}\| = \sqrt{\left(\frac{(P^2 * (R^2 + X^2) * (\tan \varphi^2 + 1))}{U2^2} \right)} \quad (3.65)$$

$$\|\overline{U3}\| = \left(\frac{\sqrt{((R^2 + X^2) \times (1 + (\tan \varphi)^2))}}{U2} \right) \times P \quad (3.66)$$

Pour simplifier l'utilisation de cette équation on définit une constante liée à la nature du câble Kc :

$$kc = \left(\frac{\sqrt{((R^2 + X^2) \times (1 + (\tan \varphi)^2))}}{U2} \right) \quad (3.67)$$

L'équation 3.66 nous permet de calculer la variation de tension dans une ligne, or on cherche à connaître le cumul de variation depuis la source jusqu'au point considéré. Pour réaliser ce calcul, un système d'équations qui s'intéresse seulement au flux entrant dans un nœud est mis en place 3.68. Ce système répartit un flux au sein d'une configuration de réseau défini par l'ensemble des variables binaires.

Ce principe est quasi similaire à celui présenté dans la section 3.17, seulement ici la valeur consommée au nœud est égale à la variation de tension cumulée en amont de ce nœud. Cependant comme il a été expliqué précédemment, il faut connaître la forme du réseau pour pouvoir calculer la variation de tension. Mais grâce à la méthode mise en place, il suffit simplement de connaître la valeur de la variation de tension au niveau du nœud en amont, car celui-ci aura cumulé les variations depuis le nœud poste source. C'est donc grâce aux variables binaires que l'on peut connaître ce précédent nœud.

Au niveau d'un nœud j l'équation de calcul de la variation de tension s'écrit donc :

$$\text{Contrainte}_{\text{variation}}(j) : \text{var}(j) = \sum_{i=0}^N b(i, j) * (\text{var}(i) + (kc(i, j) * P(i, j))) \quad \forall i \text{ adjacent à } j \quad (3.68)$$

Cette équation permet donc au niveau d'un nœud j de cumuler la variation au niveau du nœud précédent i et la variation induite par l'arc qui relie le nœud i à j .

La valeur $\text{var}(j)$ sera donc une valeur positive dans le cas d'une chute de tension.

Concernant l'impact de l'insertion des énergies renouvelables sur la variation de tension, grâce à cette équation, on peut voir que lorsqu'un arc (i, j) sera traversé par un flux négatif, c'est-à-dire que le nœud j est producteur d'énergie et celle-ci est consommée par le nœud i , la variable $\text{var}(i)$ sera réduite. Cela signifie que la variation de tension sera plus faible au nœud producteur d'énergie. Cette variation au nœud j ($\text{var}(j)$) peut même devenir une élévation de tension si le produit $|(kc(i, j) * P(i, j))|$ est supérieur à la valeur de $\text{var}(i)$.

Exemple

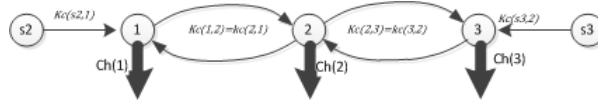


FIGURE 3.7 – Exemple schématique de réseau

Pour illustrer le calcul de variation de tension, la figure 3.7 d'un réseau simplifié est utilisée. Dans ce cas, le système d'équations permettant l'estimation des variations de tension s'écrit :

$$\text{Node S2} : \text{var}(s2) = 0 \quad (3.69)$$

$$\text{Node 1} : \text{var}(1) = b(s2, 1) * (\text{var}(s2) + P(s2, 1) * kc(s2, 1)) + b(2, 1) * (\text{var}(2) + P(2, 1) * kc(2, 1)) \quad (3.70)$$

$$\text{Node 2} : \text{var}(2) = b(1, 2) * (\text{var}(1) + P(1, 2) * kc(1, 2)) + b(3, 2) * (\text{var}(3) + P(3, 2) * kc(3, 2)) \quad (3.71)$$

$$\text{Node 3} : \text{var}(3) = b(s3, 3) * (\text{var}(s3) + P(s3, 3) * kc(s3, 3)) + b(2, 3) * (\text{var}(2) + P(2, 3) * kc(2, 3)) \quad (3.72)$$

$$\text{Node S3} : \text{var}(s3) = 0 \quad (3.73)$$

Il faut noter que l'on prend la valeur de la variation nulle au niveau des sources, en effet à ce nœud il n'y a pas de variation.

3.2.3 Modèle complet d'optimisation

Dans cette section, le problème d'optimisation est décrit dans son intégralité, et la simplification du modèle est explicitée. De plus, la nature du modèle ainsi que sa taille est discutée.

3.2.3.1 Description

Glossaire

Ci-dessous sont rappelées les différentes abréviations utilisées pour exprimer les contraintes et les fonctions objectifs du problème d'optimisation.

- $P(i, j)$: variable réelle de la puissance transitant dans l'arc (i, j)
- $P(i)$: valeur réelle constante correspondant à la puissance consommée ou produite par le nœud i
- $var(i)$: variable réelle du cumul de variation de tension au nœud i
- $b(i, j)$: variable binaire représentant l'état de l'arc (i, j) ($1=i$ connecté à j , $0=i$ non connecté à j)
- $kp(i, j)$: valeur réelle constante caractéristique de l'arc (i, j) permettant le calcul des pertes simplifiées
- $kc(i, j)$: valeur réelle constante caractéristique de l'arc (i, j) permettant le calcul des variations de tension
- $i_max(i, j)$: valeur réelle constante représentant la puissance maximale admissible dans l'arc (i, j)
- $var_max(i)$: valeur réelle constante représentant la variation de tension maximale admissible au nœud i
- nb_source : valeur entière constante représentant nombre de nœud source
- $src(p)$: valeur réelle constante représentant la puissance maximale qu'une source peut fournir

Fonction objectif

Comme présenté dans la section 3.2.1 le modèle d'optimisation peut être utilisé pour deux objectifs : la réduction des pertes ou du coût d'acheminement de l'énergie. L'équation 3.74 représente la fonction objectif permettant de minimiser la somme des pertes de chacune des lignes électriques du réseau.

Cependant, cette formulation introduit une non-linéarité à cause du carré de la puissance. Le problème étant aussi de nature combinatoire (binaire), ce type de formulation est complexe à résoudre. La recherche d'une solution nécessite souvent l'utilisation d'heuristique de résolution ce qui ne permet pas forcément d'obtenir l'optimalité et les solveurs sont peu nombreux.

Pour s'affranchir de cette non-linéarité, le choix a été fait de négliger le carré de la puissance, ce qui nous donne la formulation 3.75. Ce choix est fait sachant que l'optimisation compare deux configurations avec la même fonction objectif. On peut donc imaginer que, même si la valeur finale de la fonction objectif n'est pas égale à la valeur réelle de pertes, la configuration obtenue minimise quand même cette valeur.

$$Z = \min(\sum kp(i, j) * b(i, j) * P(i, j)^2) \quad \forall(i, j) \quad (3.74)$$

On nommera le problème avec la fonction objectif 3.74 : "pertes_carrées".

$$Z = \min(\sum kp(i, j) * b(i, j) * P(i, j)) \quad \forall(i, j) \quad (3.75)$$

On nommera le problème avec la fonction objectif 3.75 : "pertes_simplifiées".

Le troisième formulation de l'objectif de notre problème d'optimisation concerne la minimisation du coût d'acheminement :

$$Z = \min(\sum C(i, j) * P(S, i)) \quad \text{pour } S \text{ noeud source et } i \text{ noeud adjacent a } S \quad (3.76)$$

On nommera le problème avec cette fonction objectif : "coût_dacheminement".

On peut aussi imaginer combiner linéairement deux de ces fonctions objectives, pertes_carrées et coût_dacheminement ou pertes_simplifiées et coût_dacheminement dans une seule formulation. Mais cela nécessite d'introduire des coefficients permettant de prioriser l'un sur l'autre ou bien de faire correspondre les ordres de grandeur de ces fonctions.

Contraintes

Ci-dessous sont décrites l'ensemble des contraintes nécessaires pour obtenir l'état de toutes les valeurs binaires qui forment un schéma d'exploitation.

Ci-dessous toutes les contraintes s'appliquant à chaque nœud j du graphe du réseau :

$$\sum_{i=0}^n P(i, j) \times b(i, j) - \sum_{k=0}^n P(j, k) \times b(j, k) = P(j) \quad \forall i \text{ et } \forall k \text{ adjacent à } j \quad (3.77)$$

$$\sum b(i, j) \leq 1 \quad \forall i \text{ adjacent à } j \quad (3.78)$$

$$var(j) = \sum b(i, j) * (var(i) + P(i, j) \times kc(i, j)) \quad \forall i \text{ adjacent à } j \quad (3.79)$$

$$var(j) \leq max_var(j) \quad (3.80)$$

$$var(j) \geq -max_var(j) \quad (3.81)$$

Ci-dessous toutes les contraintes s'appliquant à chaque arc (i, j) du graphe du réseau :

$$b(i, j) + b(j, i) \leq 1 \quad \forall(i, j) \quad (3.82)$$

$$P(i, j) * b(i, j) \leq i_max(i, j) \quad \forall(i, j) \quad (3.83)$$

$$P(i, j) * b(i, j) \geq -i_max(i, j) \quad \forall(i, j) \quad (3.84)$$

$$\sum b(p, i) = nb_{source} \quad \forall(p, i) \text{ } i \text{ consécutif à } p \quad (3.85)$$

$$P(i, p) \leq src(p) \quad \forall(i, p) \text{ } i \text{ incident à une source } p \quad (3.86)$$

3.2.3.2 Nature du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation peut être de différents types en fonction de la forme de la fonction objectif implémentée. Par définition, le problème sera forcément mixte (variable continue/binaire) du fait de l'introduction des variables d'état des arcs. De plus, il est non-linéaire dans le cas du problème "pertes_carrées" du fait de l'introduction du carré de la puissance dans la fonction objectif. Celui-ci est plus spécifiquement quadratique dans le cas des problèmes "pertes_simplifiées" et "coût_dacheminement" du fait de la multiplication de la variable binaire par la variable continue dans les contraintes et la fonction objectif.

Les trois fonctions objectifs sont non-linéaires mais deux d'entre elles (pertes_simplifiées et coût_dacheminement) forment un cas particulier : elles sont quadratiques.

En effet, une fonction quadratique est une fonction, qui peut s'écrire avec 2 variables (x, y) sous la forme :

$$f(x, y) = Ax^2 + By^2 + Cxy + Dx + Ey + F \quad (3.87)$$

Où au moins un des coefficients A, B, C, D, E ou F doit être non nul.

Or dans notre problème d'optimisation, lorsque la variable binaire est introduite, on se retrouve dans le cas où tous les coefficients de 3.87 sont nuls sauf C .

Ci-dessous est résumé l'impact de chacune des composantes du problème d'optimisation sur la nature de celui-ci :

	Problème Linéaire	Problème Quadratique en variable Mixte	Problème Non-Linéaire	Problème Non-Linéaire en variable Mixte
Transit des flux	✓	✓	✓	✓
Etat des lignes	x	✓	x	✓
pertes_simplifiées	✓	✓	✓	✓
pertes_carrées	x	x	✓	✓
coût_dacheminement	✓	✓	✓	✓

Le problème est d'autant plus complexe à résoudre qu'il est non convexe. En effet si on considère que x représente le vecteur de taille $2n$ des variables avec x_j ; j allant de 1 à n , représente les valeurs continues P et x_j , j allant de $n+1$ à $2n$ représente les valeurs binaires b , notre fonction objective sous forme normale dans le cas "pertes_simplifiées" peut s'écrire :

$$\min z(x) = \sum_{j=1}^n C_j * x_j * x_{j+n} \quad (3.88)$$

$$\text{sous } T * x = b \quad (3.89)$$

Prenons maintenant $n = 2$:

$$z(x) = C_1 * x_1 * x_3 + C_2 * x_2 * x_4 \quad (3.90)$$

Qui peut se réécrire sous la forme :

$$z(x) = \frac{C_1}{4} * ((x_1 + x_3)^2 - (x_1 - x_3)^2) + \frac{C_2}{4} * ((x_2 + x_4)^2 - (x_2 - x_4)^2) \quad (3.91)$$

ou encore après changement de variable :

$$z(X) = \frac{C_1}{4} * (X_1^2 - X_2^2) + \frac{C_2}{4} * (X_3^2 - X_4^2) \quad (3.92)$$

Le graphe 3.8 représente la fonction $X_1^2 - X_2^2$, et on peut voir graphiquement que cette fonction est non-convexe. En effet, il est possible de trouver une droite formée par deux points du graphe qui passent en dessous de celui-ci.

3.2.3.3 Taille du problème d'optimisation

Il est important de détailler aussi la taille du problème d'optimisation. En effet, ce paramètre impacte directement la difficulté de recherche d'une solution, et par conséquent le temps de résolution du problème voire la convergence vers l'optimum ou simplement une solution. De nombreux solveurs sont très performants pour la résolution de problème de petite taille, mais ne sont pas capables de résoudre des problèmes plus larges.

La taille du problème d'optimisation peut être caractérisée par le nombre de variables de décision, mais aussi par le nombre de contraintes. Dans notre cas, le nombre de variables $P(i, j)$ et $b(i, j)$ est directement lié aux nombres d'arcs composant le graphe représentatif du réseau et le nombre de variables $var(i)$ est directement lié au nombre de nœuds du graphe. Le nombre de variables $P(i, j)$ et $b(i, j)$ est égal à, respectivement, deux fois le nombre d'arcs du graphe, et le nombre de variables $var(i)$ est égal au nombre de nœuds du graphe.

Concernant les contraintes, le nombre d'équations de 3.78 à 3.81 est directement lié au nombre de

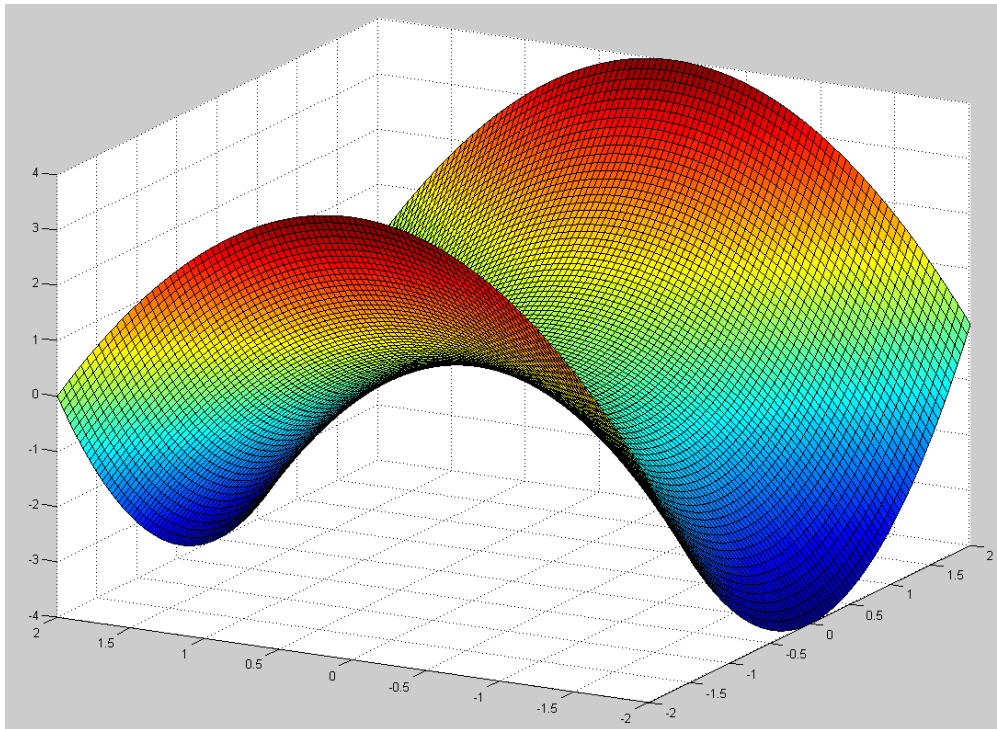


FIGURE 3.8 – Fonction $X^2 - Y^2$

nœuds, et le nombre d'équations de 3.83 à 3.86 est directement lié au nombre d'arcs.

Le réseau de l'entreprise SRD est composé d'un total de 50504 arcs et de 50502 nœuds, ce qui nous donnerait un problème d'optimisation composé d'un total de 151510 variables réelles, 101008 variables binaires et de 353523 équations de contraintes.

Au vu de la taille du réseau de SRD, et du nombre de variables engendrées, des algorithmes de traitement de graphe ont été mis en place pour réduire la taille du graphe à mettre sous forme d'équations. Ces différentes réductions seront faites en fonction des caractéristiques connues du réseau, comme par exemple la connaissance de portions de réseau représentées dans la base de données cartographiques de l'entreprise, mais non utilisées dans la réalité. Cependant, ces démarches peuvent être généralisées à tout réseau disposant des mêmes informations. Ces étapes de la mise en place de l'outil d'optimisation de l'entreprise sont détaillées dans la section 2.5.2 du chapitre précédent.

3.3 Mise en œuvre et comparaison

Dans cette partie est présentée la mise en œuvre de cette modélisation, une étude comparative des performances des modèles est décrite. De plus, des tests sont réalisés en utilisant la base de données de l'entreprise SRD pour ainsi vérifier les éventuels problèmes de passage à l'échelle du modèle.

3.3.1 Méthode d'évaluation

L'objectif de la mise en œuvre est de comparer les performances du modèle mis en place avec certaines méthodes existantes d'optimisation des pertes dans un réseau, mais aussi de tester les solveurs disponibles et de comparer leurs performances.

Pour évaluer les performances d'une reconfiguration, un outil de calcul de "loadflow" est utilisé (MATPOWER [7]). Celui-ci réalise un calcul précis des flux qui transitent dans le réseau (cf 2.3.1), il en déduit ainsi les quantités de pertes engendrées et les variations de tension.

Le modèle présenté réalise une estimation approximative des pertes dans le but de réduire globalement ce facteur, mais n'a pas pour objectif de quantifier précisément cette valeur. L'outil de loadflow sera donc utilisé pour vérifier que l'optimisation réduit bien les paramètres concernés.

Dans cet objectif, plusieurs réseaux sont utilisés comme réseau de tests :

- Un réseau issu de la littérature [59] dont une configuration optimum est connue et a été comparée à plusieurs reprises ;
- Deux réseaux issus de la littérature, mais sans configuration optimale connue [32], [60] ;
- Un réseau de l'entreprise SRD de très grande taille.

Le détail des caractéristiques de ces réseaux est donné dans le tableau 3.2.

Des scripts ont été rédigés pour la mise en place des équations de contraintes et des fonctions objectif. Le langage choisi pour l'interfaçage avec différents solveurs est celui du logiciel GAMS. Le langage utilisé est formel ce qui permet une relecture facile des équations pour un meilleur débogage. De plus le serveur NEOS [61],[62], [63] est utilisé pour exécuter l'ensemble des cas d'étude d'optimisation présenté ici, il s'agit d'un serveur permettant de tester différents solveurs.

Comme il a été présenté dans la section précédente 3.2 un certain nombre d'hypothèses ont été fixées pour pouvoir simplifier la modélisation du problème d'optimisation. On peut citer dans la section 3.2.1.1, le déphasage entre le courant et la tension, appelé facteur de puissance dans notre cas et considéré comme constant. En effet pour chaque étude, la valeur de $\cos \varphi$ est calculée selon la répartition de charge active et réactive. Pour les réseaux de la littérature, le détail des puissances active et réactive soutirées à chaque nœud est connu, donc une valeur du facteur de puissance peut être calculée pour chaque nœud. Puis la valeur moyenne de ces facteurs de puissance est calculée et exploitée. Ci-dessous est rappelé comment se calcule le facteur de puissance :

$$\tan \varphi = Q/P \tag{3.93}$$

Cependant, dans le cas du réseau réel de l'entreprise, seule une valeur cumulée de puissance active et réactive au niveau des sources est connue donc on prendra une valeur constante de $\cos \varphi = 0.9$. Cette valeur a pu être vérifiée par des campagnes de mesure (cf 2.5).

Dans la section 3.2.2.3 la tension doit être prise comme constante pour la mise en place du coefficient Kc . On prendra par exemple la valeur nominale du réseau imposée par les sources qui est d'une valeur de 20.6kV dans le cas du réseau réel de SRD.

	$\tan \varphi$ moyen	$\tan \varphi$ max	$\tan \varphi$ min	$\tan \varphi$ écart type
IEEE_33	0.5511	3	0.1667	0.4623
IEEE_119	0.7359	1.8151	0.4029	0.2390
IEEE_136	0.4337	0.4889	0.3966	0.0339
SRD_A8	0.4843	–	–	–

TABLE 3.1 – Caractéristiques des réseaux d'étude

L'hypothèse de simulation la plus importante concerne la consommation ou la production des nœuds du réseau. Dans cette étude, nous basons nos calculs sur des études pires cas qui prennent donc en compte une valeur maximale comme donnée d'entrée. Cependant dans le chapitre 5, l'étude prendra en compte la variation possible de la charge. Cette valeur impacte directement les quantités de flux à transiter dans les lignes et par conséquent les pertes engendrées par celle-ci. Il est donc impératif de noter que dans notre cas les puissances utilisées correspondent à un pic de puissance, ce qui peut donner des résultats fortement conservatifs.

3.3.2 Réseaux d'étude

Les réseaux d'étude utilisés pour tester les performances de notre modèle d'optimisation sont soit issus de la littérature, soit issus de la base de données cartographiques de l'entreprise SRD. Les réseaux issus de la littérature [59], [32] et [60] ont été choisis, car il sont cités dans de nombreux articles relatifs au sujet, et il est donc possible de comparer les performances de notre modélisation par rapport à ces travaux. Cependant, le réseau de l'entreprise SRD n'ayant jamais été évalué auparavant, une comparaison sera faite entre le réseau actuellement mis en place et celui proposé par la méthode d'optimisation.

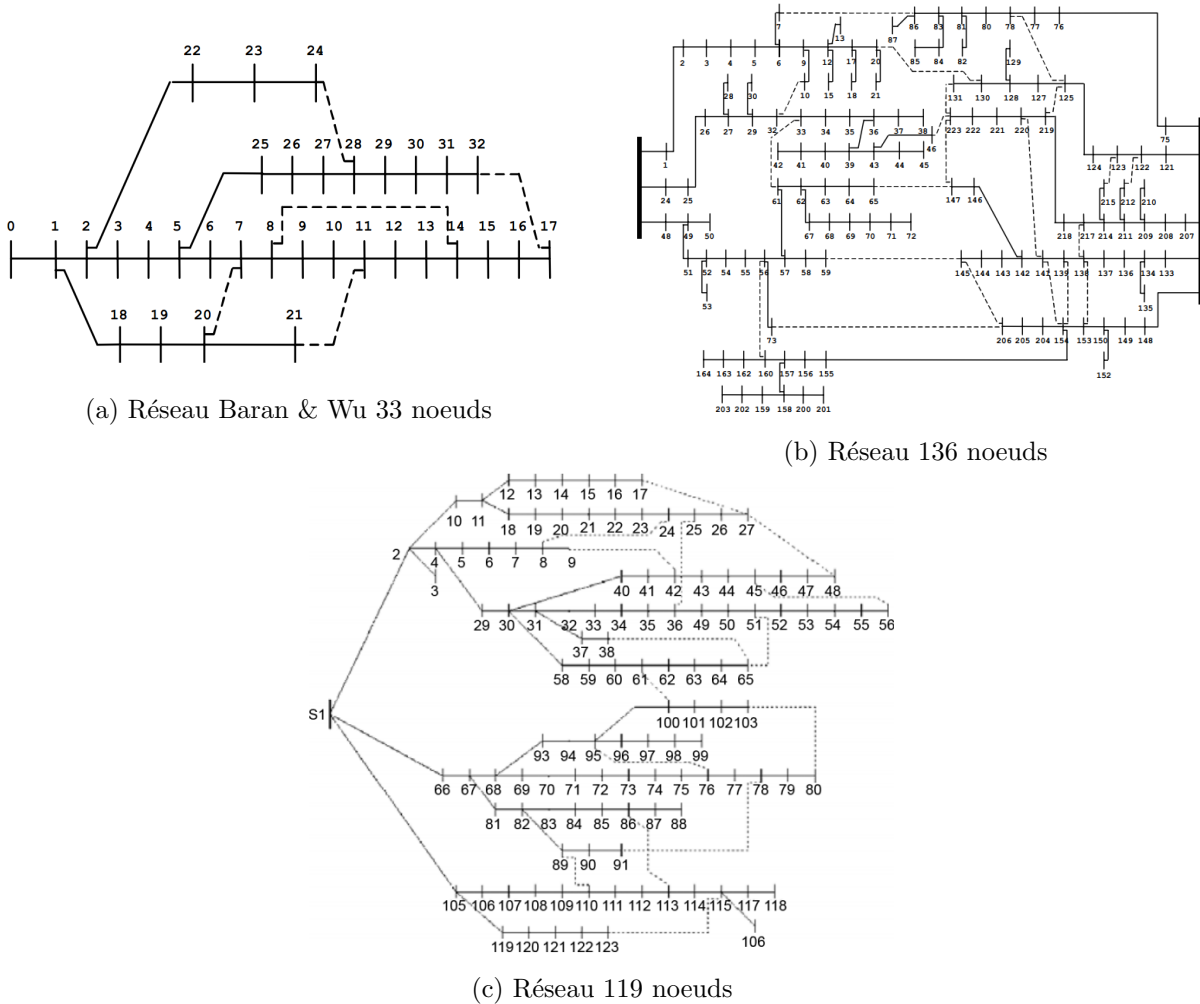


FIGURE 3.9 – Illustration des réseaux de la littérature

Les caractéristiques des réseaux utilisés dans notre étude sont présentées dans le tableau 3.2 et les trois réseaux de la littérature sont illustrés par la figure 3.9, mais le réseau de l'entreprise SRD est trop grand pour être représenté graphiquement.

	Nombre de nœuds	Nombre d'arcs	Charge active (MW)	Charge réactive (MVAR)
IEEE_33	32	37	3.71	2.300
IEEE_119	118	132	22.71	17.04
IEEE_136	136	156	18.31	7.93
SRD_A8	2085	2113	62.98	23.43

TABLE 3.2 – Caractéristiques des réseaux d'étude

La taille du réseau de l'entreprise présenté ici, est plus petite que les chiffres annoncés dans la

section 3.2.3.3 car il ne s'agit là que d'une portion du réseau global de l'entreprise. En effet, pour des soucis d'organisation des données, le réseau est divisé en agences, et dans ce cas, il s'agit d'une seule agence. De plus, les chiffres indiqués ici sont ceux du réseau réduit après traitement via les algorithmes présentés en section 2.5.2 du chapitre précédent.

3.3.3 Résultats de l'étude

3.3.3.1 Réseau IEEE 32

Le réseau étudié dans cette sous-section est utilisé comme référence par de nombreux auteurs de publication (cf table 3.6), et une configuration de réseau optimale a été calculée en énumérant toutes les possibilités. Cette démarche n'est réalisable que pour des réseaux de taille limitée.

En plus de comparer les performances de notre modèle à d'autres (cf table 3.6), nous avons aussi testé différents solveurs d'optimisation pour ainsi comparer leurs performances sur notre modélisation et ce type de problème. Une description des méthodes implémentés par ces différents solveur est présentée dans [?]

Solveur	Puissance perdue (pertes_simplifiées)	Réduction des pertes (pertes_simplifiées)	Temps de résolution (s) (pertes_simplifiées)
optimum	139.6 kW	31.13%	647
Alpha_Ecp	181.1 kW	10.48%	14.912
Baron	161.6 kW	20.28%	1.49
Bonmin	161.6 kW	20.28%	484
Dicopt	173.3 kW	14.3%	0.105
Lindo	161.6 kW	20.28%	8.805
Couenne	161.6 kW	20.28%	5.251
Scip	161.6 kW	20.28%	110.05
Sbb	161.6 kW	20.28%	3.17

TABLE 3.3 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 32 nœuds "pertes_simplifiées"

Le tableau 3.3 présente les résultats d'optimisation obtenus avec la fonction objectif "pertes_simplifiées".

La première remarque concerne les solveurs d'optimisation, on peut voir qu'ils ne donnent pas tous les mêmes résultats dans le cas simplifié quadratique comme dans le cas non-linéaire. De plus, les temps de résolution sont très variables de 484 à 1.49 secondes pour obtenir l'optimalité (valeurs en gras) dans le cas quadratique (cf tab 3.3), et de 202 à 1.345 secondes pour obtenir l'optimalité (valeurs en gras) dans le cas non-linéaire (cf tab 3.4).

Concernant la réduction de pertes, il n'a pas été possible grâce au modèle, où la fonction objectif est simplifiée, d'obtenir la solution optimale connue dans la littérature. De plus, l'optimum de cette modélisation ne correspond pas à la configuration optimale connue. Ceci peut s'expliquer par deux facteurs :

- Premièrement la modélisation néglige les pertes dans les flux transités ;
- Deuxièmement la simplification du carré de la puissance a pour conséquence de réduire l'impact que peut avoir une augmentation de puissance transitant dans une ligne.

Concernant le deuxième point, bien que le processus d'optimisation compare deux configurations à l'aide de l'objectif simplifié, l'augmentation ou la diminution de pertes liées au changement de

configuration n'est pas prise en compte correctement.

Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	Réduction des pertes (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
optimum	139.6 kW	31.13%	647	✓
Alpha_Ecp	188.8 kW	6.67%	8.78	x
Baron	139.6 kW	31.13%	19.11	✓
Bonmin	140 kW	20.28%	131.43	x
Dicopt	139.6 kW	31.13%	70.091	✓
Lindo	139.6 kW	31.13%	202.512	✓
Couenne	139.6 kW	31.13%	9.376	✓
Scip	158.4 kW	20.28%	1000	x
Sbb	139.6 kW	31.13%	1.345	✓

TABLE 3.4 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 32 nœuds "pertes_carrées"

Le tableau 3.4 présente les résultats d'optimisation obtenus avec la fonction objectif "pertes_carrées".

La modélisation prenant en compte le carré de la puissance permet bien, quant à elle, de converger vers la configuration optimale connue, et celle-ci correspond bien à l'optimum du modèle. Il faut noter que certains solveurs aboutissent à l'optimum, mais ne sont pas capables de le prouver, et déclarent le résultat seulement comme solution admissible et non optimale.

D'une manière générale, on voit bien que la prise en compte du carré de la puissance est indispensable pour l'obtention d'une configuration qui réduit efficacement les pertes dans le réseau. Cependant, cette affirmation est valable pour ce réseau d'étude de taille réduite.

Dans le tableau 3.5 est présentée la liste des lignes ouvertes pour l'obtention des configurations présentées dans le tableau 3.3 et 3.4. On peut ainsi vérifier que notre modèle nous permet bien d'obtenir la configuration optimale qui minimise les pertes dans ce réseau. Il faut aussi noter que dans le cas "pertes_simplifiées", avec le solveur DICOPT, la différence avec la solution optimale du modèle est faible, en effet une seule ligne diffère de la configuration optimale du modèle simplifié

solver	Lignes ouvertes (pertes_simplifiées)	Lignes ouvertes (pertes_carrées)
optimum	s7 s9 s14 s32 s37	
alpha_ecp	s9 s24 s32 s33 s34	s8 s31 s33 s34 s37
bonmin	s10 s13 s16 s28 s33	s8 s14 s28 s33 s36
baron	s10 s13 s16 s28 s33	s7 s9 s14 s32 s37
dicopt	s10 s13 s16 s27 s33	s7 s9 s14 s32 s37
lindo	s10 s13 s16 s28 s33	s7 s9 s14 s32 s37
couenne	s10 s13 s16 s28 s33	s7 s9 s14 s32 s37
scip	s10 s13 s16 s28 s33	s7 s8 s34 s36 s37
sbb	s10 s13 s16 s28 s33	s7 s9 s14 s32 s37

TABLE 3.5 – Etats d'ouverture des lignes en fonction des solveurs

Le tableau 3.6 permet de comparer notre approche du problème de reconfiguration optimale d'un réseau à d'autres méthodes développées [27],[34],[30] et [59]. On peut ainsi voir que notre méthode permet d'obtenir la configuration optimale dans un temps proche de la plupart des méthodes.

Méthode	Pertes (kW)	Temps de résolution (s)
optimum	139.6	647
khodr [27]	139.6	0.11
Gomes [27]	139.6	1.66
Goswami [27]	139.6	0.87
McDermott [27]	139.6	1.99
Ahmadi [34]	139.6	3.2
Proposée	139.6	1.35
Gomes2 [27]	140.2	0.96
Shirohamadi [27]	140.2	0.14
Schmidt [30]	142.4	0.01
Baran [59]	146.8	–

TABLE 3.6 – Comparaison avec d'autres méthodes

3.3.3.2 Réseau IEEE 119 et IEEE 136

L'étude de ces deux réseaux a pour but de comparer les performances de notre modélisation sur un réseau d'une échelle un peu plus conséquente que celui présenté dans la sous-section précédente. Cependant ici il n'a pas été trouvé dans la littérature de preuve qu'une solution optimale, validée ait été obtenue. Par conséquent, cette étude aura pour but de comparer les performances de notre modèle à d'autres solutions proposées dans la littérature.

Les résultats d'optimisation du réseau de test "IEEE_119" et "IEEE_136" sont décrits dans le tableau 3.7. Ces tests ont été conduits en comparant plusieurs solveurs.

Réseau d'étude	Solveur	Puissance perdue	Réduction des pertes	Temps de résolution (s)
IEEE 119	Alpha_Ecp	1249.0 kW	3.7%	1000
	Baron	1276.9 kW	1.15%	500
	Bonmin	874.6 kW	32.5%	910(1000)
	Dicopt_ipopt	882.7 kW	32%	2.474
	Sbb_conopt	1296.6 kW	0%	0.417
	Sbb_ipopt	884.2 kW	31.8%	498.3
IEEE 136	Alpha_Ecp	308.2 kW	3.77%	222.7
	Bonmin	281.1 kW	12.2%	946.1(973)
	Dicopt_knitro	302.1 kW	5.7%	0.875
	Dicopt_ipopt	315.2 kW	1.6%	1000
	Sbbknitro	281.9 kW	11.9%	1000

TABLE 3.7 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur les réseaux 119 et 136 nœuds

Les résultats d'optimisation du réseau "IEEE_119" ne sont pas comparables à ce qu'il a pu être observé précédemment. Ici l'optimisation sans prise en compte du carré ne permet quasiment jamais d'améliorer le critère de pertes engendrées par la configuration du réseau. Le détail de ces résultats est visible en annexe (A.1). Ceci peut s'expliquer par le fait que les niveaux de puissance qui transitent dans les lignes sont plus élevés et donc qu'il n'est désormais plus possible de négliger le carré de la puissance dans le calcul des pertes.

Cependant, on peut aussi voir que désormais la prise en compte du carré de la puissance augmente considérablement le temps nécessaire à la résolution. De plus, le nombre de solveurs capables de résoudre le problème est de plus en plus réduit.

Le tableau 3.8 liste les valeurs de la fonction objectif du problème "Pertes_carrées" et de la quantité de pertes calculées à l'aide de l'outil de loadflow MATPOWER. On peut voir sur le graphe

IEEE 119		IEEE 136	
Fonction objectif	Pertes (kW)	Fonction objectif	Pertes (kW)
760844.4329	874.6	269754.0213	281.9
765786.725	882.7	272826.6984	281.1
775326.6729	884.2	281565.0921	302.1
806629.7727	937.6	303430.2943	315.2
1034241.6263	1249	305178.1133	320.3
1063896.7366	1276.9	305178.1133	320.3
1065449.0636	1296.6	309699.3522	324.4
1065449.0636	1296.6	315850.0808	308.2
1307285.5972	1717.5	471973.07	520.7

TABLE 3.8 – Valeurs des pertes et objectif associé

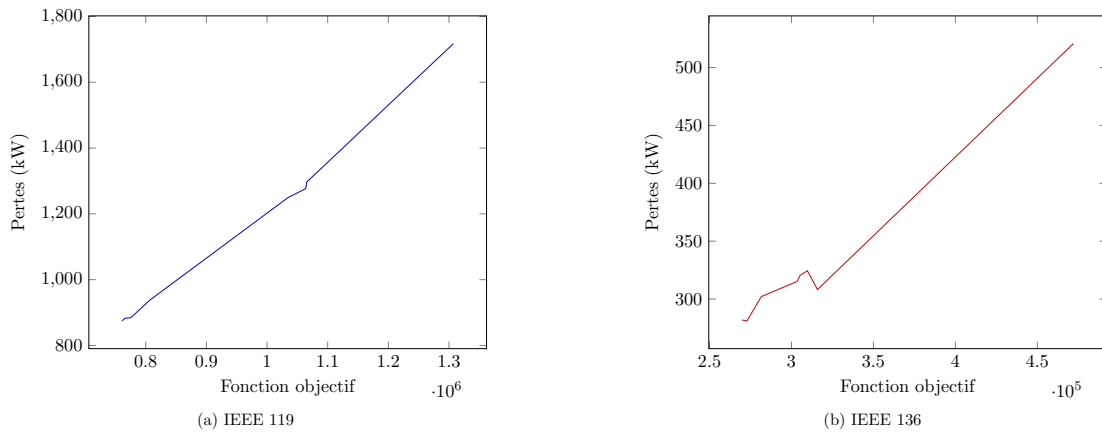


FIGURE 3.10 – Fonction objectif et pertes associées

3.10a issu de ces valeurs que la fonction objectif augmente proportionnellement à la valeur des pertes. Ceci laisse à penser qu'avec un solveur performant, le modèle actuel permettrait d'obtenir une configuration de réseau qui minimise d'autant plus la quantité des pertes. Ce phénomène est aussi globalement observable pour le cas IEEE 136 illustré figure 3.10b.

Les performances de notre modèle sont comparées à d'autres méthodes de résolution du problème de reconfiguration de réseau, et les données sont compilées dans le tableau 3.9.

	Méthode	Pertes (kW)	Temps de résolution (s)
IEEE 119	Proposée	874.6	910
		882.7	2.47
	[33]	853.58	4007
	[31]	1069.4	8.61
	[34]	869.7	39.4
	[32]	869.7	9.04
	[28]	894.3	0.023
		883.5	0.261
IEEE 136	Proposée	281.1	946.1
	[33]	280.2	24.8
	[36]	280.2	207.7
	[34]	280.3	188.4
	[37]	280.5	1236
		284.4	13
	[28]	289.4	0.026
		286.4	0.551

TABLE 3.9 – Comparaison avec d'autres méthodes

3.3.3.3 Réseau SRD A8

Les réseaux d'étude utilisés précédemment ont montré que le fait de prendre en compte le carré de la puissance dans le calcul des pertes permettait d'obtenir de meilleures solutions que lorsque le carré est simplifié. Cependant en parallèle, le temps nécessaire à la résolution s'est rallongé et la convergence du solveur d'optimisation vers la solution optimale n'est plus assurée. Ceci est majoritairement dû au fait que les problèmes non convexes de type non-linéaire en variable entière sont plus complexes à résoudre que lorsque le problème est quadratique en variable entière.

De plus, le réseau de l'entreprise SRD utilisé dans cette étude est de bien plus grande taille que les trois réseaux étudiés précédemment. Effectivement, ce dernier est composé de plus de 2000 noeuds (cf tableau 3.2, section 3.3.2). Dans ce contexte, seul un solveur nous a permis d'obtenir des solutions, il s'agit du solveur Baron qui auparavant n'a pas permis d'obtenir des résultats convaincants.

Dans cette étude, le réseau étudié n'ayant jamais été optimisé auparavant, aucune comparaison à d'autres méthodes n'est possible. C'est pourquoi dans ce cas la configuration obtenue sera comparée avec le réseau actuellement mis en place dans la réalité. Ce réseau n'a pas été optimisé dans sa globalité, il a été construit de manière à respecter certaines contraintes opérationnelles et contractuelles avec comme méthodologie une approche "pire cas". Cependant pour notre étude la même démarche d'évaluation a été réalisée que pour les réseaux précédents, à l'exception près que certaines lignes électriques ne sont pas considérées comme manipulables.

Objectifs d'optimisation	Charge totale	Total pertes	Variation de tension maximum	Durée de résolution	Prouvée optimale
Réseau actuel	63 MW	8.65 MW	45.5%	–	N/A
Pertes_simplifiées	63 MW	5.42 MW	23.8%	891 sec	✓
Pertes_simplifiées et contrôle de la variation de tension	63 MW	4.74 MW	17.2%	5000 sec	X
Pertes_carrées	63 MW	4.13 MW	18.7%	5000 sec	X
Pertes_carrées et contrôle de la variation de tension	63 MW	4.39 MW	17.2%	5000 sec	X

TABLE 3.10 – Résultats réseau SRD A8 (Solveur Baron)

Le tableau 3.10 présente les résultats de l'optimisation du réseau de SRD, 4 cas de figure sont étudiés. Deux fonctions objectif déjà présentées précédemment et cette fois-ci, une tentative de réduction de la variation de tension pour chacun de ces deux cas (cf 3.2.2.3).

La première des remarques concerne le volume de puissance consommée, il faut noter que celui-ci est bien trop élevé. En effet comme on peut le constater sur le "loadflow" du réseau actuellement mis en place, le niveau de perte du réseau est de l'ordre de $100 * (8.65/63) = 13.7\%$. Ce chiffre est bien supérieur aux estimations qui sont de l'ordre de 7%. De plus, la variation de tension maximum calculée est de 45.5% ce qui est totalement irréaliste. En effet si le réseau présentait une chute de tension de 45%, cela signifierait que certains consommateurs du réseau seraient alimentés avec une tension de moins de 10kV, ce qui n'est absolument pas possible.

C'est pourquoi cette étude a pour but principalement de tester le passage à l'échelle de notre modèle, mais ne peut pas encore donner d'estimation des gains potentiels en terme de pertes.

De plus, concernant le contrôle des variations de tension au vu des approximations engendrées par le volume de puissance mis en jeu, l'étude cherche seulement à connaître l'impact de l'ajout de ce calcul sur le temps et la difficulté de résolution. Cependant, on peut quand même noter que le fait d'imposer une limite trop restrictive sur la variation de tension peut engendrer une non-convergence du problème d'optimisation. En effet, il existe une valeur minimale de variation de tension en dessous de laquelle il n'est pas possible de descendre, mais cette valeur ne peut être connue à l'avance.

Pour cette étude, la limite de variation de tension est fixée arbitrairement proche du minimum en dessous duquel le problème ne converge plus. Cette valeur a été trouvée par tentatives successives.

Concernant les résultats de l'optimisation, on peut voir que dans ce contexte, c'est la formulation "pertes_simplifiées" qui nous donne le plus de réduction de pertes vis-à-vis de la configuration actuellement en cours d'utilisation. On peut aussi observer que le fait de limiter la variation de tension permet aussi de limiter les pertes, ceci semble logique, car la variation de tension est en partie liée aux pertes. De plus, précédemment, on a pu observer que l'optimum du modèle "pertes_simplifiées" ne correspond pas à la configuration de pertes minimum.

Cependant, la formulation "pertes_carrées" permet aussi de réduire les pertes, mais la difficulté de résolution ne permet pas d'obtenir la meilleure solution de ce modèle. Dans ce cas d'étude, l'optimisation se termine sur la limite de temps imposée et n'aboutit pas à l'optimum. Au vu de l'observation faite précédemment sur la figure 3.9, on peut imaginer qu'en augmentant le temps de résolution qui est déjà très élevé, on pourrait aboutir à de meilleures solutions.

Cette étude confirme ce que nous avons pu voir sur le réseau de Baran & Wu (section 3.3.3.1), à savoir que l'optimisation à partir de la formulation "pertes_simplifiées" permet tout de même de réduire les pertes. En effet, ici la difficulté de la résolution du problème "pertes_carrées" empêche l'obtention d'une meilleure solution. On peut donc dire que dans le cas présent, il est plus efficace de considérer une solution optimale sur le modèle simplifiée que de considérer une solution sous optimale sur le modèle plus précis.

De plus, on peut remarquer que le temps de résolution du problème "pertes_simplifiées" est raisonnable compte tenu de la taille du problème. A titre de comparaison, il est notable que pour un réseau de 417 noeuds, [33] résout le problème en 14256s, et [37] en 171 s. Pour un réseau de 880 noeuds [38] nécessite 874s et [34] 1134s.

3.3.4 Conclusion sur l'étude

L'étude de ces 4 réseaux prouve qu'il est possible d'utiliser un modèle de flot à coût minimum pour résoudre le problème de reconfiguration optimale d'un réseau électrique pour minimiser les pertes par effet Joules. Le modèle présenté ayant pour but d'être utilisé pour des réseaux de grande taille (≥ 1000 noeuds), ainsi que dans un contexte où peu de données précises sont disponibles, deux méthodes de prise en compte des pertes ont été mises en place. L'une ("Pertes_simplifiées") néglige le carré de la puissance dans le calcul des pertes pour ainsi réduire le problème non-linéaire à un problème quadratique et l'autre ("Pertes_carrées") ne néglige pas ce facteur.

Le modèle "pertes_simplifiées" permet bien de réduire les pertes engendrées pour un réseau de taille réduite (32 noeuds), de même que pour un réseau de grande taille (≥ 2000 noeud).

Cependant, la méthode "pertes_carrées" est plus efficace dans le cas des 3 réseaux de petite et moyenne taille (32, 119 et 136 noeuds).

Ainsi pour le réseau de petite taille, il est même possible d'obtenir la configuration optimum. Mais pour le réseau de grande taille, cette modélisation ne permet pas d'aboutir à une solution de qualité, du fait de la difficulté de résolution.

Prise en compte des productions

Comme il a été indiqué dans la section (cf 3.2.2.1) les productions sont considérées comme des nœuds consommateurs classiques avec une valeur de puissance négative. Cependant avec la modélisation actuelle, cette méthode de prise en compte des productions décentralisées n'aboutit à un résultat que dans le cas de réseau de petite taille tel que le réseau IEEE 32 nœuds. Mais dans le cas d'un réseau de plus grande taille tel que celui de SRD, la recherche n'a jamais abouti à une solution, sans jamais déclarer le modèle comme infaisable. Une hypothèse explicative de ce problème est décrite ci-après.

Pour illustrer cette hypothèse, on utilisera la figure 3.11, qui représente un réseau simplifié avec une production au nœud 5.

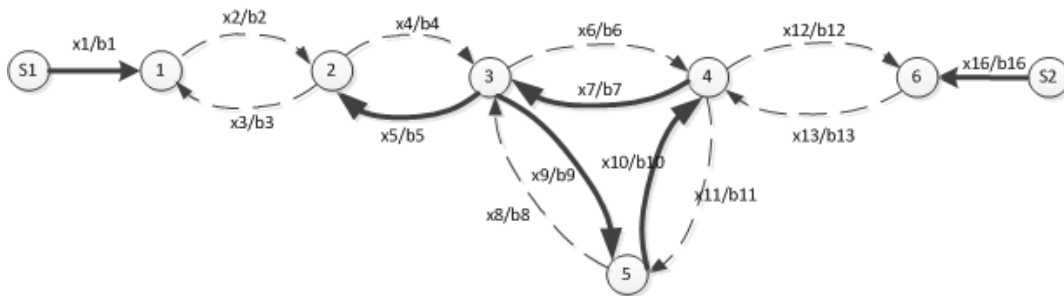


FIGURE 3.11 – Problème de la prise en compte des productions

Dans l'exemple du réseau de la figure 3.11, le système d'équations des variables binaires est

défini par :

$$\text{Noeud 1 : } b(1) + b(3) = 1 \quad (3.94)$$

$$\text{Noeud 2 : } b(2) + b(5) = 1 \quad (3.95)$$

$$\text{Noeud 3 : } b(4) + b(7) + b(8) = 1 \quad (3.96)$$

$$\text{Noeud 4 : } b(6) + b(10) + b(13) = 1 \quad (3.97)$$

$$\text{Noeud 5 : } b(9) + b(11) = 1 \quad (3.98)$$

$$\text{Noeud 6 : } b(12) + b(14) = 1 \quad (3.99)$$

$$\text{Source S1 : } b(S1) + b(1) = 2 \quad (3.100)$$

$$\text{Source S2 : } b(S2) + b(14) = 2 \quad (3.101)$$

$$\text{Sources : } b(S1) + b(S2) = 2 \quad (3.102)$$

Sur la figure 3.11 les arcs en gras ont une valeur binaire égale à 1 et les arcs en pointillé ont une valeur binaire égale à 0. On peut donc vérifier que le système de contraintes binaires est respecté :

$$\text{Noeud 1 : } 1 + 0 = 1 \quad (3.103)$$

$$\text{Noeud 2 : } 0 + 1 = 1 \quad (3.104)$$

$$\text{Noeud 3 : } 0 + 1 + 0 = 1 \quad (3.105)$$

$$\text{Noeud 4 : } 0 + 1 + 0 = 1 \quad (3.106)$$

$$\text{Noeud 5 : } 1 + 0 = 1 \quad (3.107)$$

$$\text{Noeud 6 : } 0 + 1 = 1 \quad (3.108)$$

$$\text{Source S1 : } 1 + 1 = 2 \quad (3.109)$$

$$\text{Source S2 : } 1 + 1 = 2 \quad (3.110)$$

$$\text{Sources : } 1 + 1 = 2 \quad (3.111)$$

On voit que ce type de structure de graphe sera évalué durant le processus de l'algorithme de résolution branch and bound, car la partie entière du problème est validé. Observons donc la partie continue du problème :

$$\text{Noeud 1 : } x(1) + x(3) - x(2) = P(1) \quad (3.112)$$

$$\text{Noeud 2 : } x(2) - x(3) + x(5) - x(4) = P(2) \quad (3.113)$$

$$\text{Noeud 3 : } x(4) - x(5) + x(7) - x(6) + x(8) - x(9) = P(3) \quad (3.114)$$

$$\text{Noeud 4 : } x(6) - x(7) + x(10) - x(11) + x(13) - x(12) = P(4) \quad (3.115)$$

$$\text{Noeud 5 : } x(9) - x(8) + x(11) - x(10) = P(5) \quad (3.116)$$

$$\text{Noeud 6 : } x(12) - x(13) + x(14) = P(6) \quad (3.117)$$

$$\text{Source S1 : } x(S1) - x(1) \leq P_{max}(S1) \quad (3.118)$$

$$\text{Source S2 : } x(S2) - x(14) \leq P_{max}(S2) \quad (3.119)$$

$$\text{conservation : } x(S1) + x(S2) = P(1) + P(2) + P(3) + P(4) + P(5) + P(6) \quad (3.120)$$

Si on se retrouve dans le cas où la production décentralisée est égale à 10 kW $P(5) = -10$, que trois noeuds consomment chacun 10 kW $P(1) = P(2) = P(6) = 10$, et que deux noeuds ne consomment rien $P(3) = P(4) = 0$. Le système d'équations des variables continues peut donc prendre les valeurs :

$$\text{Noeud 1 : } 10 + 0 - 0 = 10 \quad (3.121)$$

$$\text{Noeud 2 : } 0 - 0 + 10 - 0 = 10 \quad (3.122)$$

$$\text{Noeud 3 : } 0 - 10 + (-50) - 0 + 0 - (-60) = 0 \quad (3.123)$$

$$\text{Noeud 4 : } 0 - (-50) + (-50) - 0 + 0 - 0 = 0 \quad (3.124)$$

$$\text{Noeud 5 : } (-60) - 0 + 0 - (-50) = -10 \quad (3.125)$$

$$\text{Noeud 6 : } 0 - 0 + 10 = 10 \quad (3.126)$$

$$\text{Source S1 : } 10 - 10 \leq P_{max}(S1) \quad (3.127)$$

$$\text{Source S2 : } 10 - 10 \leq P_{max}(S2) \quad (3.128)$$

$$\text{conservation : } 10 + 10 = 10 + 10 + 0 + 0 + (-10) + 10 = 20 \quad (3.129)$$

Mais il peut aussi prendre pour valeurs :

$$\text{Noeud 1 : } 10 + 0 - 0 = 10 \quad (3.130)$$

$$\text{Noeud 2 : } 0 - 0 + 10 - 0 = 10 \quad (3.131)$$

$$\text{Noeud 3 : } 0 - 10 + (-1000) - 0 + 0 - (-1010) = 0 \quad (3.132)$$

$$\text{Noeud 4 : } 0 - (-1000) + (-1000) - 0 + 0 - 0 = 0 \quad (3.133)$$

$$\text{Noeud 5 : } (-1010) - 0 + 0 - (-1000) = -10 \quad (3.134)$$

$$\text{Noeud 6 : } 0 - 0 + 10 = 10 \quad (3.135)$$

$$\text{Source S1 : } 10 - 10 \leq P_{max}(S1) \quad (3.136)$$

$$\text{Source S2 : } 10 - 10 \leq P_{max}(S2) \quad (3.137)$$

$$\text{conservation : } 10 + 10 = 10 + 10 + 0 + 0 + (-10) + 10 = 20 \quad (3.138)$$

On voit donc que cette configuration de réseau peut prendre une infinité de valeurs de flux. Ce qui va entraîner une recherche du flux optimale dans l'espace de solution induit par les bornes données aux variables x .

Ce phénomène ne se produisait pas lorsque les valeurs de flux étaient strictement positives, car à une configuration correspondait un seul flux possible.

Cette particularité constitue donc notre hypothèse concernant la difficulté de la recherche d'une configuration minimisant les pertes en présence de production, qui conduit à une non-convergence du modèle dans un temps raisonnable ($\leq 8000s$).

3.4 Conclusion

Dans cette section, un premier modèle de reconfiguration a été présenté et plusieurs fonctions objectifs ont été détaillées et évaluées. Un ensemble de contraintes associant variables binaires et continues a été mis en place pour assurer les contraintes fonctionnelles liées à la reconfiguration, notamment la topologie souhaitée du réseau optimisé.

Ce premier modèle est de type non-linéaire en variable entière et la fonction objectif est non-convexe. Il s'agit là d'un problème d'optimisation complexe à résoudre et il existe un nombre limité de solveurs d'optimisation capables de résoudre ce type de problèmes.

Une tentative de simplification du modèle a été présentée et les avantages et inconvénients de celle-ci sont présentés à travers l'évaluation du modèle sur plusieurs réseaux.

On a donc pu observer que ce premier modèle permet bien d'obtenir les solutions souhaitées, mais le temps de résolution ainsi que la qualité des solutions pour des problèmes de taille réelle ne nous satisfont pas. En effet, la comparaison de notre modèle à d'autres solutions existantes a montré des faiblesses sur le temps de résolution et la qualité des optimisations.

Deux hypothèses ont été évoquées pour expliquer ces problèmes :

- d'une part les approximations introduites dans la modélisation des phénomènes électriques ;
- d'autre part la non-linéarité ainsi que la non-convexité de la formulation du problème.

S'agissant de la première hypothèse, il convient de rappeler que le modèle est développé pour être utilisé dans un cadre où les données concernant le réseau sont incomplètes, qu'il s'agisse du réseau de SRD ou d'une grande partie des réseaux de distribution. Par conséquent, même si la modélisation électrique était enrichie, les données nécessaires à la mise en place de ce modèle ne seraient pas disponibles. Ceci aurait donc pour effet de complexifier un modèle qui l'est déjà, et l'intérêt de l'approche problème de flot à coût minimum disparaîtrait. Si on souhaitait prendre en compte toutes les composantes des calculs électriques, il serait plus judicieux de revenir à la formulation du "loadflow" complet, déjà bien étudiée, mais cela n'est pas l'objet de cette thèse.

Concernant la nature non-linéaire non-convexe de la formulation du problème, deux approches peuvent être imaginées :

- l'amélioration du processus de résolution ;
- la modification de la formulation.

Le processus de résolution pourrait éventuellement être amélioré en développant une heuristique ou meta-heuristique de résolution du problème binaire. De plus des solutions d'optimisation existantes pour la partie continue pourraient être utilisées. Cette heuristique pourrait être performante sur le réseau de SRD, mais ne serait pas générique et ne serait peut-être performante que pour la structure de réseaux pour laquelle elle a été développée.

En effet, les techniques de ce type, telles que le recuit simulé ou les algorithmes génétiques nécessitent en plus un certain paramétrage qui pourrait être amené à changer si le problème à résoudre subit des évolutions. Ce type d'approche peut être problématique dans un objectif de pérennité de l'outil qui intégrera ces techniques, puisque la rectification du paramétrage demanderait des connaissances précises sur les caractéristiques de ces algorithmes.

La modification de la formulation du problème, quant à elle, semble plus adaptée au besoin pour lequel le modèle est dédié. Le fait de modifier la formulation pourrait, tout en conservant l'approche de modélisation actuelle réduire la complexité du problème. Par exemple, l'emploi des techniques de linéarisation du carré de la puissance par une linéarisation par morceaux pour ramener le problème à une structure quadratique. De même, une recherche approfondie pourrait permettre de rendre convexe la forme de la fonction objectif. La reformulation aurait pour impact de permettre l'utilisation de solveurs de résolution utilisant des méthodes performantes, issues d'un processus de développement initié il y a maintenant plusieurs années. De plus, ces techniques ont l'avantage de pouvoir assurer qu'une solution proposée est optimale ou non. C'est-à-dire qu'il s'agit de la meilleure

possible, contrairement aux heuristiques et méta-heuristiques qui sont des méthodes de recherche approchées et ne permettent pas d'assurer l'optimum.

A toutes ces explications s'ajoute aussi le fait que le modèle présenté dans cette section ne comporte pas l'intégralité des contraintes opérationnelles que l'entreprise SRD souhaiterait contrôler, ainsi que le passage d'une optimisation de valeur instantanée de puissance à une énergie.

C'est pourquoi dans le chapitre suivant une reformulation du problème présenté dans ce chapitre à est détaillée ainsi que l'ajout de contraintes opérationnelles qui n'était actuellement pas envisageable sur la modélisation présentée dans cette section.

Chapitre 4

Chapitre 4 : Simplification en un modèle convexe et quadratique

Sommaire

3.1	Introduction	58
3.2	Description du modèle	59
3.2.1	Grandeurs à optimiser	59
3.2.2	Les différentes contraintes du problème	63
3.2.3	Modèle complet d'optimisation	73
3.3	Mise en œuvre et comparaison	77
3.3.1	Méthode d'évaluation	77
3.3.2	Réseaux d'étude	79
3.3.3	Résultats de l'étude	80
3.3.4	Conclusion sur l'étude	86
3.4	Conclusion	89

4.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, la validité de la démarche de simplification du calcul des valeurs électriques a été démontrée. De plus, la méthode de calcul d'une configuration de réseau radial a été formalisée et validée sur plusieurs réseaux dont un est issu de la base de données de SRD.

Les évaluations menées ont aussi permis de quantifier les performances du modèle proposé par rapport aux solutions existantes qui implémentent le calcul précis du "powerflow". Ainsi, les résultats obtenus ont montré des lacunes en termes de temps de résolution.

Cependant, des observations de l'évolution de la fonction objectif du modèle en fonction des pertes engendrées laissent présager de la possibilité d'obtenir une solution optimale au modèle proposé si les capacités de résolution étaient améliorées.

Plusieurs pistes d'amélioration ont été évoquées, et c'est la reformulation du modèle dans le but de pouvoir utiliser des solveurs plus performants qui a été retenue. La reformulation doit nous permettre d'obtenir un modèle convexe, ce qui devrait faciliter la recherche d'un optimum global. De plus, il faudra réduire le problème non-linéaire et reformuler l'objectif avec une formulation quadratique.

Dans ce chapitre, c'est donc une reformulation du modèle basé sur un problème de flot à coût minimum et sans calcul de "powerflow" qui est détaillée, dans le but d'atteindre des performances similaires aux modèles complexes proposés dans la littérature.

4.2 Description du modèle

4.2.1 Forme des équations

Dans le chapitre précédent à la section 3.2.3.2, la non-convexité a été expliquée succinctement pour la fonction objectif "pertes_simplifiées" qui correspond au modèle quadratique. De plus, la nature quadratique de la fonction objectif a aussi été décrite, cependant comme nous avons pu le voir dans la section précédente, il est important de pouvoir obtenir des résultats concluants dans le cas "pertes_carrées" qui correspond au modèle non-linéaire. Nous souhaitons donc convexifier la fonction objectif "pertes_simplifiées".

Précédemment la puissance transitant dans l'arc i, j était notée $P(i, j)$ et l'état de l'arc i, j noté $b(i, j)$. On prendra pour cette démonstration la convention $P(i, j) = x(k)$, $b(i, j) = x(k + N_a)$ et $P(j, i) = x(k + 1)$, $b(j, i) = x(k + 1 + N_a)$, N_a représentant le nombre d'arcs et $C_j = kp(i, j)$. Cette réécriture a pour but de faciliter la formalisation des équations de contraintes et la fonction objectif.

La fonction objectif "pertes_simplifiées" peut donc s'écrire après réécriture de l'équation 3.75 :

$$\min z(x) = \sum_{j=1}^n C_j * x_j * x_{j+N_a} \quad (4.1)$$

$$(4.2)$$

Et l'équation de contraintes principale (loi de Kirchhoff) s'écrit par réécriture de l'équation 3.78 du chapitre précédent :

$$Contrainte_{Kirchhoff}(i) = \sum_{j=1}^{n_{in}} x_j * x_{j+N_a} - \sum_{j=1}^{n_{out}} x_j * x_{j+N_a} \quad (4.3)$$

Dans l'équation 4.3 $\sum_{j=1}^{n_{in}} x_j * x_{j+N_a}$ correspond à la somme des arcs entrants dans le nœud i et $\sum_{j=1}^{n_{out}} x_j * x_{j+N_a}$ à la somme des arcs sortants de i .

Prenons pour exemple $N_a = 2$:

$$z(x) = C_1 * x_1 * x_3 + C_2 * x_2 * x_4 \quad (4.4)$$

on peut réécrire cela sous la forme :

$$z(x) = \frac{C_1}{4} * ((x_1 + x_3)^2 - (x_1 - x_3)^2) + \frac{C_2}{4} * ((x_2 + x_4)^2 - (x_2 - x_4)^2) \quad (4.5)$$

ou encore après changement de variable :

$$z(X) = \frac{C_1}{4} * (X_1^2 - X_2^2) + \frac{C_2}{4} * (X_3^2 - X_4^2) \quad (4.6)$$

Le graphe représentatif de la fonction quadratique $X_1^2 - X_2^2$ et $X_3^2 - X_4^2$ forme une selle de cheval, et nous savons que cette fonction est non-convexe (voir section 3.2.3.2).

De plus, les deux équations 4.1 et 4.3 sont quadratiques puisqu'elles sont de la forme :

$$f(x, y) = Ax^2 + By^2 + Cxy + Dx + Ey + F \quad (4.7)$$

Où C est non nul.

Il faut donc reformuler ces équations afin de les rendre convexes et tenter de les linéariser.

4.2.2 Reformulation des équations de flux

L'équation de la fonction objectif est entièrement dépendante des équations de contraintes qui définissent les flux de puissance dans le réseau, il faut donc reformuler l'équation 4.3. On peut commencer par reformuler le produit $P(i, j) * b(i, j)$ où $b(i, j)$ est une variable binaire.

Dans [64] et [65], les auteurs proposent une reformulation applicable au produit :

$$P(i, j) * b(i, j) \quad (4.8)$$

En introduisant une nouvelle variable $y(i, j)$, et en remplaçant l'équation précédente par le jeu d'équation :

$$-p_{max}(i, j) * b(i, j) \leq y(i, j) \leq p_{max}(i, j) * b(i, j) \quad (4.9)$$

$$-p_{max}(i, j) * (1 - b(i, j)) \leq P(i, j) - y(i, j) \leq p_{max}(i, j) * (1 - b(i, j)) \quad (4.10)$$

En effet, l'objectif du produit $P(i, j) * b(i, j)$ est qu'il soit égal à zéro quand $b(i, j)$ est nul, et égal à $P(i, j)$ lorsque $b(i, j)$ est égale à 1.

Or pour la reformulation, quand $b(i, j) = 1$:

$$-p_{max}(i, j) \leq y(i, j) \leq p_{max}(i, j) \quad (4.11)$$

$$0 \leq P(i, j) - y(i, j) \leq 0 \quad (4.12)$$

$$P(i, j) - y(i, j) = 0 \rightarrow P(i, j) = y(i, j) \quad (4.13)$$

Et quand $b(i, j) = 0$:

$$0 \leq y(i, j) \leq 0 \rightarrow y(i, j) = 0 \quad (4.14)$$

$$-p_{max}(i, j) \leq P(i, j) \leq p_{max}(i, j) \quad (4.15)$$

Donc grâce à cette reformulation le comportement souhaité est bien respecté, à savoir que $y(i, j) = P(i, j)$ lorsque $b(i, j) = 1$ et $y(i, j) = 0$ lorsque $b(i, j) = 0$.

De plus, il est important de noter que cette reformulation est valable pour $P(i, j)$ qu'il soit positif ou négatif, condition impérative pour permettre au modèle d'optimisation d'intégrer des sources de production d'énergies renouvelables.

On peut aussi observer que ce jeu d'équations est entièrement linéaire. Dans la sous-section suivante l'impact de cette reformulation sur la fonction objectif est décrit.

4.2.3 Reformulation des fonctions objectifs

Grâce à la reformulation du produit $P(i, j) * b(i, j)$ présentée précédemment, la fonction objectif "pertes_simplifiées" peut s'écrire :

$$\min z(x) = \sum_{j=1}^n C_j * y_j \quad (4.16)$$

$$(4.17)$$

Or cette équation est linéaire, ce qui nous permet désormais d'avoir un problème linéaire en variables entières dans le cas "pertes_simplifiées". Or, pour ce type de problème, il existe beaucoup plus de solveurs performants que dans le cas avant reformulation.

Concernant la fonction objectif "pertes carrées", la reformulation s'écrit donc :

$$\min z(x) = \sum_{j=1}^n C_j * y_j^2 \quad (4.18)$$

$$(4.19)$$

Auparavant, le fait d'introduire le carré de la puissance dans la fonction objectif transformait le problème en un problème non-linéaire et non-convexe.

Mais désormais, on voit que la fonction objectif est de la forme :

$$f(x, y) = Ax^2 + By^2 + Cxy + Dx + Ey + F \quad (4.20)$$

avec A et B non-nul (dans le cas théorique d'un "réseau" à 2 arcs).

De plus si on reprend la démonstration de la non-convexité présentée précédemment ; en prenant pour exemple $n = 2$:

$$z(x) = C_1 * y_1^2 + C_2 * y_2^2 \quad (4.21)$$

$$(4.22)$$

Le graphe de la figure 4.1 représente la fonction $C_1 * y_1^2 + C_2 * y_2^2$ (avec $C_1 = C_2 = 0.1$), on peut observer graphiquement qu'il s'agit d'un bol. Cette fonction est convexe, car on peut aussi voir qu'il n'existe pas de droite reliant deux points du graphe qui passe en dessous de celle-ci. On peut donc affirmer que la nouvelle formulation de la fonction objectif "pertes carrées" est convexe.

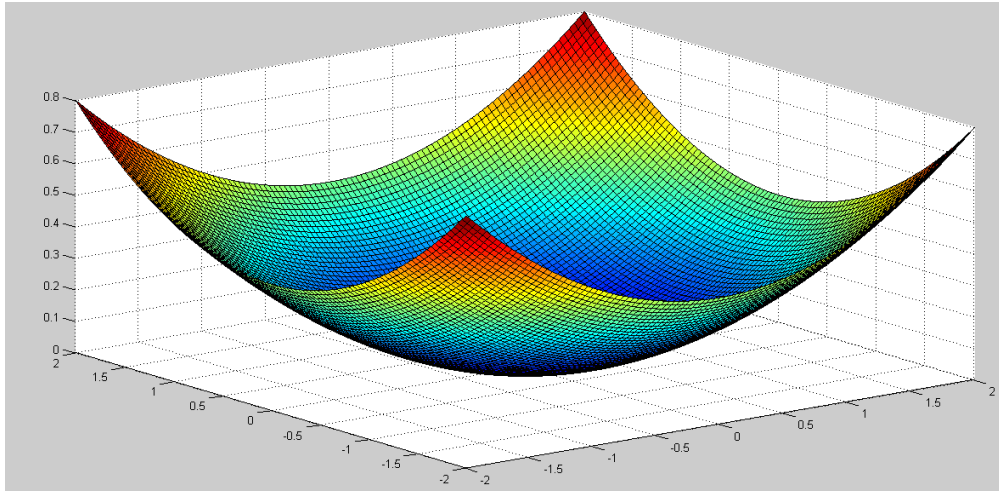


FIGURE 4.1 – Fonction $0.1 * y_1^2 + 0.1 * y_2^2$

4.2.4 Reformulation des équations de variations de tensions

Pour rappel, l'équation de calcul de variation de tension à un nœud s'écrit :

$$\text{Contrainte}_{\text{variation}}(j) : \text{var}(j) = \sum_{i=0}^N b(i, j) * (\text{var}(i) + (kc(i, j) * P(i, j))) \quad \forall i \text{ adjacent à } j \quad (4.23)$$

Grâce à la reformulation du produit $P(i, j) * b(i, j)$ présentée précédemment, on peut écrire :

$$\text{Contrainte}_{\text{variation}}(j) : \text{var}(j) = \sum_{i=0}^N (b(i, j) * \text{var}(i)) + (kc(i, j) * y(i, j)) \quad \forall i \text{ adjacent à } j \quad (4.24)$$

Dans cette équation 4.24, l'aspect quadratique est présent du fait de l'opération $b(i, j) * var(i)$, en effet comme présenté précédemment, ce calcul est de la forme :

$$f(x, y) = Ax^2 + By^2 + Cxy + Dx + Ey + F \quad (4.25)$$

avec C non-nul.

Donc si l'on réutilise la même formulation que précédemment :

$$-var_max(i) * b(i, j) \leq y_var(i) \leq var_max(i) * b(i, j) \quad (4.26)$$

$$-var_max(i) * (1 - b(i, j)) \leq var(i) - y_var(i) \leq var_max(i) * (1 - b(i, j)) \quad (4.27)$$

On peut réécrire l'équation 4.24 :

$$Contrainte_{variation}(j) : var(j) = \sum_{i=0}^N y_var(i) + (kc(i, j) * y(i, j)) \quad \forall i \text{ adjacent à } j \quad (4.28)$$

On obtient ainsi une contrainte purement linéaire, de même pour l'ensemble des équations permettant d'obtenir $y(i, j)$ et $y_var(i)$.

4.2.5 Reformulation complète du modèle d'optimisation

Dans cette section, le problème d'optimisation reformulé est décrit dans son intégralité.

Glossaire

Ci-dessous sont rappelées les différentes abréviations utilisées pour exprimer les contraintes et les fonctions objectives du problème d'optimisation.

- $P(i, j)$: variable réelle de la puissance transitant dans l'arc (i, j) ;
- $P(i)$: valeur réelle constante correspondant à la puissance consommée ou produite par le nœud i ;
- $var(i)$: variable réelle du cumul de variation de tension au nœud i ;
- $b(i, j)$: variable binaire représentant l'état de l'arc (i, j) ($1=i$ connecté à j , $0=i$ non connecté à j) ;
- $y(i, j)$: variable réelle représentant le produit de la puissance et de l'état de l'arc (i, j) ;
- $y_var(i)$: variable réelle représentant le produit de la variation de puissance au nœud i et de l'état de l'arc sortant de i ;
- $kp(i, j)$: valeur réelle constante caractéristique de l'arc (i, j) permettant le calcul des pertes simplifiées ;
- $kc(i, j)$: valeur réelle constante caractéristique de l'arc (i, j) permettant le calcul des variations de tension ;
- $i_{max}(i, j)$: valeur réelle constante représentant la puissance maximale admissible dans l'arc (i, j) ;
- $var_{max}(i)$: valeur réelle constante représentant la variation de tension maximale admissible au nœud i ;
- nb_{source} : valeur entière constante représentant le nombre de nœud source ;
- $src(p)$: valeur réelle constante représentant la puissance maximale qu'une source peut fournir.

Fonction objectif

$$Z = \min \left(\sum kp(i, j) * y(i, j)^2 \right) \quad \forall (i, j) \quad (4.29)$$

On conservera la notation "pertes_carrées" pour le problème avec cette fonction objectif reformulée 4.29 .

$$Z = \min \left(\sum kp(i, j) * y(i, j) \right) \quad \forall (i, j) \quad (4.30)$$

On conservera la notation "pertes_simplifiées" pour le problème avec la fonction objectif reformulée 4.30.

Le troisième objectif de notre problème d'optimisation concernant la minimisation du coût d'acheminement n'est pas modifié par la reformulation :

$$Z = \min \left(\sum C(i, j) * P(S, i) \right) \quad \text{pour } S \text{ noeud source et } i \text{ noeud adjacent a } S \quad (4.31)$$

On conservera la notation "coût_dacheminement" pour le problème avec cette fonction objectif 4.31.

De la même manière que ce qui avait été expliqué précédemment on peut imaginer combiner dans une formulation multi-objectif les fonctions objectif "pertes_carrées" et "coût_dacheminement" ou bien "pertes_simplifiées" et "coût_dacheminement".

Contraintes

Ci-après sont décrites l'ensemble des contraintes reformulées nécessaires pour obtenir l'état de toutes les valeurs binaires qui forment un schéma d'exploitation.

Ci-dessous toutes les contraintes s'appliquant à chaque nœud j du graphe du réseau :

$$\sum_{i=0}^n y(i, j) - \sum_{k=0}^n y(j, k) = P(j) \quad \forall i \text{ et } \forall k \text{ adjacent à } j \quad (4.32)$$

$$\sum b(i, j) \leq 1 \quad \forall i \text{ adjacent à } j \quad (4.33)$$

$$var(j) = \sum_{i=0}^N y_{var}(i) + (kc(i, j) * y(i, j)) \quad \forall i \text{ adjacent à } j \quad (4.34)$$

$$- var_{max}(j) * b(j, i) \leq y_{var}(j) \leq var_{max}(j) * b(j, i) \quad (j, i) \text{ sortant de } i \quad (4.35)$$

$$- var_{max}(j) * (1 - b(j, i)) \leq var(j) - y_{var}(j) \leq var_{max}(j) * (1 - b(j, i)) \quad (j, i) \text{ sortant de } i \quad (4.36)$$

On retrouve donc bien avec l'équation 4.32 associée aux équations 4.38 4.39 le produit reformulé qui a été présenté en section 4.2.2. Et la reformulation présentée en section 4.2.4, est exprimée par l'ensemble d'équations 4.34, 4.35 et 4.36.

Ci-dessous toutes les contraintes s'appliquant à chaque arc (i, j) du graphe du réseau :

$$b(i, j) + b(j, i) \leq 1 \quad \forall(i, j) \quad (4.37)$$

$$-i_{max}(i, j) * b(i, j) \leq y(i, j) \leq i_{max}(i, j) * b(i, j) \quad \forall(i, j) \quad (4.38)$$

$$-i_{max}(i, j) * (1 - b(i, j)) \leq P(i, j) - y(i, j) \leq i_{max}(i, j) * (1 - b(i, j)) \quad \forall(i, j) \quad (4.39)$$

$$\sum b(p, i) = nb_{source} \quad \forall(p, i) \text{ } i \text{ consécutif à } p \quad (4.40)$$

$$y(i, p) \leq src(p) \quad \forall(i, p) \text{ } i \text{ incident à une source } p \quad (4.41)$$

4.3 Mise en oeuvre et comparaison

Dans cette section, le modèle rendu convexe et réduit à un modèle quadratique et linéaire en variable entière, il sera évalué en utilisant les mêmes réseaux d'étude que ceux étudiés précédemment dans la section 3.3 du chapitre 3. Les caractéristiques de ces réseaux restent inchangées, mais un réseau supplémentaire de plus grande taille (880 nœuds) est introduit.

4.3.1 Démarche d'évaluation

La démarche d'évaluation est similaire à celle employée dans le chapitre précédent et décrite dans la section 2.5, un réseau est optimisé puis le schéma optimisé est évalué via un outil de "loadflow" (MATPOWER). Cet outil nous permet de quantifier précisément les pertes engendrées par le réseau optimisé.

De plus, les données d'entrées du problème telles que les résistances des lignes, la moyenne de la valeur du déphasage $\tan \varphi$ entre courant et tension et les puissances consommées sont identiques à celles du chapitre précédent. Nous allons ainsi comparer les performances des deux formulations du même problème.

Cependant, il est désormais possible d'utiliser des solveurs plus nombreux car le problème est désormais convexe.

4.3.2 Résultat de l'étude

Dans cette section, pour chaque réseau le détail des résultats obtenus avec chaque solveur est détaillé.

4.3.2.1 Réseau IEEE 32 nœud

Comme indiqué dans le chapitre précédent, ce réseau de 32 nœuds est idéal pour évaluer les performances d'un modèle d'optimisation des pertes électriques, car sa taille permet grâce à une méthode exhaustive de connaître la meilleure configuration existante.

Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
Alpha_Ecp	139.6 kW	31.13%	296.32	X
Baron	139.6 kW	31.13%	0.74	✓
Bonmin	139.6 kW	31.13%	17.829	X
Couenne	139.6 kW	31.13%	18.335	X
CPLEX	139.6 kW	31.13%	0.029	✓
Dicopt	146.2 kW	27.9%	0.05	X
Gurobi	139.6 kW	31.13%	0.03	✓
knitro	139.6 kW	31.13%	2.775	X
Mosek	139.6 kW	31.13%	0.787	✓
Scip	139.6 kW	31.13%	0.25	✓
Sbb	139.6 kW	31.13%	1.242/2.2/45.35	X/X/X
Xpress	139.6 kW	31.13%	0.078	✓

TABLE 4.1 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 32 nœuds "pertes_carrées"

Le problème "pertes_simplifiées" est présenté en détail dans l'annexe annexe A.2, celui-ci étant désormais linéaire en variable mixte et facile à résoudre, tous les solveurs utilisés convergent vers la même solution optimale. Cette solution engendre un niveau de perte de 154.7 kW, ce qui donne une réduction de pertes de 23.68%.

De plus, le temps de résolution de ce problème est inférieur à 0.1 s pour tous les solveurs. Comme

pour le modèle non-convexe, la solution optimale de ce modèle ne correspond pas à la configuration optimale minimisant les pertes. Les explications données dans la section 3.3.3.1 du chapitre précédent sont toujours valables, à savoir :

- premièrement la modélisation néglige les pertes dans les flux transités ;
- deuxièmement la simplification du carré de la puissance a pour conséquence de réduire l'impact que peut avoir une augmentation de puissance transitant dans une ligne.

En effet, bien que le modèle d'optimisation ait été reformulé, les phénomènes physiques sont modélisés de la même manière.

Dans le cas "pertes_carrées", comme il est visible dans le tableau 4.1, tous les solveurs aboutissent à la configuration optimale du réseau IEEE 32 sauf "Dicopt". Celui-ci obtient quand même une solution qui réduit les pertes de 27.9%, ce qui est supérieur au cas "pertes_simplifiées". Il faut aussi noter que les solveurs Alpha_ecp, bonmin, couenne, knitro et SBB ne sont pas capables de déclarer la solution renvoyée comme optimale, bien que celle-ci le soit.

Concernant les temps de résolution, le plus lent est alpha_ecp, mais tous les autres solveurs résolvent le problème très rapidement.

Pour le solveur SBB, trois temps de résolutions sont indiqués, car le solveur SBB gère l'algorithme de branch and bound et s'appuie sur d'autres solveurs (knitro, conopt et ipopt) pour résoudre la partie continue du problème. Donc la combinaison des trois possibilités a été testée et elles renvoient toutes le même résultat correspondant à la solution optimale.

Donc concernant la comparaison des deux modélisations ("pertes_simplifiées" vs "pertes_carrées"), la conclusion du chapitre précédent est toujours vraie, à savoir que la modélisation "pertes_carrées" est indispensable pour obtenir une configuration qui minimise efficacement les pertes. Cependant, cette affirmation est valable pour ce réseau d'étude de taille réduite.

Bien qu'en termes de qualité d'optimisation cette conclusion soit vraie, désormais le temps nécessaire à la résolution du problème "pertes_simplifiées" ($\leq 0.1s$), nous permet de dire que cette simplification pourrait éventuellement être pertinente si le temps de résolution venait à augmenter à cause de la taille du réseau. En effet, la solution obtenue grâce à cette modélisation réduit quand même les pertes engendrées par la configuration en un temps très faible.

Méthode	Pertes (kW)	Temps de résolution (s)
optimum	139.6	647
"Pertes_carrées"	139.6	0.029
khodr [27]	139.6	0.11
Gomes [27]	139.6	1.66
Goswami [27]	139.6	0.87
McDermott [27]	139.6	1.99
Ahmadi [34]	139.6	3.2
Gomes2 [27]	140.2	0.96
Shirohamadi [27]	140.2	0.14
Schmidt [30]	142.4	0.01
Baran [59]	146.8	–
"Pertes_simplifiées"	154.7	0.01

TABLE 4.2 – Comparaison avec d'autre méthodes

Comme on peut le voir dans le tableau 4.2, notre modélisation "pertes_carrées" est la plus rapide des méthodes de résolution comparées pour obtenir la solution optimale. La reformulation a permis de réduire d'environ 47 fois le temps nécessaire à la résolution de ce problème.

4.3.2.2 Réseau IEEE 119 noeuds et IEEE 136 noeuds

Comme dans le chapitre précédent une étude a aussi été menée sur les deux réseaux IEEE 119 et 136 noeuds pour tester la reformulation du problème sur un réseau de taille plus grande que le réseau IEEE 32.

IEEE 119

Réseau d'étude	Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
IEEE 119	Alpha.Ecp	872.1 kW	32.74%	5000	X
	Baron	870.9 kW	32.83%	5.97	✓
	Bonmin	<i>870.9 kW</i>	32.83%	224.54	X
	Couenne	872.7 kW	32.69%	226.85	X
	CPLEX	870.9 kW	32.83%	0.207	✓
	Dicopt	954.3 kW	26.4%	0.38	X
	Gurobi	870.9 kW	32.83%	0.17	✓
	knitro	<i>870.9 kW</i>	32.83%	197.542	X
	Mosek	870.9 kW	32.83%	44.665	✓
	Scip	870.9 kW	32.83%	206	✓
	Sbb	1309/878.4/876.3 kW	0%/32.25%/32.4%	23.351/296.464/59.924	X/X/X
Xpress	870.9 kW	32.83%	0.429	✓	

TABLE 4.3 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 119 noeuds "pertes_carrées"

Dans le cas du modèle IEEE 119 le modèle "pertes_simplifiées" est présenté en détail en annexe A.3, comme pour le réseau IEEE 32 l'ensemble des solveurs convergent tous vers une même solution optimale en moins de 0.5 s (min : 0.02s, max 0.47s). La solution optimale de ce modèle engendre 1099.6 kW de pertes, ce qui correspond à une réduction de pertes de 15.2%. Contrairement à ce qui avait pu être observé pour ce même modèle avant reformulation, ici le réseau optimisé obtenu réduit les pertes.

Dans le tableau 4.3 sont présentés les résultats du modèle "perte_carrées" reformulé. Le comportement des solveurs est similaire au cas IEEE 32, en effet les mêmes solveurs sont capables de déclarer la solution obtenue comme optimale (valeurs en gras).

Cependant ici Alpha.ecp, Couenne, Dicopt et SBB ne sont pas capables d'obtenir la solution optimale. Il faut noter que couenne déclare même un "faux optimal", en effet le solveur déclare la solution obtenue comme optimale alors qu'il existe une meilleure solution. Le solveur SBB lorsqu'il est associé au solveur conopt propose lui une configuration de réseau qui augmente les pertes du réseau initialement mis en place.

Bonmin et knitro sont toujours capables d'obtenir la solution optimale sans être capables de le prouver (valeurs en italique).

La reformulation a donc permis d'obtenir des solutions qui réduisent de 3.7 kW la meilleure solution sans reformulation. De plus, le temps nécessaire pour obtenir cette solution est 4500 fois plus rapide après reformulation (Sans reformulation : 910 s, avec : 0.17 s), ce qui constitue une amélioration considérable.

IEEE 136

Dans le cas du réseau IEEE 136, contrairement à ce qui a pu être observé précédemment le modèle "pertes_simplifiées" ne permet pas d'obtenir une solution qui réduit les pertes dans le réseau (cf annexe A.4). En effet, l'ensemble des solveurs converge vers une solution optimale qui

Réseau d'étude	Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
IEEE 136	Alpha_Ecp	286.7 kW	10.5%	5000	X
	Baron	280.2 kW	12.52%	1647	✓
	Bonmin	280.2 kW	12.52%	741.14	✓
	Couenne	281.5 kW	12.11%	558.459	X
	CPLEX	280.2kW	12.52%	0.338	✓
	Dicopt	402.2 kW	0%	0.4	X
	Gurobi	280.2 kW	12.52%	0.35	✓
	knitro	285.3 kW	10.93%	604	X
	Mosek	280.2 kW	12.52%	40.853	✓
	Scip	280.2 kW	12.52%	6.62	✓
	Sbb	680/284.6/285.3 kW	0%/11.15%/10.93%	36.41/587.28/6.62	X/X/X
Xpress	280.2 kW	12.52%	1.325	✓	

TABLE 4.4 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau IEEE 136 nœuds "pertes_carrées"

engendre 435.9 kW de pertes, or la solution initiale engendre 320.3 kW de pertes.

Pour le modèle "pertes_carrées", dont les résultats sont présentés dans le tableau 4.4, tous les solveurs qui convergent vers la solution optimale ont aussi été capables de le déclarer (valeurs en gras). Et il faut noter qu'un seul solveur, SBB associé à conopt, ne permet pas de réduire la quantité de pertes du réseau.

De plus, la solution obtenue à la suite de la reformulation est elle aussi meilleure de 0.9 kW que la solution obtenue sans reformulation. La même observation que pour le réseau IEEE 119 nœuds peut être faite à savoir que le temps nécessaire à l'obtention de cette solution est 2700 fois plus rapide que sans la reformulation.

Comparaison à d'autres méthodes

Ces deux réseaux ayant déjà été optimisés par d'autres méthodes, il convient de comparer les résultats de notre modélisation par rapport à celles-ci.

	Méthode	Pertes (kW)	Temps de résolution (s)
IEEE 119	Proposée	870.9	0.17
		1099	0.02
	[33]	853.58	4007
	[31]	1069.4	8.61
	[34]	869.7	39.4
	[32]	869.7	9.04
	[28]	894.3	0.023
		883.5	0.261
IEEE 136	Proposée	280.2	0.35
	[33]	280.2	24.8
	[36]	280.2	207.7
	[34]	280.3	188.4
	[37]	280.5	1236
		284.4	13
	[28]	289.4	0.026
		286.4	0.551

TABLE 4.5 – Comparaison avec d'autre méthodes

Comme on peut le voir dans le tableau 4.5 dans le cas du réseau IEEE 136 la solution que l'on obtient correspond à la meilleure solution obtenue par les autres méthodes. L'avantage de

notre méthode est essentiellement le temps de résolution qui est nettement inférieur aux autres méthodes. Cependant dans le cas du réseau IEEE 119, il existe d'autres méthodes qui présentent de meilleures performances en termes de quantité de pertes réduites. Toutefois, le résultat de notre méthode reste proche des résultats présentés dans l'étude [34] et [32] mais plus rapide. Concernant la méthode présentée dans [33], les temps de résolution nécessaires à l'obtention de cette solution sont nettement supérieurs à notre méthode.

Ces résultats du modèle reformulé confirment la tendance qui avait été observée dans la section 3.3.3.2 du chapitre précédent concernant l'évolution de la fonction objectif. Il avait été émis l'hypothèse qu'à l'aide d'un solveur performant le modèle pourrait converger vers une solution avec un niveau de pertes très réduit. Grâce à la reformulation du problème en un modèle convexe et quadratique le problème "pertes_carrées" permet bien d'obtenir des solutions proches des meilleures solutions obtenues avec l'aide de modèles prenant en compte plus précisément les phénomènes électriques.

4.3.2.3 Réseau IEEE 880 nœuds

Pour confirmer la tendance qui a pu être observée concernant l'amélioration des résultats obtenus grâce au modèle convexe, un réseau de taille plus important issu de la littérature [66], [29] a été évalué de la même manière que ceux présentés précédemment. Les caractéristiques de ce réseau sont présentées dans le tableau 4.6 et 4.7 :

	Nombre de nœuds	Nombre d'arcs	Charge active (MW)	Charge réactive (MVAR)
IEEE_880	880	900	124.87	74.36

TABLE 4.6 – Caractéristiques du réseau IEEE 880

	$\tan \varphi$ moyen	$\tan \varphi$ max	$\tan \varphi$ min	$\tan \varphi$ écart type
IEEE_880	0.602	3.511	0.397	0.398

TABLE 4.7 – Valeurs de déphasage courant-tension ($\tan \varphi$) du réseau IEEE 880

Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
Alpha.Ecp	469.2 kW	68.64%	5000	X
Baron	457.9 kW	69.4%	5000	X
Bonmin	–	–%	–	N/A
Couenne	4738.2 kW	0%	5000	X
CPLEX	457.9 kW	69.4%	2.802	✓
Dicopt	519.7 kW	65.27%	5.356	X
Gurobi	457.9 kW	69.4%	2.16	✓
knitro	1022.9 kW	31.64%	5000	X
Mosek	457.9 kW	69.4%	359.902	✓
Scip	457.9 kW	69.4%	470.56	✓
Sbb	734.4/499.4/708.3 kW	50.92%/66.63%/52.66%	283.8/3421/3340	X/X/X
Xpress	457.9 kW	69.4%	11.32	✓

TABLE 4.8 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 880 nœuds "pertes_carrées"

Dans le cas du modèle "pertes_simplifiées", un seul solveur n'aboutit pas à la solution optimale, il s'agit de BDMLP. L'ensemble des résultats liés à ce modèle sont présentés en détail dans l'annexe A.5. La solution donnée par BDMLP engendre une perte de 2590.8 kW, et a pour effet

d'augmenter la quantité de pertes par rapport à la solution initialement proposée. La solution optimale de ce modèle engendre 685.2 kW de pertes, ce qui correspond à une amélioration de 54.22%.

Le tableau 4.8 présente les résultats du modèle "pertes_carrées" et on peut voir que désormais le solveur Baron n'est plus capable de prouver l'optimalité de la solution qu'il obtient (résultats en italique). De plus le solveur Bonmin diverge et ne permet pas d'obtenir de solution du tout.

méthode	réduction de pertes	temps de résolution
Pertes_carrées	69.4%	2.16 s
[38]	69.46%	37370 s
	68%	874 s
[34]	69.19%	1134 s
[28]	69.13%	4.85 s
[29]	69.09%	21.9 s
Pertes_simplifiées	54.22%	0.31 s

TABLE 4.9 – Comparaison avec d'autres méthodes

Dans le tableau 4.9 nos deux modèles sont comparés à d'autres méthodes ayant optimisé le réseau IEEE 880 noeuds. On peut observer qu'une seule méthode propose une solution qui engendre une meilleure réduction des pertes que notre solution, cependant cette solution est obtenue après 37370 secondes de résolution soit un peu plus de 10 heures de calcul. Or la solution obtenue avec le modèle proposé "pertes_carrées" nous permet d'obtenir une solution très proche de celle présentée dans [38] mais dans un temps nettement inférieur. De plus, les autres solutions sont toutes plus lentes en temps de résolution et moins bonnes ou quasi-similaires en termes de réduction de pertes.

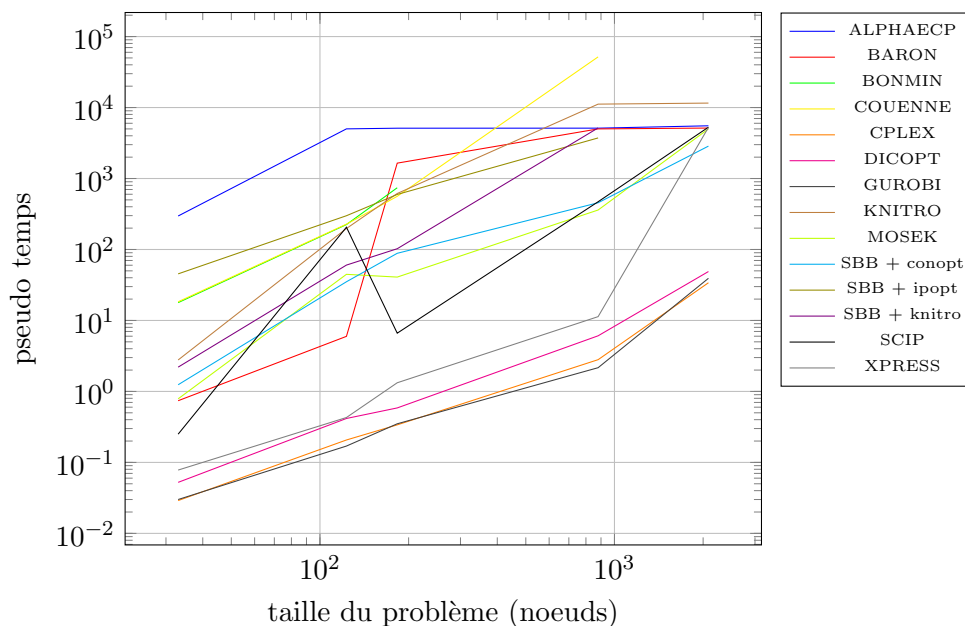


FIGURE 4.2 – Solvateur et temps associé

La figure 4.2 représente l'évolution d'un pseudo-temps de résolution en fonction du nombre de noeuds pour chacun des solveurs utilisés dans ces études. Le pseudo-temps de résolution est calculé de cette manière :

$$pseudo_{temps} = \frac{tr_S(R)}{\frac{pertes_{min}(R)}{pertes_S(R)}} \quad (4.42)$$

(4.43)

- $tr_S(R)$: temps de résolution du solveur S pour le cas d'étude R ;
- $pertes_{min}(R)$: pertes minimum obtenues pour le réseau R ;
- $pertes_S(R)$: pertes engendrées par la configuration du réseau R obtenue par le solveur S .

Ce pseudo-temps permet de comparer les temps de résolution ainsi que la qualité de l'optimisation à partir de la même valeur.

D'après ce graphe on peut conclure que les solveurs CPLEX et GUROBI sont les plus performants pour toutes les tailles de réseau. Le solveur DICOPT présente aussi des performances quasi-similaires à celles des deux solveurs précédents, du moins en terme de temps de résolution. En effet, la force de ce solveur est d'obtenir une solution raisonnablement bonne dans un temps très court.

L'ensemble des autres solveurs ont des performances de 10 à 100 fois inférieures aux trois solveurs précédents selon le critère utilisé.

On peut donc conclure sur la performance des solveurs que CPLEX et GUROBI sont les plus adaptés à l'obtention d'une solution optimale rapidement, mais que DICOPT peut aussi être une solution si on peut se contenter d'une bonne solution.

4.3.2.4 Réseau SRD A8

Le cas d'étude du réseau SRD A8 déjà présenté dans le chapitre précédent a été repris. Comme on a pu le voir sur le cas IEEE 880, il est désormais possible d'utiliser plusieurs solveurs alors que seulement BARON permettait d'obtenir une solution dans le chapitre précédent.

Le niveau de consommation de puissance des différents nœuds du réseau n'ayant pas été modifié, la même remarque que dans le chapitre précédent peut être faite. A savoir que le niveau de consommation est surestimé, et ne reflète pas la réalité, mais permet quand même d'observer le comportement du modèle pour un réseau de grande taille.

De même que dans le chapitre précédent le réseau actuellement utilisé engendre 8.65 MW de pertes.

Concernant la résolution du problème "pertes_simplifiées", tous les solveurs convergent vers une solution optimale qui engendre 5.42MW de pertes sauf BDMLP. L'ensemble des résultats liés à ce modèle sont présentés en détail dans l'annexe A.6. Le temps nécessaire à l'obtention de cette solution est compris entre 1.4 s et 55 s, ce qui est nettement inférieur au temps nécessaire pour résoudre le modèle avant reformulation. En effet 891s étaient nécessaires à la résolution du modèle "pertes_simplifiées" avant reformulation, ce qui représente une division par 600 du temps de résolution. Cependant, la configuration obtenue est identique et par conséquent les pertes engendrées aussi.

Le tableau 4.10 présente les solutions obtenues pour l'ensemble des solveurs pour le modèle "perte_carrées". On peut observer que désormais seuls les solveurs CPLEX et GUROBI permettent d'obtenir une solution optimale. De plus, le temps nécessaire à l'obtention de cette solution est radicalement inférieur à celui nécessaire avant reformulation. En effet avant reformulation, il n'avait pas été possible d'obtenir un optimum pour le modèle "pertes_carrées" et la solution admissible obtenue en 5000 secondes engendrait 4.13 MW de pertes, alors que la solution obtenue ici en 28 secondes engendre 4.09 MW. Donc la reformulation a permis de réduire le temps de résolution et d'améliorer la qualité de la solution obtenue.

Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	Réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
Alpha.Ecp	4378.4 kW	46.7%	5000	X
Baron	4068.9 kW	53%	5000	X
CPLEX	4085.5 kW	52.7%	35.67	✓
Dicopt	4266 kW	50.7%	39	X
Gurobi	4085.5 kW	52.7%	28.2	✓
knitro	9146.6 kW	0%	5000	X
Mosek	3958.6 kW	54.2%	5000	X
Scip	4188.1 kW	51.6%	5000	X
Sbb	7269.2 / 6949.5 kW	16/20%	1414/3260	X/X
Xpress	4155.2 kW	52%	5000	X

TABLE 4.10 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau A8_SRD "pertes_carrées"

Cependant, un phénomène a pu être observé sur ce réseau de grande taille, la solution optimale du modèle "pertes_carrées" n'est pas forcément la meilleure existante en termes de pertes. En effet, sur les réseaux d'études utilisés précédemment la solution optimale était toujours la meilleure en terme de pertes. Cependant ici, on peut observer que le solveur MOSEK renvoie (en 5000s) une solution admissible qui engendre un niveau de pertes inférieur à la solution optimale alors que la fonction objectif a une valeur supérieure.

Une hypothèse pourrait être que le fait de négliger les pertes dans le calcul des flux transitant dans le réseau est valable jusqu'à un certain niveau de charge des lignes. En effet précédemment, les départs, c'est à dire les branches de l'arbre du graphe du réseau, n'étaient pas très longues et la charge de celles-ci peu élevée. Par conséquent les pertes engendrées étaient faibles aussi, on pouvait alors les considérer séparément de la charge mais désormais, les pertes constituent une augmentation de la charge. Il faut quand même noter que la différence entre la solution optimale au modèle proposé et cette configuration qui présente des pertes inférieures est très faible (17 kW).

Cependant, les études réalisées sur les réseaux précédents ainsi que les résultats obtenus pour ce réseau ne remettent pas en question la capacité du modèle à obtenir une configuration minimisant les pertes. Il convient juste de savoir que dans certains cas, apparemment pour des réseaux de grandes tailles et fortement chargés, l'optimum de la fonction objectif du modèle "pertes_carrées" n'est pas nécessairement la configuration qui minimise au mieux les pertes du réseau, bien que celle-ci en soit extrêmement proche.

Objectifs d'optimisation	Charge totale	Total pertes	Variation de tension maximum	Durée de résolution	Prouvée optimale
Réseau actuel	63 MW	8.65 MW	45.5%	–	X
Pertes_simplifiées	63 MW	5.42 MW	23.8%	1.4 sec	✓
Pertes_simplifiées et contrôle de la variation de tension	63 MW	4.75 MW	17.2%	992 sec	✓
Pertes_carrées	63 MW	4.09 MW	18.1%	28.22 sec	✓
Pertes_carrées et contrôle de la variation de tension	63 MW	4.38 MW	17.2%	1800 sec	✓

TABLE 4.11 – Résultats réseau SRD A8 (Solveur Gurobi)

Le tableau 4.11 résume les meilleurs résultats obtenus pour les deux modèles "pertes_simplifiées" et "pertes_carrées", ainsi qu'une tentative de contrôle des variations de tension. Le contrôle des variations de tension est identique à celui réalisé dans le chapitre précédent. Cependant ici, on

peut voir que le modèle converge vers un optimum dans un temps plus faible que dans le chapitre précédent. Le contrôle des variations de tension augmente le temps de calcul d'une solution, mais n'empêche pas la convergence vers un optimum.

4.3.2.5 Relaxation du critère d'optimalité

Nous avons observé que dans le cas du réseau A8 SRD l'optimum du modèle ne correspondait pas à la configuration optimale. Cependant, la valeur de la fonction objectif qui a permis d'obtenir une configuration avec des pertes inférieures reste proche du minimum. Donc on peut imaginer se contenter d'une solution très proche de la valeur optimale.

Critère d'optimalité

Le critère d'optimalité correspond à la valeur indicative de la qualité de la solution actuellement obtenue par le processus de résolution de l'algorithme branch and bound. Or comme on ne connaît pas par avance la valeur optimale du problème en cours de résolution, le solveur d'optimisation vient borner progressivement la valeur de la fonction objectif.

Dans le cas qui nous intéresse, à savoir un problème de minimisation, la borne supérieure correspondra à la meilleure solution actuellement trouvée (notée *best_val*).

Tandis que la borne inférieure (notée *low_bd*) correspondra à la valeur minimale de la fonction objectif du problème relaxé.

Le problème relaxé correspondant au problème actuellement étudié, mais dont les variables binaires non encore fixées sont continues. En effet, durant la recherche de la solution optimale, à chaque nœud de l'arbre de recherche un certain nombre de variables binaire sont considérées fixées, on peut donc calculer une valeur de fonction objectif correspondant au problème relaxé pour le reste des variables non fixées. C'est donc la valeur minimum de cette dernière fonction objectif qui est prise en compte comme borne inférieur.

C'est donc à partir de ces deux valeurs que l'on peut donner une estimation de la qualité de la solution actuelle (notée *optcr*) correspondant à la distance relative entre ces deux valeurs :

$$optcr = \frac{best_val - low_bd}{best_val} * 100 \quad (4.44)$$

Par définition, une valeur est dite optimale si cet écart relatif est nul, et donc la qualité d'une valeur sous optimale est défini par sa valeur "optcr". Ce critère d'optimalité est une option paramétrable des solveurs d'optimisation.

Par conséquent pour rechercher une bonne solution qui soit suffisamment proche de la solution optimale, il suffit de modifier le paramètre correspondant à cette valeur *optcr* par une valeur non-nulle faible. C'est cette opération que nous appelons relaxation du critère d'optimalité.

Cette relaxation, si elle est judicieusement choisie, nous permettra dans tous les cas d'obtenir un réseau qui minimise les pertes, et selon le cas, il pourra s'agir d'une meilleure configuration que celle définie par l'optimum.

Résultats d'optimisation

Critère d'optimalité	Fonction objectif	Temps de calcul (s)	Quantité de pertes (MW)
optcr=5%	2520242,425	4.58	4.16
optcr=4%	2520242,425	5.98	4.16
optcr=3%	2533518,079	6.2	4.11
optcr=2%	2518905,685	8.51	4.02
optcr=1%	2511815,781	10.65	4.12
optcr=0%	2511142,217	35.67	4.09

TABLE 4.12 – Résultats réseau SRD A8 pour différents optcr

Le tableau 4.12 présente les résultats de l'optimisation en relaxant le critère d'optimalité en utilisant le solveur CPLEX, avec le modèle "pertes_carrées".

On peut observer que l'un des aspects positifs de la relaxation du critère d'optimalité est la réduction du temps de calcul. De plus, cette relaxation nous permet toujours d'obtenir une meilleure solution que dans le cas "pertes_simplifiées", et parfois meilleure que l'optimum du modèle "pertes_carrées" (ex : optcr=2%). Donc la relaxation de ce critère peut être une alternative au modèle "pertes_simplifiées" et peut aussi permettre d'accélérer l'optimisation sans trop risquer de dégrader la solution obtenue, car on peut même améliorer l'optimum obtenu.

4.3.3 Conclusion sur l'étude

L'étude réalisée sur les cinq réseaux présentés précédemment nous permet de confirmer que la modélisation du problème de reconfiguration de réseau pour la minimisation des pertes grâce à un modèle de flot à coût minimum est possible.

La reformulation du problème par ajout de contraintes et de variables bien qu'augmentant la taille du problème a permis de réduire radicalement le temps de calcul nécessaire à l'obtention d'une solution (d'un facteur 1000) dans le cas "pertes_simplifiées" et "pertes_carrée".

De plus, cela a aussi permis d'améliorer la qualité des solutions obtenues grâce aux modèles "pertes_carrées". Pour les quatre réseaux de la littérature étudiés, les solutions obtenues grâce à notre modèle sont toutes similaires en terme de quantité de pertes réduites et meilleures en temps de calcul que les méthodes trouvées dans la littérature.

L'amélioration apportée au modèle de base nous permet maintenant des optimisations de qualité dans un temps plus que convenable pour des réseaux de grandes tailles (≥ 1000 noeuds).

Insertion des productions

Auparavant, le modèle présenté, de par sa complexité et le temps nécessaire à sa résolution n'avait pas permis d'obtenir de solution pour l'insertion des productions dans un réseau de grande taille. Grâce à cette reformulation, il est désormais possible d'obtenir une solution au problème de réduction des pertes en présence de sources de production décentralisée.

Un cas d'étude avec l'insertion de neuf sources de production (4 éoliennes, 3 photovoltaïques et 2 usines de méthanisations) d'un total de 4.92 MW dans un réseau consommant un total de 4.90 MW a été mis en place, pour simuler un cas où il y a plus de production que de consommation. Le solveur GUROBI a été utilisé pour cette étude.

Le temps nécessaire à la résolution de ce cas d'étude est plus long que sans présence d'énergie renouvelable. L'hypothèse d'explication présentée dans le chapitre précédent à la section 3.3.4 semble toujours valable, cependant avec la relaxation du critère d'optimalité, il peut être envisagé d'obtenir une solution dans un temps raisonnable (1400 s, avec 5%).

Le tableau 4.13 présente les différents résultats obtenues dans le cas où des sources d'énergie renouvelable produisent de la puissance sur le réseau. On peut voir dans ce tableau que les

Critère d'optimalité	Quantité de pertes (kW)	Temps de calcul (s)
réseau actuel	95.5	
optcr=20%	34.3	295
optcr=10%	29.87	256
optcr=7%	29.2	515
optcr=3%	29.28	4646
optcr=2%	29.08	7200
optcr=1%	28.791	12000
optcr=0.69%	28.788	15000

TABLE 4.13 – Résultats réseau SRD A8 avec production ENR pour différents critères d'optimalité *optcr*

configurations proposées après résolution du modèle sont toutes meilleures en terme de pertes que la configuration actuellement mise en place. Ceci même lorsque le critère d'optimalité est relaxé. On peut même remarquer que contrairement au cas sans ENR, la meilleure configuration obtenue correspond à la meilleure valeur de la fonction objectif du modèle "pertes_carrées".

Concernant le temps de résolution celui-ci est plus long que sans productions, mais contrairement au modèle non reformulé, on obtient des solutions viables. On pourrait imaginer se contenter de solution approchée avec un critère d'optimalité de l'ordre de 5 ou 7% et quand même obtenir de bonnes solutions.

Pour confirmer la nécessité de prendre en compte les productions dans la recherche d'une solution, le réseau optimisé sans ENR a été simulé avec l'outil de "loadflow" avec le scénario de présence de production utilisé pour cette étude. La meilleure solution obtenue avec le solveur MOSEK a été simulée, et la quantité de pertes s'élève à 40.38kW. Cela confirme donc que la meilleure solution obtenue pour un réseau sans production n'est pas forcément la meilleure solution possible pour un réseau avec présence d'ENR.

Le cas inverse a aussi été étudié, c'est à dire simuler le réseau optimisé avec présence d'ENR et des conditions de charge sans présence d'ENR. Le résultat du calcul des pertes de ce réseau est de 5.83 MW, ce qui est moins performant que la solution obtenue sans présence d'ENR avec le modèle "pertes_simplifiées".

Ces deux dernières simulations soulignent donc la nécessité de prendre en compte les productions d'ENR dans la recherche d'une configuration qui minimise les pertes. Cela même si l'on relaxe largement le critère d'optimalité pour les deux cas d'utilisations.

4.4 Conclusion

Dans cette section, la possibilité d'utiliser le problème de flot à coût minimum pour la reconfiguration de réseau dans l'objectif de minimisation des pertes a été confirmée. Le modèle de la section 3.2.3, qui présentait des résultats encourageants mais pas suffisants a été reformulé pour s'affranchir des problèmes de non-convexité et pour réduire les deux fonctions objectif à des problèmes linéaire et quadratique.

La reformulation n'a pas modifié les contraintes opérationnelles, ainsi les conclusions émises précédemment concernant la validité des solutions obtenues sont toujours valables.

Deux hypothèses avaient été formulées pour expliquer la qualité moyenne des solutions obtenues ainsi que le temps nécessaire à la résolution des problèmes, à savoir :

- d'une part les approximations introduites dans la modélisation des phénomènes électriques ;
- d'autre part la non-linéarité ainsi que la non-convexité de la formulation du problème.

Concernant les approximations introduites dans notre modèle, les études réalisées dans cette section permettent de nuancer cette hypothèse. En effet, malgré les simplifications de certains phénomènes électriques, notre modèle permet d'obtenir des solutions identiques voir meilleures que certaines formulations du problème qui modélisent plus précisément les caractéristiques électriques. Comme on a pu le voir l'utilisation d'un logiciel de "loadflow", qui calcule précisément les valeurs électriques du réseau, a permis de confirmer que l'objectif de l'optimisation est respecté.

Bien que l'étude sur les réseaux de la littérature montre un fonctionnement performant du modèle, l'étude sur le réseau de SRD montre que l'optimum du modèle ne correspond pas forcément à la meilleure solution. Cependant ce phénomène n'empêche pas la réduction de pertes par rapport aux réseaux actuellement en cours d'exploitation, mais aussi pour des conditions d'utilisation différentes notamment lors d'insertion de production d'énergie renouvelables décentralisée. En effet, il a été montré dans la sous-section 4.3.2.4 que la relaxation du critère d'optimalité permet d'améliorer le temps de résolution et parfois la qualité de la solution.

Cette section a eu pour objectif de reformuler le problème pour s'affranchir de la non-linéarité et de la non-convergence. Ainsi au vu des résultats présentés, on peut affirmer qu'il s'agissait bien d'un frein à l'obtention de solution de qualité, ce qui confirme l'hypothèse qui avait été émise dans la section précédente. De plus on a pu voir la réduction radicale du temps nécessaire à l'obtention d'une solution, et notamment la possibilité désormais d'obtenir une solution avec intégration des productions d'énergies renouvelables.

Le modèle présenté dans cette section nous permet désormais de satisfaire nos objectifs de performance d'optimisation tant en terme de qualité que de rapidité. Les tableaux 4.2, 4.5 et 4.9 de la section 4.3 illustrent bien que notre modèle permet d'obtenir des résultats similaires ou meilleurs que d'autres méthodes dans les mêmes temps voire plus rapidement. L'autre point important que la reformulation a permis, concerne la possibilité d'insérer les productions d'énergies renouvelables dans la recherche d'une configuration.

L'objectif du développement de ce modèle d'optimisation étant d'être implémenté dans un outil à destination des personnes responsables de la mise en place des schémas d'exploitation de SRD, il peut donc être envisagé d'utiliser soit le modèle "pertes_simplifiées", soit la relaxation du critère d'optimalité dans les cas d'utilisation nécessitant l'obtention rapide d'une solution même légèrement sous-optimale. Ceci peut s'avérer nécessaire pour la recherche d'un schéma de reprise lors d'incident sur le réseau.

Dans le cadre du développement de cet outil, d'autres contraintes opérationnelles que celles présentées précédemment doivent être ajoutées. En effet, le modèle actuel permet bien d'obtenir un réseau optimisé en terme de pertes, mais ne prend pas en compte par exemple la difficulté de la mise en place sur le terrain d'une telle solution. Grâce à la reformulation mise en place, il est envisageable d'ajouter des paramètres de contrôle (cf 2.4.2), car le temps nécessaire à la recherche d'une solution est désormais assez court.

Ce chapitre ainsi que le précédent ont défini un modèle d'optimisation de la puissance instantanée perdue dans un réseau. Cependant, les réseaux optimisés seront mis en place pour une certaine durée, or on sait que la puissance consommée ou produite n'est pas identique au cours du temps. Le chapitre suivant 5 présentera donc plusieurs méthodes de prise en compte de cette variabilité et présentera les impacts de ces différentes modélisations.

Chapitre 5

Chapitre 5 : Contraintes d'exploitation

Sommaire

4.1	Introduction	93
4.2	Description du modèle	94
4.2.1	Forme des équations	94
4.2.2	Reformulation des équations de flux	95
4.2.3	Reformulation des fonctions objectifs	95
4.2.4	Reformulation des équations de variations de tensions	96
4.2.5	Reformulation complète du modèle d'optimisation	97
4.3	Mise en oeuvre et comparaison	100
4.3.1	Démarche d'évaluation	100
4.3.2	Résultat de l'étude	100
4.3.3	Conclusion sur l'étude	109
4.4	Conclusion	111

5.1 Introduction

Pour pouvoir être utilisé dans un contexte réel d'exploitation du réseau électrique de SRD, le modèle développé jusqu'ici doit encore être complété pour intégrer des particularités liées à l'exploitation.

Suite à la description faite à la section 2.4.2, c'est modéliser le comportement de la charge et de la production du réseau qui est visé, puisque ces consommations et productions subissent des évolutions dans le temps. Les installations électriques des clients ne fonctionnent pas toutes de la même manière, c'est un phénomène qui peut s'appréhender à l'échelle réduite d'un domicile. De plus, les productions décentralisées, tout particulièrement les productions d'énergie renouvelables, dépendent pleinement des variations météorologiques, qui vont modifier la puissance produite par ces installations.

Il faut noter que la majorité des travaux de recherche sur la reconfiguration de réseau pour la minimisation des pertes néglige la variabilité des charges et des productions (cf [67]). Cependant, dans [68] une méthode de réduction des pertes avec prise en compte de la variabilité des charges est proposée, mais celle-ci s'appuie sur une meta-heuristique de résolution, et un calcul de loadflow pour estimer les pertes engendrées par la configuration proposée par l'algorithme génétique est réalisé. Dans [69] il est proposé une méthode de reconfiguration automatique du réseau, où une configuration est proposée pour chaque heure de la journée considérée. Cependant il n'est pas envisageable de modifier l'état du réseau chaque heure de la journée. De plus, dans [70] une analyse des gains engendrés par des reconfigurations successives durant un temps donné est conduite, mais il est conclu que ces études doivent être réalisées indépendamment pour chacun des réseaux considéré.

L'importance de connaître l'effort nécessaire à la reconfiguration a été abordée à plusieurs reprises dans ces différents travaux, et constitue une exigence de la part de SRD. En effet les caractéristiques des interrupteurs du réseau font qu'il n'est pas possible de les manipuler une infinité de fois, car leur durée de vie en dépend. De plus, chacun de ces interrupteurs ne présentent pas la même difficulté pour être actionné.

Dans ce chapitre, une partie est consacrée à la description des phénomènes de variation de la charge au cours du temps, ainsi que des disparités de comportement entre les clients du réseau. Plusieurs modélisations permettant la prise en compte de ces phénomènes sont présentées et évaluées. Dans la deuxième partie, les contraintes opérationnelles liées au suivi des modifications nécessaires à la reconfiguration du réseau sont présentées et un modèle intégrant un coût supplémentaire représentatif de ce facteur est présenté et évalué.

5.2 Variation de la charge et de la production

Actuellement l'instrumentation mise en place sur le réseau ne permet pas de connaître précisément ces variations en chaque point du réseau, seul le cumul de la variation au niveau du poste HTB/HTA est connu et enregistré toutes les 10 minutes. Il faut noter que les clients consommateurs de fortes puissances ainsi que les gros producteurs décentralisés sont aussi instrumentés et une courbe est enregistrée.

5.2.1 Pondération de la puissance globale

Les différentes modélisations présentées jusqu'ici optimisent le réseau en basant les calculs sur une unique valeur de puissance à transiter dans le réseau. Cette valeur correspond à la puissance de souscription du client consommateur, c'est à dire la valeur maximale que celui-ci peut consommer. En ce qui concerne les productions, il s'agit de la puissance maximale qu'une production d'énergie renouvelable peut injecter sur le réseau. Or, ces deux valeurs ne sont pas représentatives de la puissance réellement consommée dans le temps, puisque par exemple, les énergies renouvelables produisent rarement leur puissance maximale. De même, pour les consommateurs qui ne consomment jamais la puissance maximale souscrite en même temps. Il paraît donc peu opportun de considérer comme référence ces valeurs.

En terme de modélisation, cette valeur de production ou de consommation correspond à la valeur $P(i)$ de l'équation 4.32 du modèle reformulé pour rappel :

$$\sum_{i=0}^n y(i, j) - \sum_{k=0}^n y(j, k) = P(j) \quad (5.1)$$

Des études ont été conduites pour pondérer cette valeur de puissance maximale en fonction du cumul maximum mesuré au niveau du poste source.

Pour décrire cette pondération, nous allons prendre l'exemple d'un poste source en particulier. Si l'ensemble des puissances des nœuds $P(i)$ reliés à ce poste est cumulé, la valeur résultante est : $P_{cumul} = \sum P(i) = 153MW$. Cependant, selon le relevé des valeurs au niveau du poste source pour cette année 2016 (13/12/2015 \rightarrow 13/12/2016), la valeur maximale atteinte est de $P_{max_mesure} = 36MW$.

Cette valeur de puissance de souscription entraîne une surestimation de 326% de la charge à faire transiter dans le réseau et confirme donc la nécessité de pondérer cette valeur.

Dans ce cas précis, si on souhaite optimiser le réseau pour les conditions de maximum potentiel de charge, cela revient à retenir que la somme de l'ensemble des $P(i)$ soit égale à $36MW$. C'est à dire, qu'il faut déterminer le coefficient k_{charge} , tel que $\sum k_{charge} * P(i) = P_{max_mesure}$, soit dans ce cas $k_{charge} = \frac{36}{153} = 23.5\%$. D'une manière générale, le coefficient recherché peut s'exprimer :

$$k_{charge} = \frac{P_{max_mesure}}{\sum P(i)} \quad (5.2)$$

Puis il faut modifier en conséquence l'équation 5.1 pour que le problème d'optimisation prenne en compte la bonne quantité de puissance à transiter.

$$\sum_{i=0}^n y(i, j) - \sum_{k=0}^n y(j, k) = (P(j) * k_{charge}) \quad (5.3)$$

A noter qu'ici la pondération est réalisée en prenant comme valeur caractéristique de la charge la valeur maximale mesurée. Optimiser un réseau en prenant comme hypothèse de charge cette valeur signifiera donc que le réseau est optimisé pour pouvoir transiter ce niveau de charge, or on sait que ce niveau sera atteint très rarement durant la période d'utilisation de la configuration du réseau. Cependant, cela signifie aussi que le réseau en question est robuste pour les situations de forte charge.

Le choix de la valeur caractéristique de la charge (minimum, maximum, moyenne ...) que l'on souhaite prendre en compte pour l'optimisation, ainsi que la pondération qui en découle est une première étape dans la prise en compte de la variabilité de la charge. Jusqu'à présent la modélisation adoptée de la charge suppose que l'ensemble des charges réseau consomme le même pourcentage de leur puissance souscrite ou de leur capacité de production.

5.2.2 Différenciation des charges

Dans la sous-section précédente, le modèle d'optimisation calcule une configuration réseau en fonction d'une hypothèse de charge basée sur une observation globale du niveau de charge. C'est à dire qu'une seule valeur caractéristique (k_{charge}) module toutes les charges à optimiser. Pourtant, l'ensemble des consommateurs et producteurs du réseau n'utilisent pas leur installation électrique à valeur constante dans le temps, ni de la même manière tout le temps. Il est donc important de trouver une méthode qui permette de prendre en compte cette variabilité, et de différencier la charge en chaque point du réseau. La prise en compte de la variabilité de la charge doit répondre à deux problématiques :

- variation temporelle : la puissance consommée/produite n'est pas identique à tout moment ;
- variation spatiale : le pourcentage d'utilisation de la puissance souscrite du client n'est pas identique en tout point du réseau à chaque instant.

La manière idéale de caractériser les charges serait d'avoir une mesure au niveau de chacune des productions et consommations reliées au réseau, qui nous donnerait la courbe représentative de la puissance en fonction du temps. Ceci sera éventuellement possible dans un futur plus ou moins proche lorsque la majorité des utilisateurs du réseau seront équipés de compteurs intelligents. Mais aujourd'hui, comme il a été présenté dans la section 1.1.3.3, les informations exploitables sur le réseau sont :

- une courbe de charge au niveau des postes sources ;
- les types de clients reliés en un point du réseau.

Bien que l'ensemble des points d'injection ou de soutirage du réseau ne soit pas instrumentés, il est possible de connaître la variation globale de la charge dans le temps au niveau des postes sources. L'utilisation de cette courbe de charge pour chacun des nœuds du réseau permettrait de répondre à la problématique de variation temporelle de la charge, mais pas à la variation spatiale. La figure 5.1b représente un schéma de principe de cette variation temporelle appliquée à chaque nœud d'un réseau.

Pour chacun des clients reliés au réseau, une information concernant le type de "tarif" souscrit, ainsi que la puissance maximum de souscription est connue. Les clients ayant une puissance maximum de souscription supérieure à 36 kVA seront dans un futur très proche tous équipés de compteurs capables de mesurer la puissance toutes les 10 minutes et ainsi former une courbe de consommation ou de production en fonction du temps. Cependant, ces clients représentent à peine

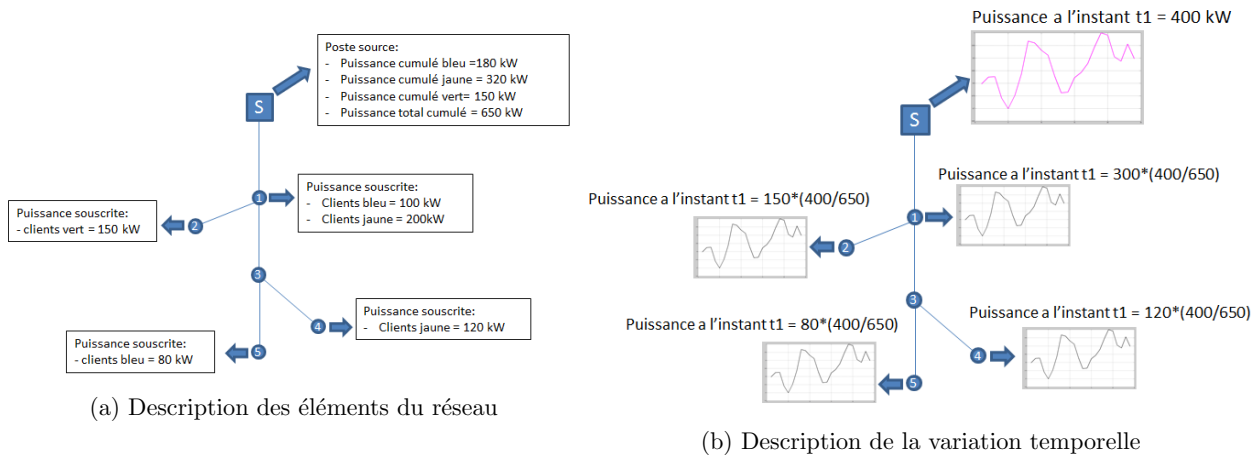


FIGURE 5.1 – Schéma de principe de la prise en compte de la variation temporelle de la charge

2% de l'ensemble des clients. De plus, l'infrastructure actuelle ne permet pas aisément d'associer les données issues de l'outil de cartographie et celles de l'outil de relèvement des mesures des installations. Cependant, des allures de courbes de charge associées à ces types de clients ont été élaborées sur la base d'observations nationales et pourraient être utilisées, on appelle ces courbes des profils.

En combinant courbe de charge et profil, il pourrait être envisageable de répondre aux problématiques de variations temporelle et spatiale en même temps. Le schéma de principe de la figure 5.2b représente comment combiner la variation temporelle mesurée au niveau du poste source avec la variation spatiale supposée du fait de la diversité des clients présents sur le réseau.

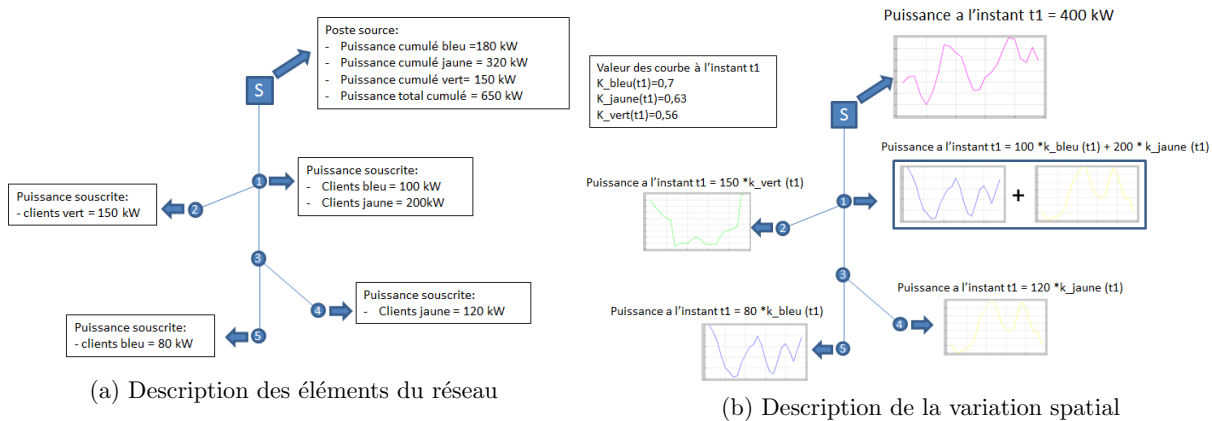


FIGURE 5.2 – Schéma de principe de la prise en compte de la variation spatiale de la charge

5.2.2.1 Calcul de l'énergie

Le fait de prendre en compte la variation de la charge revient en réalité à réfléchir en terme d'énergie et non de puissance. En effet, la puissance correspond aux valeurs instantanées, or l'énergie

représente l'intégrale de la puissance en fonction du temps.

$$E = \int_{t=0}^{t=N_T} P(t)dt \quad (5.4)$$

E = Energie

$P(t)$ = Puissance instantanée au moment t

N_T = Durée sur laquelle on souhaite connaître l'énergie

Comme indiqué précédemment, la fonction $P(t)$ n'est pas connue, mais une courbe échantillonnée de cette fonction peut être obtenue au niveau des compteurs des postes sources. Le pas d'échantillonnage minimum de cette courbe est de 10 minutes, cette valeur correspond à la valeur moyenne de la puissance sur 10 minutes. Ce pas d'échantillonnage est variable et peut être choisi plus grand si l'on souhaite utiliser une courbe de charge de plus ou moins longue durée.

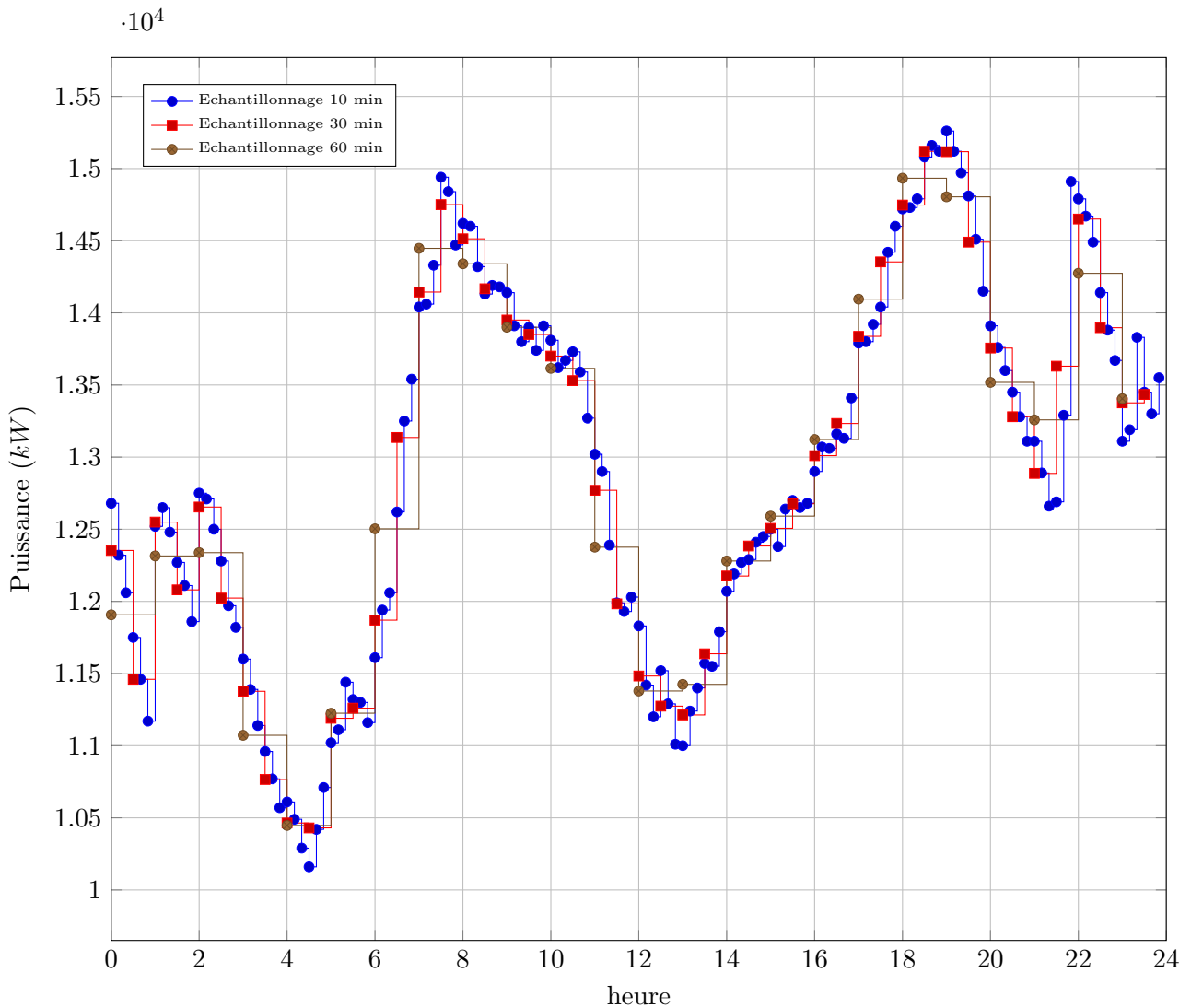


FIGURE 5.3 – Courbe de charge de 24h d'un poste source pour différents pas d'échantillonnages

Le graphe 5.3 représente une même courbe de charge avec un pas d'échantillonnage différent. Il est observable que le fait de prendre un échantillonnage plus grand néglige certaines valeurs extrêmes.

En prenant par exemple les deux premières heures, l'échantillonnage de 10 minutes fait apparaître une forte amplitude de variation de $1510kW$, or l'échantillonnage 60 minutes moyenne l'ensemble de ces valeurs en 2 valeurs distantes de $408kW$. Ceci est normal car l'échantillonnage 60 minutes calcule la valeur moyenne des 6 valeurs des points 10 minutes. Cependant, ce facteur est à prendre en compte lors du choix du pas d'échantillonnage pour une optimisation en énergie car sans cela des conditions de charge extrêmes ne seront pas prises en compte et cela pourrait dégrader la robustesse de la configuration obtenue.

L'énergie correspondant à une courbe de charge, c'est à dire l'aire sous la courbe de charge (fig 5.3), est sensiblement identique selon l'échantillonnage choisi. En effet, dans ce cas une intégration de Riemman doit être utilisée pour calculer l'énergie correspondant à cette période de 24 heures. En effet, l'aire sous chacun des échantillons de la courbe de charge est connue, elle se calcule par $P(t_i)*(t_{i+1}-t_i)$, et l'intervalle $[t_i, t_{i+1}]$ est directement défini par le pas d'échantillonnage.

L'unité usuelle de mesure de l'électricité étant le kilowatt-heure, il faut donc que le pas d'échantillonnage soit proportionnel à l'heure.

Pour la courbe d'échantillonnage avec le pas 10 minutes, chaque intervalle représente $\frac{1}{6}$ heure, donc $(t_{i+1} - t_i) = \frac{1}{6}$. Il en va de même pour 30 min $(t_{i+1} - t_i) = \frac{1}{2}$ et pour 60 min $(t_{i+1} - t_i) = 1$.

Donc le calcul de l'énergie consommée durant les 24 heures représentée par la courbe 5.3 est décrit ci-après.

Pour le cas 10 minutes :

$$E = \int_{t=0}^{t=N_T} P(t)dt = \sum_{j=0}^{j=(6*24)} P_{10min}(j) * \left(\frac{1}{6}\right) = 309568.3 kWh \quad (5.5)$$

Pour le cas 30 minutes :

$$E = \int_{t=0}^{t=N_T} P(t)dt = \sum_{j=0}^{j=(2*24)} P_{30min}(j) * \left(\frac{1}{2}\right) = 309568.5 kWh \quad (5.6)$$

Pour le cas 60 minutes :

$$E = \int_{t=0}^{t=N_T} P(t)dt = \sum_{j=0}^{j=(24)} P(j)_{60min} = 309569 kWh \quad (5.7)$$

La transformation d'une optimisation sur la puissance instantanée en une optimisation sur l'énergie peut se faire via deux moyens :

- intégration de la puissance dans la fonction objectif et calcul de flux à partir des puissances maximales à transiter
 - Variation temporelle
- intégration de la puissance dans les calculs de flux
 - Variation temporelle et/ou spatiale

5.2.2.2 Variation temporelle de la charge

Le premier point permet simplement d'intégrer la puissance transitée dans chaque ligne, cela permet d'obtenir une fonction objectif représentant l'énergie totale perdue sur la période considérée. Pour cette formulation seule l'équation de la fonction objectif est modifiée, et les équations de

flux restent inchangées. Dans ce cas, cela signifie que l'optimisation cherche une configuration qui minimise l'énergie perdue en se basant sur la puissance pondérée ou non. Cela assure donc de pouvoir satisfaire aux conditions de charge maximale du réseau dans un objectif de robustesse.

Pour mettre en place ce calcul d'énergie, l'équation 4.29 du modèle d'optimisation présenté dans le chapitre 4 précédent doit être modifiée. Au préalable, la courbe de charge doit être normée autour de 1, et on appellera $kt_{courbe_charge}(j)$ un échantillon normé j de cette courbe d'une durée totale de T heures, avec un pas d'échantillonnage de nb_t heures. Donc pour un réseau composé de nb_{arc} arcs :

$$Z_{energie} = \min \left(\sum_{k=0}^{nb_{arc}} \sum_{j=0}^{j=T*nb_t} kp(k) * (P(k) * kt_{courbe_charge}(j))^2 \right) \quad (5.8)$$

Il en ressort que la fonction objectif qui calcule une énergie perdue se base toujours sur la même variable de puissance calculée grâce aux contraintes de répartition des flux ($P(k)$), et la nature quadratique n'est pas changée. En effet, cette formulation ne fait que rallonger la somme de produit de $P(k)^2$ par une constante.

De plus, l'avantage de cette formulation est que cela n'entraîne pas d'augmentation du nombre de variables. Une seule variable de flux ($P(k)$) est nécessaire.

Cependant, cette formulation ne permet pas d'insérer sans risque d'erreur l'énergie produite localement, car la pondération grâce au facteur kt_{courbe_charge} ne fera jamais apparaître de valeur nulle, or parfois, notamment la nuit pour les productions photovoltaïques, la puissance produite est nulle.

5.2.2.3 Variation spatiale de la charge

La méthode précédente permet de calculer l'énergie perdue pour une durée donnée, elle répond donc à la prise en compte de la variabilité de la charge dans la recherche d'une configuration. Mais le fait que toutes les charges ne consomment pas le même pourcentage de leur puissance maximum au même moment n'est pas représenté.

Description de la variation spatiale de la charge

Pour ce faire, il est impératif de pouvoir indiquer différents niveaux de charge à tous les nœuds du réseau pour un instant donné (1 point de la courbe de charge), par conséquent, il s'agit là de modifier la forme des contraintes de flux (cf eq 4.32) présentées dans le modèle d'optimisation du chapitre précédent (cf 4.2.5).

Plus précisément, il s'agit de définir l'équation 4.32 autant de fois qu'il y a d'échantillons dans la courbe de charge considérée, ou bien de définir l'équation 4.32 autant de fois qu'il y a de formes de courbes de charge. Le choix entre ces deux possibilités se fera en fonction de la durée de la courbe à représenter ou bien du nombre de profils à prendre en compte.

Cette reformulation a pour conséquence d'augmenter le nombre de variables autant de fois qu'il y a d'échantillons de courbe de charge ou de nombre de profils, cependant, il s'agit de la seule manière de pouvoir différencier les charges. Au vu du nombre de profils à modéliser (6 au maximum), il sera plus judicieux de définir l'équation 4.32 autant de fois qu'il y a de profils.

Ainsi, on peut attribuer indépendamment à chaque nœud du réseau une valeur de charge ou de production pour chaque instant de la période considérée. C'est grâce aux courbes représentatives des profils que nous allons mettre en place ces valeurs.

Cependant, la somme des puissances de chaque nœud doit correspondre dans une certaine mesure

au cumul des puissances qui peut être observé au niveau des postes sources.

Dans notre cas, nous utiliserons trois profils de consommations différents correspondants aux trois types de clients répertoriés dans la cartographie de SRD. De plus, le réseau comprend trois types différents de production (éolien, solaire et biogaz).

Néanmoins, il est quasi impossible de définir un profil type de production d'énergie renouvelable, car la météo est incertaine et fluctuante. Mais il peut être envisagé dans le cas d'une optimisation pour une date où la météo est prévisible d'utiliser une courbe de production réelle correspondant à des conditions météorologiques similaires. Il faudra tout de même introduire une marge d'erreur pour éviter de sur-estimer ou sous-estimer selon la période considérée.

Effectivement, par exemple, en été dans le cas de production d'énergie photovoltaïque le risque serait de sous-estimer la puissance produite et par conséquent sous-estimer l'impact de l'élévation de tension. De plus, on sait qu'à cette période la consommation globale est faible, donc il vaudrait mieux sur-estimer la production, car le risque d'engendrer des élévations de tension est plus important que de ne pas pouvoir alimenter tous les consommateurs. Il reviendra donc à l'utilisateur final de l'outil intégrant le modèle d'optimisation de bien définir son scénario de charge et de production en fonction de sa connaissance des risques.

Ci-dessous sont décrites les caractéristiques du réseau associées au poste source de la courbe de charge représentée à la figure 5.3.

Type de clients	Nombre de clients	Cumul de charges kVA
Vert	61	9400
Jaune	129	10482
Bleu	11865	104758
Productions BT	301	13408

TABLE 5.1 – Caractéristiques du réseau

Dans le tableau 5.1, il faut noter que les clients de type tarif bleu, jaune et les petites productions (appelées productions BT) sont reliés au réseau via la même infrastructure, à savoir un poste de distribution public, ou transformateur HTA/BT (cf 1.1.3.2). C'est à dire que sur un même nœud poste de distribution publique sont présents plusieurs clients bleus, jaunes et plusieurs productions ou bien seulement des clients bleus ou seulement des clients jaunes.

Seuls les clients de type tarif vert sont reliés au réseau HTA via un poste de transformation indépendant.

A partir des données du tableau 5.1, il est indéniable que la charge du réseau est principalement due aux clients de type Bleu.

Dans cet exemple, les clients bleus, jaunes et les productions BT sont répartis sur 1018 nœuds. Sur chaque poste de distribution public on connaît le nombre et le cumul de puissance de clients bleus et jaunes.

Grâce à ces informations et à l'utilisation des profils présentés en figure 5.4, on peut répartir les consommations à chaque instant d'une journée.

L'allure des profils de la figure 5.4 est discutable, mais l'objectif ici est de déterminer s'il est possible d'introduire ce type d'information dans le modèle d'optimisation et son impact éventuel sur les résultats de l'optimisation.

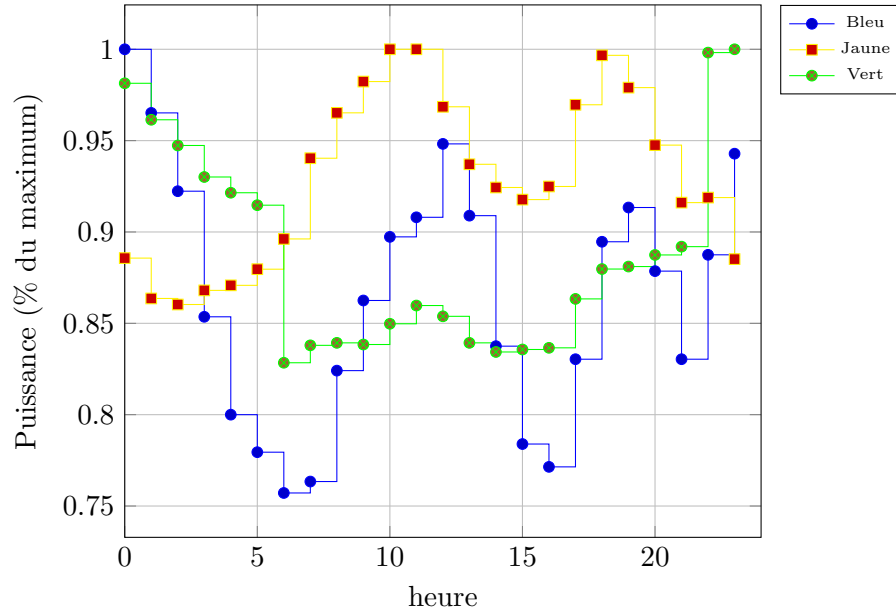


FIGURE 5.4 – Profil normalisé de 24h des client bleu jaune et verts

Dans un souci de simplicité, le pas d'échantillonnage 60 min est retenu pour décrire l'exemple de répartitions de la charge. Maintenant que la courbe de charge est connue (fig 5.3), que les profils sont définis (fig 5.4), et que les caractéristiques du réseau sont décrites, il est possible d'attribuer à chaque nœud du réseau une valeur particulière pour chaque instant de la courbe de charge. A noter que l'exemple d'insertion des énergies renouvelables sera traité dans un cas d'étude dans la section 5.4.1.

La valeur de puissance à un instant t pour un nœud en particulier sera définie par le produit de la puissance maximale de souscription du client par un coefficient lié au type de client considéré, $P_{max}(k) * coeff_{couleur}(t)$. Le coefficient $coeff_{couleur}(t)$ se calcule en prenant en compte la valeur du profil normé considéré à l'instant t noté $profil_{couleur}(t)$ (figure 5.4), la valeur mesurée de la courbe de charge à l'instant t notée $P_{mesure}(t)$ (figure 5.3) et la somme du cumul des puissances des trois types de clients comme décrit ci-dessous :

$$k_{ponderation}(t) = \frac{P_{mesure}(t)}{(profil_{bleu}(t) * P_{cumul_bleu}) + (profil_{jaune}(t) * P_{cumul_jaune}) + (profil_{vert}(t) * P_{cumul_vert})} \quad (5.9)$$

$$coeff_{couleur}(t) = profil_{couleur}(t) * k_{ponderation}(t) \quad (5.10)$$

Pour illustrer le calcul du coefficient $coeff_{couleur}(t)$ un exemple pour une valeur de la courbe de charge 5.3 est décrit ci-dessous :

A l'instant $t = 0$ la valeur de la courbe de charge 5.3 est de $P_{mesure}(0) = 11907kW$, la valeur des trois profils de la figure 5.4 sont $profil_{bleu}(0) = 1$, $profil_{jaune}(0) = 0.886$ et $profil_{vert}(0) = 0.981$. Les valeurs $P_{cumul_couleurs}$ sont issues du tableau 5.1.

Ainsi on obtient :

$$coef_{bleu}(0) = 1 * \frac{11907}{(1 * 104758) + (0.886 * 10482) + (0.981 * 9400)} = 0.0966 \quad (5.11)$$

$$coef_{jaune}(0) = 0.886 * \frac{11907}{(1 * 104758) + (0.886 * 10482) + (0.981 * 9400)} = 0.0856 \quad (5.12)$$

$$coef_{vert}(0) = 0.981 * \frac{11907}{(1 * 104758) + (0.886 * 10482) + (0.981 * 9400)} = 0.0948 \quad (5.13)$$

Cela signifie que dans le problème d'optimisation les clients tarifs bleus devront à l'instant t multiplier la valeur de puissance max par le coefficient $coef_{bleu}$, et il en va de même pour les clients jaunes et verts.

heure t	$coef_{bleu}(t)$	$coef_{jaune}(t)$	$coef_{vert}(t)$
1	0.0916	0.0916	0.0811
2	0.103	0.0497	0.0445
3	0.1062	0.0326	0.0304
4	0.0967	0.0206	0.021
5	0.0921	0.0147	0.016
6	0.0995	0.0129	0.0146
7	0.1113	0.012	0.0142
8	0.1288	0.0123	0.0151
9	0.1281	0.0117	0.0137
10	0.1243	0.0107	0.0122
11	0.1219	0.0099	0.0111
12	0.1109	0.0084	0.0092
13	0.1021	0.0074	0.0076
14	0.1027	0.0067	0.0069
15	0.1105	0.0062	0.0068
16	0.1134	0.0056	0.0065
17	0.1183	0.0054	0.0064
18	0.1271	0.0059	0.0068
19	0.1346	0.0063	0.0071
20	0.1335	0.0061	0.0065
21	0.122	0.0051	0.0055
22	0.1197	0.0045	0.005
23	0.1289	0.005	0.0052
24	0.1211	0.0048	0.0045

TABLE 5.2 – Répartition de la charge par type de client pour 24 heures

Le tableau 5.2 récapitule l'ensemble des coefficients pour chacun des types de client pour toutes les heures d'une journée de 24h avec un pas d'échantillonnage de 60 min.

Modification du modèle d'optimisation

Il faut désormais modifier le modèle pour pouvoir introduire ces coefficients dans les équations de répartition des flux dans le réseau. Comme indiqué précédemment, il s'agit de définir l'équation 4.32 autant de fois qu'il y a de profils de charge.

Dans le cas où l'on définit trois profils (bleu, jaune et vert) il faudra définir trois fois ces équations

donc introduire trois variables ($y_{bleu}(i, j), y_{jaune}(i, j), y_{vert}(i, j)$) au lieu d'une seule ($y(i, j)$) comme décrit ci-dessous pour le nœud j :

$$\sum_{i=0}^n y(i, j) - \sum_{k=0}^n y(j, k) = P(j) \quad \forall i \text{ et } \forall k \text{ adjacent à } j \quad (5.14)$$

$$-i_{max}(i, j) * b(i, j) \leq y(i, j) \leq i_{max} * b(i, j) \forall (i, j) \quad (5.15)$$

$$-i_{max}(i, j) * (1 - b(i, j)) \leq P(i, j) - y(i, j) \leq i_{max} * (1 - b(i, j)) \forall (i, j) \quad (5.16)$$

devient :

$$\sum_{i=0}^n y_{bleu}(i, j) - \sum_{k=0}^n y_{bleu}(j, k) = P_{bleu}(j) \quad \forall i \text{ et } \forall k \text{ adjacent à } j \quad (5.17)$$

$$\sum_{i=0}^n y_{jaune}(i, j) - \sum_{k=0}^n y_{jaune}(j, k) = P_{jaune}(j) \quad \forall i \text{ et } \forall k \text{ adjacent à } j \quad (5.18)$$

$$\sum_{i=0}^n y_{vert}(i, j) - \sum_{k=0}^n y_{vert}(j, k) = P_{vert}(j) \quad \forall i \text{ et } \forall k \text{ adjacent à } j \quad (5.19)$$

$$-i_{max_bleu}(i, j) * b(i, j) \leq y_{bleu}(i, j) \leq i_{max_bleu} * b(i, j) \forall (i, j) \quad (5.20)$$

$$-i_{max_bleu}(i, j) * (1 - b(i, j)) \leq P(i, j) - y_{bleu}(i, j) \leq i_{max_bleu} * (1 - b(i, j)) \forall (i, j) \quad (5.21)$$

$$-i_{max_jaune}(i, j) * b(i, j) \leq y_{jaune}(i, j) \leq i_{max_jaune} * b(i, j) \forall (i, j) \quad (5.22)$$

$$-i_{max_jaune}(i, j) * (1 - b(i, j)) \leq P(i, j) - y_{jaune}(i, j) \leq i_{max_jaune} * (1 - b(i, j)) \forall (i, j) \quad (5.23)$$

$$-i_{max_vert}(i, j) * b(i, j) \leq y_{vert}(i, j) \leq i_{max_vert} * b(i, j) \forall (i, j) \quad (5.24)$$

$$-i_{max_vert}(i, j) * (1 - b(i, j)) \leq P(i, j) - y_{vert}(i, j) \leq i_{max_vert} * (1 - b(i, j)) \forall (i, j) \quad (5.25)$$

Dans les équations précédentes, même si plusieurs valeurs de flux sont définies, une seule variable binaire est associée à chacune des variables de flux. Cela signifie que la configuration définie par l'ensemble des variables binaires est identique pour les trois types de puissances transitées.

Désormais, la fonction objectif 5.8 est modifiée en conséquence pour que la minimisation porte sur un volume de pertes en énergie.

$Z_{energie_profile} =$

$$\min \left(\sum_{k=0}^{k=nb_{arc}} \sum_{t=0}^{t=T * nb_t} kp(k) * ((y_{bleu}(k) * coef_{f_{bleu}}(t) + y_{jaune}(k) * coef_{f_{jaune}}(t) + y_{vert}(k) * coef_{f_{vert}}(t))^2 \right) \quad (5.26)$$

Ainsi la fonction objectif 5.26 nous permet d'obtenir l'énergie totale perdue sur la période $T * nb_t$, en prenant en compte une courbe de charge différente pour chacun des clients de type bleu, jaune et vert.

5.3 Contraintes opérationnelles supplémentaires

Dans les chapitres 3 et 4 le modèle présenté avait pour objectif de déterminer un schéma d'exploitation du réseau de distribution qui minimise les pertes électriques. De plus, une estimation des variations de tension a aussi été présentée pour ainsi pouvoir dans une certaine mesure limiter l'impact de cette variation.

L'avantage de l'approche proposée dans cette thèse, est qu'elle ne nécessite pas de condition initiale pour l'obtention du réseau optimisé. C'est à dire que la connaissance de la quantité de pertes initialement engendrée par le réseau, ainsi que de la configuration correspondante n'est pas nécessaire. Puisque le réseau n'a jamais été optimisé il existe une marge de réduction des pertes importante sans connaître le niveau de pertes du réseau actuellement mis en place.

Dans la section 2.4, une description du moyen d'action permettant de réduire les pertes électriques a été mis en place grâce à la reconfiguration du réseau. Cette reconfiguration s'effectue par la manipulation d'interrupteurs représentant des organes de coupure, pour transférer des portions de réseau d'une source vers une autre. Or, tous les organes de coupures du réseau ne sont pas identiques, certains peuvent être manipulés à distance et d'autres doivent être manipulés sur le terrain.

C'est pourquoi il faut ajouter au modèle d'optimisation présenté dans les chapitres précédents un moyen de mesurer la difficulté nécessaire à la reconfiguration du réseau, car manipuler un organe télécommandé ne demande pas d'effort ni de coût supplémentaire comparé à un organe manuel.

Pour prendre en compte le coût de reconfiguration opérationnelle, on peut imaginer introduire dans la fonction objectif un coût associé à la manipulation des organes qui soit différent en fonction de leur type.

Il faut donc mettre en place un mécanisme permettant de mesurer les changements d'état nécessaire pour passer du schéma d'exploitation vers le schéma optimisé.

5.3.1 Nombre de manipulations

Dans notre modèle, le fait d'ouvrir ou de fermer un organe de coupure est modélisé par l'état de la variable binaire associée à un arc adjacent à un nœud interrupteur. Si l'interrupteur est ouvert, la ligne électrique en amont de cet organe de coupure ne sera traversée par aucun courant donc le fait d'avoir une variable binaire nulle associée à cet arc est cohérent.

La mesure de la difficulté de reconfiguration par changement d'état des interrupteurs nécessite donc de connaître l'état initial de l'organe de coupure. Or, dans l'outil de cartographie de SRD, l'état par défaut de l'organe de coupure du schéma d'exploitation normal (cf 1.1.2) est connu, on peut donc à partir de cette information mettre en place le modèle présenté dans cette sous-section.

La figure 5.5 représente les deux états possibles pour un organe de coupure, celui-ci peut être initialement ouvert ou normalement fermé.

Pour le nœud $I1$ l'équation suivante permet de repérer un changement d'état :

$$omt(I1) = |(b1 + b2 + b3 + b4) - omt_{init}(I1)| \quad (5.27)$$

La variable $omt(i)$ doit permettre d'indiquer si l'interrupteur i a changé d'état, et la valeur $omt_{init}(i)$ représente l'état initial de l'interrupteur i , pour un organe initialement ouvert $omt_{init}(i) = 1$ et initialement fermé $omt_{init}(i) = 2$.

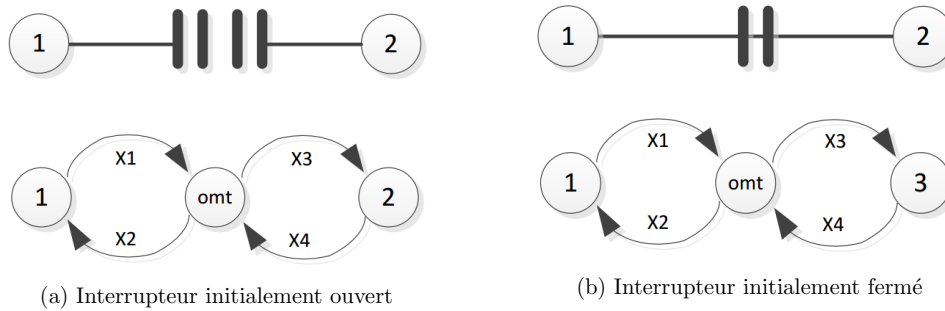


FIGURE 5.5 – Etat des interrupteurs

5.3.1.1 Démonstration

Il existe quatre situations différentes que l'équation 5.27 doit détecter lors d'une modification de la configuration du réseau.

- passage de initialement ouvert à ouvert ;
- passage de initialement ouvert à fermé ;
- passage de initialement fermé à ouvert ;
- passage de initialement fermé à fermé.

Pour démontrer la validité de cette méthode de mesure du changement d'état, l'exemple de la figure 5.27 est utilisé. Pour décrire les différentes situations, il convient de donner les différentes valeurs du vecteur des variables binaires b qui représentent le fait que l'organe est ouvert ou fermé. Dans le cas où l'organe est ouvert, les deux vecteurs B possibles sont :

$$\begin{pmatrix} b1 \\ b2 \\ b3 \\ b4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ ou } \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix}$$

Dans le cas où l'organe est fermé, les deux vecteurs B possibles sont :

$$\begin{pmatrix} b1 \\ b2 \\ b3 \\ b4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ ou } \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix}$$

Etat initial ouvert

Passage initialement ouvert \rightarrow ouvert :

$$omt(I1) = |(1 + 0 + 0 + 0) - 1| = 0 \text{ ou } omt(I1) = |(0 + 0 + 0 + 1) - 1| = 0 \quad (5.28)$$

On peut voir qu'il n'y a pas changement d'état de l'organe de coupure et que la variable associée à cet interrupteur reste nulle.

Passage initialement ouvert \rightarrow fermé :

$$omt(I1) = |(1 + 0 + 1 + 0) - 1| = 1 \text{ ou } omt(I1) = |(0 + 1 + 0 + 1) - 1| = 1 \quad (5.29)$$

On peut voir qu'il y a effectivement un changement d'état de l'organe de coupure et que la variable associée à cet interrupteur vaut 1.

Etat initial fermé

Passage initialement fermé \rightarrow ouvert :

$$omt(I1) = |(1 + 0 + 0 + 0) - 2| = 1 \text{ ou } omt(I1) = |(0 + 0 + 0 + 1) - 2| = 1 \quad (5.30)$$

On peut voir qu'il y a effectivement un changement d'état de l'organe de coupure et que la variable associée à cet interrupteur vaut 1.

Passage initialement fermé \rightarrow fermé :

$$omt(I1) = |(1 + 0 + 1 + 0) - 2| = 0 \text{ ou } omt(I1) = |(0 + 1 + 0 + 1) - 2| = 0 \quad (5.31)$$

On peut voir qu'il n'y a pas changement d'état de l'organe de coupure et que la variable associée à cet interrupteur reste nulle.

Dans les quatre cas cités précédemment, la variable associée au changement d'état de l'organe de coupure se comporte comme souhaité, à savoir une valeur de 1 quand l'interrupteur est manipulé et de 0 quand l'organe de coupure reste inchangé à la suite de la reconfiguration.

Un premier indicateur de difficulté de reconfiguration pourrait être la somme de toutes les modifications, à savoir :

$$nb_{manip} = \sum_{i=0}^{N_{noeud}} omt(i) \quad (5.32)$$

Cet indicateur est intéressant, car le réseau est composé d'un très grand nombre d'organes de coupures, le réseau global de SRD en compte environ 7000. Par conséquent, lors d'une reconfiguration, le résultat obtenu pourrait engendrer des petits changements de topologie de réseau qui n'ont pas beaucoup d'impact sur la réduction des pertes. Le fait de limiter le nombre global d'ouverture ou de fermeture d'organes de coupures forcera l'optimisation à ne modifier que les interrupteurs qui ont un gros impact sur la réduction des pertes électriques.

5.3.1.2 Modélisation de la valeur absolue

L'équation 5.27 fait apparaître le calcul d'une valeur absolue, or cette opération a pour conséquence de modifier la nature, et perdre la nature linéaire des équations de contraintes. Par conséquent, une méthode de linéarisation du calcul de la valeur absolue a été employée, et celle-ci est décrite ci-après :

$$|x| \quad (5.33)$$

devient :

$$x + (x_n - x_p) = 0 \quad x_p, x_n \geq 0 \quad (5.34)$$

Ainsi lorsque $x = 1$, $x_p = 1$ car $1 + (0 - 1) = 0$, et lorsque $x = -1$, $x_n = 1$ car $-1 + (1 - 0) = 0$.

Cette reformulation du calcul de la valeur absolue est par la suite intégrée dans l'équation 5.32 de la manière suivante :

$$nb_{manip} = \sum_{i=0}^{N_{noeud}} omt(i) \quad (5.35)$$

devient :

$$nb_{manip} = \sum_{i=0}^{N_{noeud}} (omt_p(i) + omt_n(i)) \quad (5.36)$$

$$omt(i) + (omt_n(i) - omt - p(i)) = 0 \quad (5.37)$$

Ainsi l'ensemble des contraintes permettant de connaître le nombre de manipulations à réaliser pour modifier un schéma d'exploitation via la variable nb_{manip} est linéaire.

Cependant, il faut ajouter à cette mesure 5.36 un indice qui reflète la difficulté liée au type d'organe à manipuler pour réaliser la reconfiguration.

5.3.2 Difficulté de reconfiguration

Comme il est mentionné précédemment, en plus de la quantité de pertes à réduire, il est important de prendre en compte la difficulté à obtenir une telle configuration. Ceci peut être réalisé par l'ajout d'un coût associé à ces reconfigurations dans la fonction objectif en attribuant aux manipulations d'interrupteurs manuels un coût bien plus élevé qu'aux interrupteurs télécommandés. Effectivement, le fait de manipuler un interrupteur manuel nécessite le déplacement d'un agent sur le lieu où est localisé l'interrupteur. Cependant, il serait compliqué d'attribuer un coût précis à chaque organe manuel, ceci constituerait un sujet d'étude en soi qui ne sera pas réalisé dans cette thèse.

Dans notre cas, on attribuera un coût nul aux reconfigurations réalisables à distance et un coût non négligeable pour les interrupteurs manuels.

Suivant que l'outil intégrant ce modèle est employé pour optimiser le schéma d'exploitation à long terme, ou à court terme, comme lors de travaux ou de pannes sur le réseau, le coût d'une manipulation manuelle n'a pas le même poids par rapport à l'économie réalisée en termes de pertes.

Pour intégrer ce coût on introduit le coefficient $C_{omt}(i)$ correspondant au coût attribué à un organe de coupure, et le cout C_{pertes} correspondant au coût des pertes, ainsi la fonction objectif avec prise en compte de la difficulté de reconfiguration s'exprime en modifiant l'équation 5.8 présentée dans la section précédente :

$$Z_{energie} = \min \left(\left(\sum_{k=0}^{nb_{arc}} \sum_{j=0}^{T * nb_t} kp(k) * (P(k) * kt_{courbe_charge}(j))^2 \right) * C_{pertes} \right) + \left(\sum_{i=0}^{N_{noeud}} C_{omt}(i) * (omt_p(i) + omt_n(i)) \right) \quad (5.38)$$

Comme on peut le voir dans l'équation 5.38 de la fonction objectif du problème avec prise en compte de la difficulté de reconfiguration, la nature quadratique de l'objectif n'est pas modifiée.

5.4 Mise en oeuvre du modèle

Pour valider les modélisations de la contrainte du nombre de reconfigurations ainsi que de la prise en compte de la variabilité temporelle et spatiale des charges, un réseau de l'entreprise SRD est utilisé (SRD_A7). Les caractéristiques de ce réseau sont décrites dans le tableau 5.3 ci-dessous.

Réseau	Nombre de nœuds	charge total	Charge client bleu	Charge client jaune	Charge client vert	Nombre d'interrupteurs
SRD A7	3987	131.09 MW	109.89 MW	11.3 MW	9.9 MW	949

TABLE 5.3 – Caractéristiques du réseau A7_SRD

5.4.1 Prise en compte de la variabilité de la charge et la production

Comme il a été expliqué précédemment les cas d'études d'optimisation présentés jusqu'ici optimisent une puissance de pertes instantanée, or on sait que cette puissance n'est pas constante dans le temps. Il faut donc intégrer les méthodes de prise en compte de la variabilité de la charge présentées en section 5.2.2.2 et 5.2.2.3.

5.4.1.1 Réseau sans énergie renouvelable

Pour les deux cas d'études présentés ci-dessous, la courbe de charge décrite en section 5.2.2.1 sera utilisée, cette courbe représente une énergie totale de $309.6MWh$, il s'agit d'une courbe réelle pour la journée du 17 novembre 2016.

Sans profil

Pour ce premier cas d'étude, la modélisation de l'optimisation ne prendra pas en compte de courbe de charge pour chacun des clients du réseau, mais seulement un coefficient d'utilisation. C'est à dire par exemple que pour un client de type tarif bleu, on considérera qu'il ne consommera jamais plus de $0.8 * \max(kt_{courbe_de_charge})$ de sa puissance maximale de souscription. Ce coefficient est utilisé actuellement par SRD dans diverses estimations réalisées avec l'outil de cartographie. Il en va de même pour les clients de type tarif jaune et vert qui ne consommeront jamais plus de $0.9 * \max(kt_{courbe_de_charge})$ de leurs puissances maximales de souscription.

Dans cette étude, sera défini si le fait de ne considérer qu'une seule valeur caractéristique de la courbe de charge est suffisant pour optimiser le réseau sur cette même période considérée. Les valeurs particulières considérées sont : la puissance maximale, moyenne et minimale de la courbe de charge.

La puissance totale cumulée de l'ensemble des consommateurs réduite par leur coefficient d'utilisation est de $108121.5kW$, la puissance maximale mesurée est de $14933kW$ donc $\max(kt_{courbe_de_charge}) = 13.81\%$, la valeur moyenne de $\text{moyenne}(kt_{courbe_de_charge}) = 11.93\%$, et la valeur minimale de $\min(kt_{courbe_de_charge}) = 9.66\%$.

La fonction objectif permettant l'optimisation en termes d'énergie et non en termes de puissance est modifiée comme indiqué dans la section 5.2.2.2, à savoir :

$$Z_{\text{energie}} = \min \left(\sum_{k=0}^{nb_{arc}} \sum_{j=1}^{j=24} kp(k) * \left(P(k) * kt_{courbe_charge}(j) \right)^2 \right) \quad (5.39)$$

L'ensemble des coefficients $kt_{courbe_de_charge}$ sont détaillés dans l'annexe A.7.

Méthode d'optimisation	Pertes engendrées	Taux de pertes	Réduction de pertes	Temps de calcul
Réseau initiale	9.5730	3.1%	n/a	n/a
Courbe de charge énergie	4.8684 MWh	1.57%	49.14%	11.5 s
Valeur Puissance maximum	4.8684 MWh	1.57%	49.14%	10.38 s
valeur Puissance moyenne	4.8684 MWh	1.57%	49.14%	11.36 s
valeur Puissance minimum	4.8684 MWh	1.57%	49.14%	13.76 s

TABLE 5.4 – Résultats de la reconfiguration en fonction de l'énergie perdue avec utilisation de kt_{courbe_charge}

Le tableau 5.4 présente les résultats de l'optimisation pour les trois valeurs caractéristiques ainsi que pour la prise en compte de la courbe de charge totale.

La première remarque concerne le fait que les 3 méthodes de prise en compte de la variabilité de la charge donnent le même réseau optimisé.

Cela peut s'expliquer par le fait que le réseau est dimensionné grâce à une méthode pire-cas qui ne prend en compte que la valeur maximale de charge. De plus, les facteurs limitant une reconfiguration de réseau seraient la puissance maximale de charge des transformateurs HTB/HTA, ou bien l'intensité maximale admissible dans les lignes. Or, du fait du dimensionnement pour des cas extrêmes de charge, ces deux facteurs ne limitent aucunement la recherche d'une configuration optimale, et la configuration optimale avec la charge minimale permet quand même de faire transiter la charge lorsque celle-ci est maximale.

De plus, il est remarquable que dans cette étude les taux de pertes, correspondant au pourcentage de pertes par rapport à la charge sont cohérents avec ce qui est observé dans la réalité. Cette optimisation permettrait donc de réduire de près de moitié l'énergie perdue sur une journée de 24 heures.

Donc d'après ce cas d'étude, il n'est pas nécessaire de prendre en compte la variabilité de la charge pour obtenir le réseau qui minimise l'énergie perdue sur une période. Cependant, cette conclusion est vraie sur ce réseau en particulier qui ne présente pas de problèmes de lignes électriques qui approchent l'intensité maximale de transit. Pour confirmer cette tendance, il faudrait réaliser la même étude pour l'ensemble du réseau de la Vienne et vérifier que cette conclusion est vraie pour chaque cas.

De plus, ici l'hypothèse de charge attribuée à chaque consommateur le même coefficient kt_{courbe_charge} , c'est à dire que tous les clients consomment de la même manière à chaque instant de la courbe de charge.

Avec profil

Dans ce cas d'étude, l'objectif est de réaliser les mêmes analyses que dans le cas précédent, mais en appliquant des profils de charge différents aux trois types de clients différentiables sur le réseau, à savoir bleu, jaune et vert. Les profils de charge correspondent aux différentes valeurs $coef_{couleur}(t)$ dont le calcul est décrit dans la section 5.2.2.3, de plus l'ensemble de ces valeurs est répertorié dans le tableau 5.2 de cette même section.

La fonction objectif est modifiée conformément à l'équation 5.26 de la section 5.2.2.3 ainsi que les contraintes de calcul des variables des flux conformément aux équations 5.17 à 5.25 de la même section.

De la même manière que précédemment, un schéma optimal est calculé en prenant seulement les valeurs caractéristiques : maximale, minimale et moyenne de la courbe de charge. A savoir, à l'instant $t = 19$ pour la valeur maximale, $t = 5$ pour la valeur minimale, et $coef_{bleu} = 0.1145121$, $coef_{jaune} = 0.014843$ et $coef_{vert} = 0.01492139$ pour les valeurs moyennes. On réalisera aussi l'optimisation en prenant en compte l'ensemble de la courbe de charge.

Méthode d'optimisation	Pertes engendrées	Taux de pertes	Réduction de pertes	Temps de calcul
Réseau initiale	11.262 MWh	3.64%	n/a	n/a
Courbe de charge énergie	5.2671 MWh	1.70%	53.81%	417.52 s
Valeur Puissance maximum	5.2093 MWh	1.68%	53.74%	1237 s
valeur Puissance moyenne	5.2671 MWh	1.70%	53.23%	297 s
valeur Puissance minimum	5.2663 MWh	1.70%	53.24%	207 s

TABLE 5.5 – Résultats de la reconfiguration en fonction de l'énergie perdue avec utilisation de profils par type de client

Dans le cas avec prise en compte de profil de charge par type de client, il est observable que malgré le fait que l'énergie globale reste inchangée (309.569 MWh) la quantité des pertes engendrées n'est pas la même. En effet, le réseau actuellement mis en place engendre une quantité d'énergie perdue supérieure de $1.69 MWh$.

De plus dans ce cas, la meilleure configuration est obtenue lorsque le calcul se base sur la valeur maximale de la courbe de charge et non pas lorsque l'intégralité de celle-ci est prise en compte dans la fonction objectif. Cependant, ce résultat est à modérer dans le sens ou bien que la réduction de pertes soit légèrement plus élevée, la différence avec la configuration obtenue en prenant en compte l'intégralité de la courbe de charge est minime. De plus, il faut noter que le temps nécessaire à l'obtention de cette solution est plus élevé.

5.4.1.2 Insertion des énergies renouvelables

L'objectif de cette étude est de vérifier la possibilité d'insérer la production d'énergie renouvelable dans la recherche d'un schéma d'exploitation optimisé.

Comme pour le cas sans production, deux cas d'études sont mis en place, à savoir l'un avec seulement une différenciation temporelle de la charge, et l'autre avec une différenciation spatiale. La production quant à elle sera toujours prise en compte en utilisant un profil de production. Ce profil de production est issu de courbes de production mesurées.

Ceci est possible car les productions directement reliées au réseau HTA sont équipées de dispositif de mesure.

Pour les productions BT la courbe de production d'une installation photovoltaïque reliée au réseau HTA (donc mesurée) géographiquement proche est retenue.

Dans ce cas d'étude deux types de production, une installation photovoltaïque et une installation éolienne, toutes les deux reliées au réseau HTA, son envisagés. Le graphe 5.6 représente la courbe de production de ces deux installations.

Concernant la modélisation du problème, l'insertion des ENR impose dans tous les cas d'ajouter un vecteur de variables par type de production. En effet, il est impératif de différencier les flux de production des flux de consommation, pour pouvoir leur appliquer une courbe de charge et de production différente. Sans cela, il ne serait pas possible de modéliser les moments où la production est égale à la consommation.

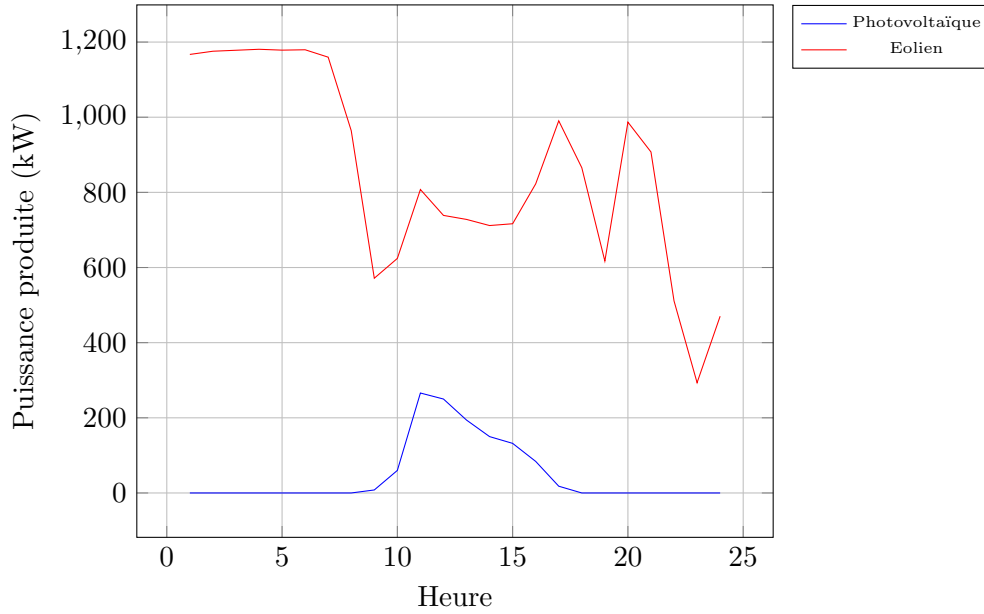


FIGURE 5.6 – Courbe de production des installations ENR HTA

Par exemple, dans le cas de la modélisation de la variation temporelle seule (cf : 5.2.2.2) sans profil, si le coefficient $kt_{courbe_charge}(h)$ de la fonction 5.8 aurait une valeur nulle, la consommation ainsi que la production seraient nulles. Ceci reviendrait à considérer qu'il n'y a aucun flux sur le réseau or, il est évident qu'il existe un flux des productions décentralisées vers les consommations.

Sans profil de consommation et avec profil de production

Donc pour la modélisation sans profil, il faut ajouter un vecteur de variables par type de production en plus du vecteur de consommation et modifier la fonction objectif 5.8 de cette manière :

$$Z_{energie} = \min \left(\sum_{k=0}^{nb_{arc}} \sum_{j=0}^{j=T*nb_t} kp(k) * (P(k) * kt_{courbe_charge}(j))^2 \right) \quad (5.40)$$

Devient :

$$Z_{energie} = \min \left(\sum_{k=0}^{nb_{arc}} \sum_{j=0}^{j=T*nb_t} kp(k) * \left((P_{conso}(k) * kt_{courbe_charge_conso}(j)) - (P_{prod_photo}(k) * kt_{courbe_prod_photo}(j)) - (P_{prod_eol}(k) * kt_{courbe_prod_eol}(j)) \right)^2 \right) \quad (5.41)$$

Concernant les variables $P_{prod_photo}(k)$ et $P_{prod_eol}(k)$ elles sont calculées en mettant en place le même type d'équations de contraintes que celle du modèle avec profil (5.17-5.25).

Contrairement à la modélisation en puissance instantanée il n'est pas nécessaire que les variables soit négatives, c'est dans la fonction objectif que la soustraction est réalisée.

Les caractéristiques du modèle sont détaillées dans le tableau 5.6

Dans ce cas d'étude (scénario(1)) l'installation photovoltaïque a une puissance maximale de production de $800kW$ et l'installation éolienne de $1200kW$. D'après la courbe de production 5.6, l'énergie produite par ces deux installations sur la période considérée, à savoir 24h, est de $20.55MWh$. De plus, l'énergie consommée est toujours de $309.59MWh$ ce qui nous donne une

Réseau	Nombre de variables binaires	nombre de variable continue	nombre de contraintes
SRD_A6	8041	24123	100383

TABLE 5.6 – Caractéristiques du modèle sans prise en compte des profils de charge

énergie totale soutirée au réseau de transport de $309.59 - 20.55 = 289.04 MWh$. L'ensemble des paramètres de ce cas d'étude sont détaillés en annexe A.7 et A.8.

A partir de cette même modélisation, un deuxième cas d'étude (scénario(2)) est mis en place en prenant en compte en plus les productions BT. Celles-ci étant quasi exclusivement de type photovoltaïque, il n'est pas nécessaire d'ajouter de nouvelles variables. La même variable $P_{prod_photo}(k)$ est utilisée, mais l'ensemble de la production photovoltaïque sera de $800kW + 15311kW$, l'énergie totale photovoltaïque produite sera de $1.162 + 22.24 = 23.4 MWh$.

Il faut noter que l'énergie produite par les installations BT peut s'avérer très élevée lors des périodes ensoleillées. Parfois, il a déjà été observé dans certaines parties du réseau de SRD des moments où l'énergie produite par les installations photovoltaïques BT est supérieure à la consommation de ce même réseau.

Scénario	Méthode	Pertes engendrées	Taux de pertes	Réduction de pertes	Temps de calcul
Scénario (1)	Réseau actuel	9.34 MWh	3.23%	n/a	n/a
	Courbe de charge énergie (a)	4.42 MWh	1.53%	52.65%	3158.8 s
	max conso max prod (b)	4.55 MWh	1.57%	51.3%	4247 s
	max conso moyenne prod (c)	4.43 MWh	1.53%	52.54%	3362 s
	sans production (d)	4.56 MWh	1.58%	51.13%	11.5 s
Scénario (2)	Réseau actuel	8.32 MWh	3.12%	n/a	n/a
	Courbe de charge énergie (a)	3.97 MWh	1.48%	52.45%	34085 s
	max conso max prod (b)	4.33 MWh	1.62%	47.92%	35000 s
	max conso moyenne prod (c)	3.965 MWh	1.49%	52.35%	35000 s
	sans production (d)	4.11 MWh	1.54%	50.64%	11.5 s

TABLE 5.7 – Résultats de la reconfiguration en fonction de l'énergie perdue avec insertion de production sans profil de consommation

Dans le tableau 5.7 les résultats des optimisations avec prise en compte de la production mais sans prise en compte des profils de consommation sont présentés. Les résultats obtenus avec cette méthode (a) sont aussi comparés à ceux où la production n'a pas été prise en compte (d). Il a aussi été fait une comparaison avec une optimisation en puissance instantanée. Pour le cas en puissance instantanée, c'est la situation où la consommation est maximale qui est optimisée avec la valeur maximale (b) et moyenne (c) des productions. L'ensemble de ces comparaisons a été réalisé sur les deux scénarios, à savoir avec ou sans prise en compte des productions BT.

On peut observer que c'est lorsque toute la courbe de charge est prise en compte (a) que le réseau présente le taux de pertes le plus faible dans le cas du scénario (1).

Cependant, sans prise en compte de la production, la réduction de pertes reste tout de même élevée. Cependant, il est notable qu'optimiser sur une valeur instantanée dans le cas (b) présente une réduction de pertes quasi similaire à celui du cas (d).

Néanmoins, la prise en compte de la production HTA seulement, augmente sensiblement le temps nécessaire à l'obtention d'un optimum par rapport au cas sans prise en compte des productions d'ENR. En fonction de l'utilisation de l'outil d'optimisation il ne sera donc pas toujours judicieux de prendre en considération les productions décentralisées.

En ce qui concerne le scénario (2) c'est à dire lorsque la production présente sur le réseau BT est elle aussi modélisée, la première remarque concerne le temps de résolution qui est encore

plus élevée que dans le scénario (1) et cela s'applique à tous les types d'optimisation (a),(b),(c) et (d).

De plus, c'est la méthode (c), à savoir lorsque l'on optimise avec les puissances instantanées, que la consommation est maximale et que la production moyenne est prise en compte que l'optimisation est la plus performante. Il faut noter que le gap relatif (OPTCR) 4.3.2.5 de la solution obtenue pour la méthode (a) est de zero (optimum), la méthode (b) de 12% et la méthode (c) de 3%. De plus, le fait que la méthode (b) soit moins performante que la méthode (d) peut s'expliquer par le fait que la production locale d'énergie est sur-estimée et par conséquent les courants dans les lignes sont sous-évalués, donc les pertes aussi, or le cas sans production s'apparenterait au pire cas.

Concernant les temps de résolution des cas d'étude du scénario (2) il a pu être observé que pour la méthode (a) une solution avec un gap relatif de 10% est obtenu en 1760s et qu'il faut par la suite attendre 4000s supplémentaires pour obtenir une solution avec un gap de 5%.

La figure 5.7 représente l'évolution du gap relatif de la solution, par rapport au temps, en parallèle de cela on peut observer l'évolution de la fonction objectif.

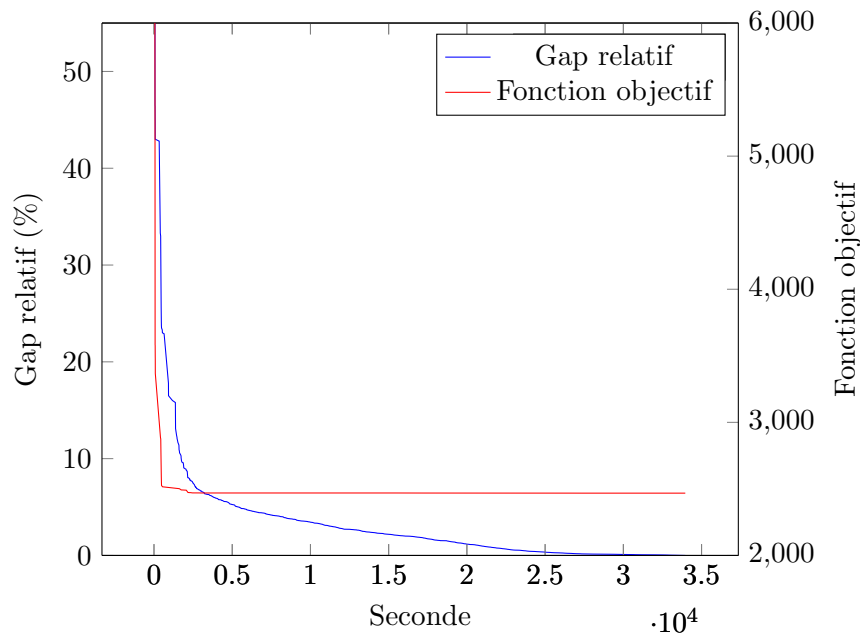


FIGURE 5.7 – Evolution du gap relatif (OPTCR) pour la méthode (a) du scénario (2)

Il est visible que la majorité de la réduction du gap relatif ainsi que de la réduction de la valeur de la fonction objectif est effectuée durant les 3000 premières secondes.

Plus précisément, à 545s la valeur de la fonction objectif est de $z(545) = 2515.75$, à ce moment là de la résolution, le gap calculé est de 22.9% or si on recalcule le gap entre la valeur optimale donc $z_{opt} = 2468.1$ et $z(545)$, on obtient un gap de $\frac{(2468.1-2515.75)}{2515.75} = 1.89\%$.

Le gap est calculé à partir de la meilleure borne inférieure de la fonction objectif connue au moment où celui est calculé, et à 545s la valeur inférieure de la borne de la fonction objectif connue est de 1939 donc le gap indiqué à ce moment de la résolution est de $\frac{(1939-2515.75)}{2515.75} = 23\%$.

Il semblerait donc que se soit la recherche des bornes de la fonction objectif du problème qui soit très longue et qui par conséquent allonge le temps de résolution et non la recherche de la solution en elle même.

Avec profil de charge et de production

Le cas d'étude précédent illustre les résultats de l'optimisation d'un réseau avec prise en compte des productions mais sans profil de consommation, ici les profils de consommations sont ajoutés au modèle. Comme il a été précisé précédemment pour insérer des profils de productions dans la recherche d'un schéma optimal minimisant les pertes, il faut ajouter autant de vecteurs de variables que de profils que l'on souhaite modéliser. Dans notre cas, cela nous amène à un modèle avec 5 vecteurs de variables, 3 pour les types de clients consommateurs (bleu, jaune et vert) et 2 pour les productions (éolienne et solaire).

Cette modélisation est extrêmement lourde, en effet les caractéristiques de celle-ci sont présentées dans le tableau 5.8. Néanmoins, il faut noter que cette modélisation n'augmente pas le nombre de variables binaires mais seulement le nombre variables continues. Le simple fait de lire, interpréter et charger en mémoire ce cas d'étude demande déjà un temps non négligeable de la part du solveur (environ 50 secondes).

Réseau	Nombre de variables binaires	Nombre de variables continues	Nombre de contraintes
SRD_A6	8041	48246	156603

TABLE 5.8 – Caractéristiques du modèle avec prise en compte des profils de charge et de production

La résolution de ce problème s'est avérée plus fastidieuse que sans prise en compte de la production, il semblerait que le nombre de variables à traiter en soit la cause, ainsi que la difficulté de réduction des bornes de la fonction objectif. Car, il n'est plus nécessaire que les variables soient négatives, ce qui en théorie aurait du maintenir une certaine rapidité. Par conséquent, il n'a pas été possible d'obtenir une solution optimale.

Ici, il est envisagé une autre étude avec le même profil de production mis en place précédemment et avec l'énergie globale consommée et produite identique au cas d'étude précédent, à savoir $309.59 - 20.55 = 289.04 MWh$. Les profils de consommations (bleu, jaune et verts) sont identiques à ceux utilisés dans le cas d'étude sans production.

Scénario	Réseau	Pertes engendrées	Taux de pertes	Réduction de pertes	Temps de calcul
Scénario (1)	Réseau actuel	11.0325 MWh	3.82%	n/a	n/a
	Courbe de charge énergie (a)	4.79 MWh	1.66%	52.65%	43000 s
	sans production (d)	4.99 MWh	1.72%	54.73%	417.52 s

TABLE 5.9 – Résultats de la reconfiguration en fonction de l'énergie perdue avec insertion de production sans profil de consommation

Dans le tableau des résultats 5.9 il ressort de l'optimisation avec prise en compte des profils de production et consommation que le temps nécessaire à l'obtention d'une solution est très long, et celle-ci n'est pas optimale. Ici la solution au problème (a) présente un gap relatif de 13.4%. Cependant, comme il a été précisé dans le cas d'étude précédent, il se peut que la solution optimale correspondante est une fonction objectif proche de cette valeur. Il s'avère que le solveur éprouve des difficultés à faire évoluer les bornes qui permettent le calcul du gap relatif et donc de prouver l'optimalité de la solution sous-optimale actuelle.

En effet cela se confirme en réalisant la même observation que dans le cas précédent, à savoir que la solution atteint un gap relatif de 23% au bout de 2185 secondes, après avoir exploré qu'un seul nœud de l'arbre de recherche du "branch and bound", puis par la suite la solution atteint le

gap de 13.4% après 43000 secondes.

Il faut noter que pour obtenir cette solution, il a été nécessaire de modifier les options par défaut du solveur pour lui imposer de prioriser l'amélioration des bornes de la fonction objectif.

5.4.2 Nombre de reconfigurations

La validation du comptage du nombre de reconfiguration n'a pu se faire que manuellement en vérifiant la différence entre l'état initial des organes de coupure renseigné dans l'outil de cartographie de SRD et l'état final des interrupteurs du schéma d'exploitation optimisé. Cette vérification a donc permis de confirmer que la méthode de calcul présentée précédemment nous permet bien de détecter les modifications d'état d'un organe de coupure et le nombre total de manipulation à réaliser pour modifier le schéma d'exploitation.

Cependant, dans la structure du réseau actuel, un grand nombre d'interrupteurs, même si leur état est modifié, ne changeront pas la structure du réseau, et par conséquent n'auront pas d'impact direct sur la réduction des pertes. Or, en réalité, il n'est pas concevable de modifier une trop grande quantité d'interrupteurs, car certains d'entre eux nécessitent l'intervention manuelle d'un agent sur le terrain. Donc, il pourrait être intéressant de voir s'il n'existe pas un nombre de reconfigurations seuil qu'il n'est pas nécessaire de franchir tout en réduisant efficacement les pertes dans le réseau.

Nombre de reconfiguration maximal	Pertes engendrées (MWh)	Réduction de pertes	Temps de calcul (s)
Pas de limites (70)	5.2671	54.67%	20.41
50	5.2711	54.63%	28.52
30	5.2688	52.08%	269.77
20	5.6213	51.7%	281.05
15	5.7292	50.7%	335.54
10	6.2152	46.51%	76.36
8	6.6805	42.51%	28.87
6	7.4306	36.05%	24.16
4	7.625	34.38%	13.72
0	11.262	n/a	0.22

TABLE 5.10 – Résultat des reconfigurations du réseau A7_SRD

Le tableau 5.10 présente les résultats de la reconfiguration du réseau SRD_A7 avec prise en compte de la variabilité des charges à l'aide des profils (bleu jaune et verts), et avec un nombre de reconfigurations maximal imposé. La configuration obtenue avec un nombre de reconfigurations maximal nul correspond au schéma actuellement mis en place dans la réalité et sera prise comme référence pour le calcul de la réduction de pertes.

Il faut noter que pour cette étude la charge totale prise en compte est de 309.59MWh, ce qui correspond à l'énergie transitée sur le réseau comme dans l'exemple précédent. L'utilisation de ces courbes de profil ont pour but de simuler au mieux les conditions de charges que l'on retrouve dans la réalité.

Tout d'abord, il faut noter que c'est lorsque le nombre de reconfigurations n'est pas limité que la réduction des pertes est la plus élevée. La configuration correspondante est obtenue en manipulant 70 interrupteurs et la réduction des pertes est estimée à 54.67% dans ce cas d'utilisation. Ceci confirme que l'optimisation ne manipule pas sans raison des organes de coupure.

Cependant, il apparaît qu'en limitant le nombre de manipulations à 60 soit 10 de moins que sans limitation, on obtient la même quantité de pertes.

En effet, certaines manipulations d'interrupteurs ne modifient pas réellement la structure du réseau, car au sein d'une même composante connexe (appelée départ) il existe des bouclages (cycle) qui par conséquent permettent d'alimenter le même nœud par ses deux extrémités. Or, si les deux

branches ont les mêmes caractéristiques, la quantité des pertes ne sera pas modifiée, mais cela entraîne des modifications d'interrupteurs supplémentaires.

De plus, on voit aussi qu'avec seulement quatre manipulations, il est possible de réduire de 34.4% la quantité de pertes, cela signifie donc qu'il n'est pas nécessaire de modifier profondément le réseau pour réduire efficacement les pertes.

Les modifications du réseau engendrées par les quatre reconfigurations sont détaillées ci-dessous sur la figure 5.8. La figure 5.8a, représente le réseau initial avant optimisation, et les portions de réseau colorées correspondent aux portions impactées par la reconfiguration. La figure 5.8b représente le réseau après optimisation. Sur ces deux figures, la modification transfère une partie de réseau d'une source vers une autre, ces transferts de charges sont décrits dans le tableau 5.11.

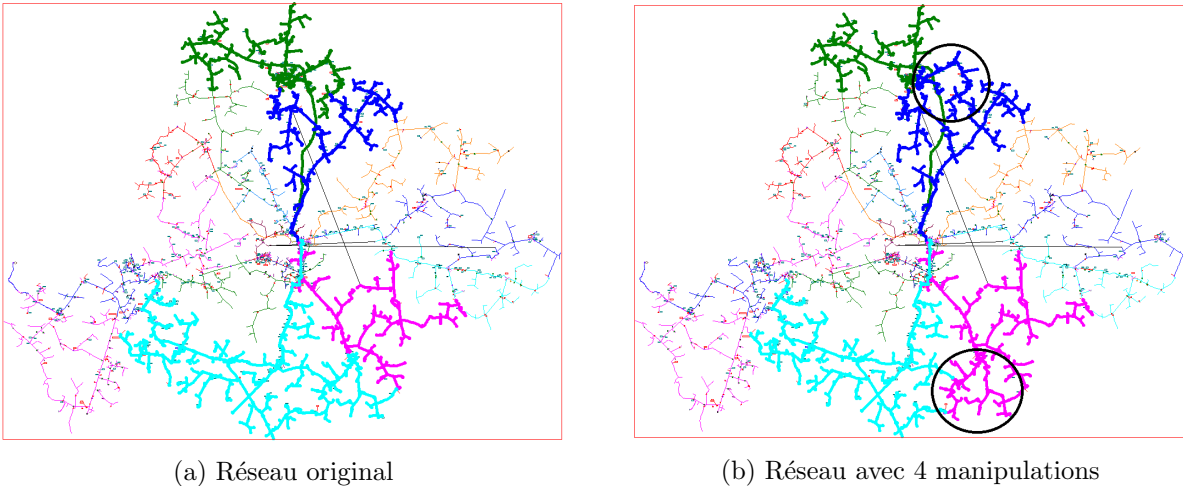


FIGURE 5.8 – Illustration d'une reconfiguration

Dans le tableau 5.11 seul les départs impactés par l'optimisation sont détaillés, le reste du réseau étant inchangé. On voit donc que le transfert de charges du départ bleu turquoise (rchambault) vers le départ rose (Terrierre) entraîne un report d'énergie de $14.8MWh$ et le transfert de charges entre les départs vert (Paradis) et bleu (Bethines) entraîne un report d'énergie de $11.4MWh$. Ces transferts de charges augmentent les pertes dans les départs Archambault et Paradis d'environ $772kWh$ durant la période considérée, mais les réduisent dans les départs Terrierre et Bethines de $4.41MWh$. Ce qui nous donne un gain global de $4.410 - 0.772 = 3.638MWh$ ce qui correspond à la réduction de pertes de 34.38% ($11.262 - 7.625 = 3.6370MW$).

Départ	Charge Initiale (MWh)	Charge après reconfiguration (MWh)	Transfert de charge (MWh)	Différence de pertes (MWh)
Rose (Archambault) 3197	10.5	25.3	14.8	0.402
Turquoise (Terriere) 3198	50.6	35.8	-14.8	-3.76
Vert (Paradis) 3786	43.3	31.9	11.4	-0.65
Bleu (Bethines) 3793	18.8	30.2	-11.4	0.37
			0	-3.638

TABLE 5.11 – Détail des transferts de charge du réseau optimisé avec 4 reconfigurations

Cette étude nous a permis de tester la méthode de calcul du nombre de modifications d'interrupteurs nécessaires à l'optimisation du réseau, et nous a aussi permis d'observer que même avec très peu de reconfigurations, il est possible de réduire la quantité de pertes engendrées par le réseau optimisé. Ce point est d'autant plus important, puisqu'en pratique il n'est pas possible de modifier un trop grand nombre d'interrupteurs.

De plus, tous les interrupteurs ne présentent pas la même difficulté de manipulation, par conséquent,

il faut introduire dans la fonction objectif le coût associé aux manipulations comme il est décrit dans la section 5.3.2.

Difficulté de reconfiguration

La fonction objectif a été modifiée pour intégrer la difficulté de reconfiguration, à savoir la prise en compte du fait qu'un organe de coupure télécommandé ne demande aucun effort particulier pour être manipulé contrairement à la modification d'un interrupteur manuel auquel on a attribué un coût de 30€. La pertinence de ce coût est discutable, mais c'est une estimation basée sur le temps nécessaire à un agent pour se rendre sur les lieux ainsi que le coût du déplacement.

De plus, il a fallu aussi introduire dans la fonction objectif un coût aux pertes C_{pertes} . Celui-ci est fixé à 45€/MWh. Ce prix correspond à celui auquel SRD paye sa quantité de pertes.

Le coût de manipulation d'un organe de coupure manuel tel qu'il est introduit ici signifie que la réduction de la valeur de la fonction objectif doit être d'au moins 30€, soit $\frac{30}{45} = 666kWh$ de pertes, pour que l'interrupteur soit modifié.

Il faut noter qu'il ne peut y avoir de valeur unique pour tous les organes de coupure manuels, et c'est à l'utilisateur du modèle de définir un prix qui reflète au mieux ses objectifs.

Dans le tableau 5.12 la méthode (1) correspond à l'optimisation sans coût attribué aux interrupteurs et la méthode (2) correspond à l'optimisation prenant en compte la difficulté de reconfiguration. Néanmoins, ces deux méthodes utilisent le même coût de pertes à savoir 45€/MWh.

Nombre de reconfiguration maximal	Nombre d'interrupteurs réellement manipulés				Réduction de pertes	
	Total		Manuel		Méthode(1)	Méthode(2)
	Méthode(1)	Méthode(2)	Méthode(1)	Méthode(2)		
n/a	68	22	36	0	54.7%	45.3%
50	50	22	23	0	54.6%	45.3%
30	30	22	14	0	52.1%	45.3%
20	20	20	9	0	51.6%	45.4%
15	14	14	5	0	50.7%	45.5%
10	10	10	3	0	46.5%	44.2%
8	8	8	3	0	42.5%	39.7%
6	6	6	3	0	36.1%	32.6%
4	4	4	2	0	34.4%	30.9%

TABLE 5.12 – Caractéristiques des interrupteurs manipulés

Le tableau 5.12 détaille le nombre d'interrupteurs réellement manipulés ainsi que le nombre d'interrupteurs manuels à modifier pour obtenir le schéma optimisé lorsque la difficulté de reconfiguration est prise en compte ou non.

Tout d'abord, il convient de préciser que les temps nécessaires à l'obtention de ces solutions sont quasi identiques entre les deux méthodes, en effet l'ajout de la formule du calcul du coût des reconfigurations ne complique pas la recherche de la solution.

De plus, il est à noter qu'ajouter un coût aux manipulations permet par la même occasion de réduire globalement le nombre de manipulations totales.

Dans le cas où les reconfigurations ne sont pas limitées, l'optimisation avec la méthode (2) se limite à 32 manipulations avec seulement 4 interrupteurs manuels, contre 70 manipulations avec 32

interrupteurs manuels pour la méthode (1).

Cependant, il s'avère que la réduction de pertes est plus faible avec la méthode (2), mais ceci est complètement cohérent. Si le coût d'obtention des solutions de la méthode (1) est évalué en introduisant le coût des reconfigurations et non pas seulement la quantité de pertes, il apparaît qu'aucune des solutions proposées ne diminue réellement le coût. Le tableau 5.13 détaille le coût chiffré en euro induit par les reconfigurations des deux méthodes.

Cependant, il revient à l'utilisateur de l'outil intégrant ce modèle d'optimisation de chercher un coût qui permettra de ne pas trop dégrader la qualité de l'optimisation selon son expérience du nombre de reconfigurations qu'il est raisonnable de considérer.

Nombre de reconfiguration maximal	Réduction de pertes		Coût (€)	
	Méthode(1)	Méthode(2)	Méthode(1)	Méthode(2)
n/a	54.7%	45.3%	1317	286.15
50	54.6%	45.3%	927.2	286.15
30	52.1%	45.3%	670.6	286.15
20	51.6%	45.4%	523	286.48
15	50.7%	45.5%	407.8	284.93
10	46.5%	44.2%	369.7	291.99
8	42.5%	39.7%	390.6	315.2
6	36.1%	32.6%	424.4	352.6
4	34.4%	30.9%	403.1	361.4

TABLE 5.13 – Coûts calculés pour la journée optimisée

Le coût indiqué dans le tableau 5.13 est calculé en multipliant la quantité de pertes par son prix et en ajoutant le nombre de manipulations manuelles multiplié par 30€.

Ainsi pour la période considérée, à savoir une journée, aucune des solutions proposées avec la méthode (1) ne permet d'atteindre un coût d'exploitation du réseau inférieur à celui calculé avec la méthode (2).

Remarque

Dans le cas d'étude présenté précédemment, l'optimisation cherche à réduire le coût d'exploitation du réseau sur une période d'une seule journée, or sur cette période le coût des pertes est plus faible que le coût des manipulations d'interrupteurs manuels. En effet, si cette même configuration est conservée sur une semaine, en supposant que chaque jour de cette semaine soit identique à celui étudié ici, il serait peut être intéressant de manipuler des organes de coupures manuels. Le graphe 5.9 montre l'évolution du coût d'exploitation du réseau obtenue sans limitation du nombre de reconfigurations pour les méthodes (1) et (2).

Ce n'est qu'à partir du 22eme jour que le coût d'exploitation du réseau, où le coût des manipulations est pris en compte, devient moins rentable que l'autre méthode.

Cette constatation signifie que si le réseau est conservé dans le même état pour une certaine durée, il arrive un moment où le coût induit par les manipulations d'interrupteurs manuel est récupéré par la réduction du coût des pertes.

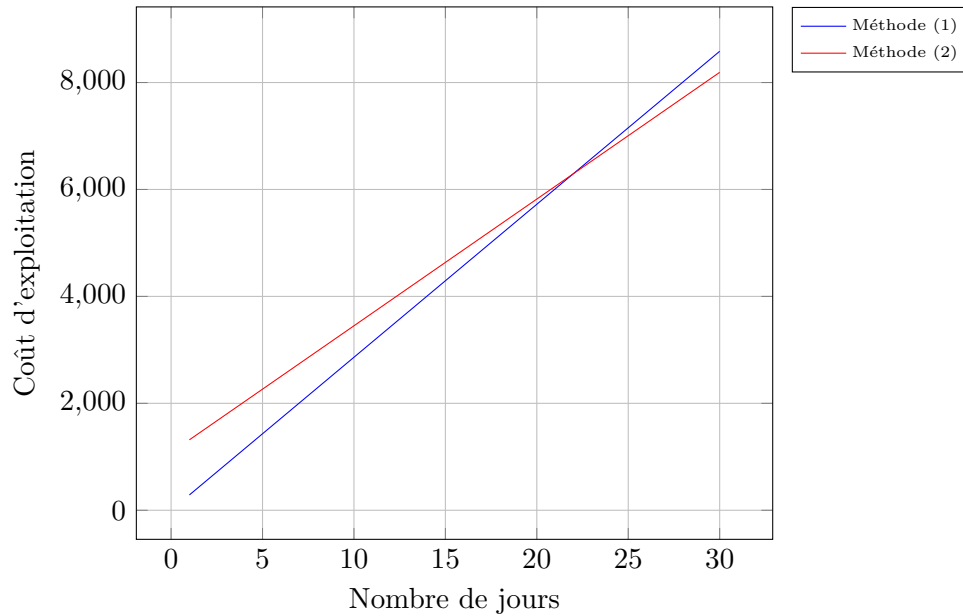


FIGURE 5.9 – Évolution du coût d'exploitation du réseau optimisé

5.4.3 Conclusion sur l'étude

Ces différents cas d'étude ont permis de tester les méthodes de prise en compte de la variabilité de la charge. Il s'avère que pour le réseau étudié, la prise en compte de la variabilité n'était pas indispensable à l'obtention d'une solution qui minimise les pertes sur une durée.

Pour la méthode qui ne prend pas en compte les profils de consommation, il ressort que le même réseau optimisé sur la base d'une puissance instantanée (minimum, maximum ou moyenne) renvoyait le même résultat que lorsque la fonction objectif intègre la courbe de charge.

Pour la modélisation prenant en compte les profils de consommation, on constate que c'est lorsque la puissance maximale est considérée en puissance instantanée que le meilleur schéma d'exploitation est obtenu. Cependant, il convient de préciser que l'écart de performance avec le schéma optimisé en prenant en compte l'intégralité des profils est très faible, mais que le temps nécessaire à l'optimisation sur la puissance instantanée est nettement plus long.

D'une manière générale, pour la même énergie transitée au niveau des postes sources, le fait de négliger les profils de consommations a pour impact de sous estimer les pertes.

L'insertion d'énergies renouvelables sur le réseau avec l'utilisation de courbes de mesure de la production a fait l'objet d'une étude spécifique. Le modèle permet bien l'insertion des productions décentralisées dans le réseau pour le cas sans prise en compte des profils de consommations, mais la résolution est bien plus fastidieuse lorsque les profils des consommations sont ajoutés au modèle. Il semblerait que la taille du problème soit une des causes de cet allongement du temps de résolution, et différentes options du solveur ont été testées pour palier à cette problématique. Néanmoins, il a été constaté que les schémas d'exploitations obtenus avec la prise en compte des productions (même sous-optimaux) étaient toujours meilleurs qu'en les négligeant.

Ces différents cas d'études nous ont aussi permis de conclure que la méthode de comptage du nombre de manipulations nécessaires à la reconfiguration du réseau était valable et fonctionnelle. De plus, une étude de l'impact du nombre de reconfigurations sur la réduction de pertes a permis

de déterminer qu'elles pouvaient être sensiblement réduites avec un nombre limité de manipulations.

De plus, une méthode de prise en compte de la difficulté liée à la reconfiguration a été mise en place en introduisant un coût supplémentaire à la fonction objectif. Cette nouvelle fonction nous permet bien de limiter l'utilisation des interrupteurs nécessitant le déplacement d'un agent sur le terrain pour modifier la structure du réseau tout en réduisant les pertes. Cependant, il conviendra à l'utilisateur de modifier le coût de la manipulation des interrupteurs pour répondre à ces objectifs en fonction de la durée d'utilisation du schéma d'exploitation recherché.

5.5 Conclusion

Le modèle d'optimisation exposé dans les sections précédentes aboutit à de bonnes performances d'un point de vue théorique, et des expérimentations réalisées sur des cas d'études du réseau de SRD, laissait envisager une possibilité d'utilisation dans un contexte industriel réel. Cependant, le modèle se devait d'être complété pour faire face à des contraintes opérationnelles propres à l'exploitation des réseaux et non pas dans l'objectif d'améliorer les performances du modèle.

Les contraintes d'exploitation évoquées dans la section 2.4.2 ainsi que dans les conclusions du chapitre précédent ont été ajoutées au modèle d'optimisation pour pouvoir être utilisé dans un contexte réel. Elles concernent :

- la prise en compte de la difficulté de reconfiguration du réseau optimisé ;
- l'optimisation d'une énergie perdue et non d'une puissance ;
- la prise en compte de la variabilité de la charge.

Concernant le premier point, la problématique de la difficulté de la reconfiguration a été envisagée à deux niveaux de précisions différents. Un premier critère d'évaluation de la difficulté de reconfiguration consiste à comptabiliser le nombre de manipulations d'interrupteurs nécessaires pour l'obtention d'une solution optimale. Le calcul du nombre de reconfigurations a été mis en place et vérifié manuellement sur un réseau de SRD et une étude sur l'impact de la limitation du nombre de manipulations sur la quantité de pertes engendrée a été conduite. Elle a révélé que le gain en termes de pertes était très élevé même pour un nombre de manipulations limité.

Par ailleurs, le nombre de manipulations doit être restreint, car il n'est pas envisageable de modifier par exemple 70 interrupteurs. Par contre, il est difficile de donner une limite précise d'un nombre maximum autorisable. En réalité, si le gain en termes de pertes est conséquent, il peut être envisagé de modifier beaucoup d'interrupteurs si le réseau reste dans cette configuration pour une longue durée. De plus, tous les interrupteurs du réseau ne se manipulent pas de la même manière, certains sont télécommandables à distance et d'autres sont à manœuvrer manuellement sur le terrain, ce qui ne présente pas du tout la même difficulté.

Ainsi, un deuxième critère d'évaluation a été considéré, en insérant dans la fonction objectif un coût de reconfiguration lié au type d'organe de coupure manipulé pour obtenir la solution. Cette reformulation de l'objectif a été introduite et évaluée. Les résultats révèlent que le nombre de reconfigurations a tendance à s'auto-limiter lorsqu'un coût lui est associé. Cependant, cela n'a pas empêché de réduire efficacement les pertes engendrées par le réseau optimisé.

De plus, la fonction objectif satisfait totalement nos attentes, car on observe une diminution radicale du nombre de manipulations d'organes non télécommandés. Cependant, il faut aussi noter que c'est l'utilisateur de l'outil qui intégrera ce modèle d'optimisation qui devra définir le coût qui lui convient pour limiter le nombre de manipulations difficiles sans pour autant dégrader fortement la réduction des pertes électriques. De plus, ce coût devra aussi prendre en compte la durée pendant laquelle le réseau sera exploité.

En ce qui concerne l'aspect de l'optimisation du réseau en terme d'énergie et non de puissance, une méthode a été présentée pour réaliser l'intégration de la puissance dans le calcul des pertes. Cette méthode correspond à une intégration de Reimann de la puissance dans la fonction objectif et permet donc de réaliser l'optimisation sur une fonction objectif proportionnelle à une énergie. Il a pu être observé que lors de l'optimisation d'un réseau réel de SRD les pertes sont réduites de l'ordre de 50%. Néanmoins, ce chiffre est valable pour ce cas d'étude avec les hypothèses de charge propres à cette étude.

Cependant, sans prise en compte de la variabilité des charges, il a été observé que l'optimisation

sur une puissance instantanée est aussi efficace que l'optimisation sur l'énergie. Mais cette conclusion est vraie pour un réseau qui ne présente pas de limitations techniques particulières, que ce soit en termes de capacité des transformateurs de puissance ou bien d'intensité maximale admissible dans les lignes.

L'intérêt principal de prendre en compte l'énergie et non la puissance instantanée est de définir le meilleur schéma d'exploitation pour une durée avec des conditions de charge et de production qui varient dans le temps et non seulement sur une puissance instantanée qui n'est valable qu'une seule fois. Cela signifie que sans prise en compte des différences de comportement des charges, il est considéré que tout le monde consomme de la même manière à chaque instant de la période optimisée. Par conséquent, il est normal d'observer un comportement de l'optimisation similaire entre l'optimisation en puissance instantanée et en énergie.

La variabilité de la charge ne peut donc pas être envisagée d'une manière globale, mais doit être étudiée localement au travers de l'optimisation par la différenciation de toutes les charges et les productions au cours du temps. Cela signifie qu'il faut pouvoir définir une courbe de charge propre à chaque nœud du réseau. Bien entendu l'idéal serait d'avoir des points de mesure en chacun de ces nœuds, mais ceci n'est pas encore possible.

La notion de profil de charge et production a donc été introduite en augmentant le nombre de variables de flux par le nombre de profils à modéliser. Cependant, dans ce cas, le même comportement que sans la différenciation des charges est constaté, à savoir que l'optimisation sur une puissance instantanée est autant efficace que lorsqu'une courbe de charge est attribuée à chaque nœud du réseau.

De même que pour le modèle sans profil, le gain en termes de pertes pour le cas d'étude a été estimé à environ 53%. Ces observations paraissent plausibles, car aujourd'hui, aucune optimisation du réseau n'a été réalisée donc la marge de réduction de pertes reste élevée.

La prise en compte des productions décentralisées, s'est avérée être indispensable pour optimiser au mieux le schéma d'exploitation, mais entraîne une difficulté de résolution supplémentaire. Des travaux doivent être poursuivis sur ce point pour exploiter au mieux les options disponibles et favoriser l'obtention d'une bonne solution. Les cas d'études prouvent qu'une solution même sous optimale prenant en compte les productions était meilleure que si celle-ci était négligée.

Néanmoins, ces différentes études sur cas réels ont mis en avant un point important qui est à prendre en compte lors de l'intégration de l'outil dans un contexte industriel. Il s'agit de la prise de conscience par l'utilisateur que l'optimisation renvoie une réponse adaptée aux hypothèses que celui-ci définit :

- les hypothèses de charge et de production ;
- les hypothèses de forme des profils utilisés ;
- le coût lié à la difficulté de reconfiguration et son poids dans la fonction objectif.

De plus, l'utilisation de cas réel pour le développement de ce modèle d'optimisation a aussi fait apparaître des problématiques liées à la qualité des données d'entrées issues du logiciel de cartographie. Effectivement, à de nombreuses reprises les erreurs de saisie des données du graphe du réseau dans la cartographie ont entraîné des problèmes de convergence de l'optimisation, à cause de structures de graphe impossibles à optimiser.

Pour palier à ces manques, des mécanismes de détection d'erreurs sont ajoutés dans la structure du graphe à la phase amont de l'optimisation qui traite le graphe de la cartographie.

Malgré cela, il arrive parfois que les erreurs liées aux données ne puissent être corrigées lors de la phase de traitement du graphe. Par exemple, il est possible de rencontrer des nœuds de consommations avec un nombre de clients ou la puissance maximale de souscription ne soit pas

indiqué, ou bien que l'état initial d'un interrupteur ne soit pas renseigné. Dans ces cas particuliers, il n'est pas possible de mettre en place une règle générale de correction.

Cependant, le modèle actuel a démontré sa capacité à s'intégrer dans un contexte industriel, d'une part pour la possibilité de traiter l'insertion des énergies renouvelables, d'autre part par la rapidité de l'obtention des résultats ainsi que la possibilité d'intégrer des contraintes d'exploitation réelles. Il est dorénavant envisageable une intégration dans un outil logiciel complet qui, à partir des données cartographiques de SRD, pourra être utilisé comme aide à la décision par les agents en charge de l'exploitation des réseaux. Cet aspect est détaillé plus précisément dans la section suivante 6.

Chapitre 6

Chapitre 6 : Conclusion et perspectives

6.1 Conclusion générale

Les travaux de recherche qui ont menés à la rédaction de cette thèse se sont déroulés dans le cadre d'une convention CIFRE entre le gestionnaire de réseau de distribution SRD et le laboratoire LIAS. Dans ce contexte, l'objectif du projet était de développer un outil d'optimisation du réseau électrique du département de la Vienne. Dans un premier temps le travail de recherche a consisté à mettre en corrélation les objectifs et besoins de SRD avec l'état de l'art du domaine de l'optimisation dans les réseaux électriques.

Cette première étape a permis de dégager des pistes d'optimisation et des moyens d'y parvenir. En effet, la démarche de reconfiguration de réseau par modification des interrupteurs présents sur celui-ci dans le but de réduction des pertes a donc été choisi comme fil conducteur du développement de l'outil souhaité par SRD.

Ainsi, à partir de ces premières observations, il a été fait un constat concernant les difficultés liées à cette approche. En effet, ce problème d'optimisation étant de nature combinatoire, ainsi que l'ensemble des équations de calcul des valeurs électriques étant non linéaire, le problème lorsqu'il est considéré dans son intégralité est très compliqué à résoudre. C'est pourquoi il a été fait le choix de simplifier les équations du calcul des valeurs électriques.

Cette simplification a été choisie car les données réseau disponibles ne sont pas suffisamment précises pour qu'un calcul électrique complexe soit justifié, alors que la nature combinatoire du problème est inévitable. De plus on s'assure ainsi une exploration maximale des configurations réseau possibles.

Donc un modèle approché a été mis en place en se basant sur le modèle du problème de flot à coût minimum. Cette première approche a permis de valider la démarche de simplification du calcul des valeurs électriques.

La première modélisation proposée permet bien de répondre aux objectifs de réduction des pertes souhaités. Cependant le critère de temps de résolution nécessaire lié à la difficulté de résolution du problème n'est pas pour autant amélioré. C'est pourquoi dans le chapitre suivant, une reformulation du premier modèle a été proposée pour modifier le caractère non convexe du modèle qui oblige l'utilisation de solveurs globaux peu performants à partir d'une certaine taille de problème. La principale modification concerne la reformulation des contraintes impliquant la multiplication des variables binaires et continues.

Dans ce chapitre le modèle a aussi été validé à partir des mêmes cas d'étude que précédemment pour quantifier les améliorations, ainsi la démarche de simplification a été confirmée et les performances

du modèle nettement améliorées.

Le but principal du développement d'un nouveau modèle de réduction des pertes par reconfiguration de réseau était de résoudre la problématique de passage à l'échelle que présentaient les résultats de certaines méthodes de la littérature. En effet de nombreux modèles présentés dans la littérature démontraient les performances de leurs travaux sur des exemples de taille réduite, or les graphes de réseau de SRD sont tous composés de plusieurs milliers de nœuds. Le modèle développé dans cette thèse a donc été testé en condition réelle d'utilisation, à savoir sur des réseaux de grande taille.

De plus, le modèle d'optimisation ayant pour objectif d'être intégré dans un outil d'aide à la décision pour la modification du schéma d'exploitation, il a été ajouté au modèle le calcul de certains indicateurs de contraintes opérationnelles. Une estimation des variations de tension a été intégrée au modèle, bien que les valeurs calculées grâce à cette méthode ne soient pas exactes, elles permettent tout de même une certaine limitation de ce phénomène.

De plus un calcul du nombre nécessaire d'interrupteurs à manipuler pour mettre en place le schéma optimisé a été formalisé, et ils permettent bien d'évaluer et de limiter ce facteur.

En plus de cela, la démarche d'optimisation proposée permet de modéliser les phénomènes de variation temporelle de la charge et de la production au cours du temps. Pour rappel, une des préoccupations du gestionnaire de réseau concernait la validité du schéma proposé par l'optimisation sur une période de temps donnée. Il est connu que le niveau de puissance consommée et produite au cours du temps n'est pas constant en chaque point du réseau. C'est pourquoi une méthode du calcul de l'énergie et non de la puissance perdue a été mise en place. De plus le modèle permet de modéliser le fait que toutes les charges ne consomment pas une puissance constante mais aussi qu'elles ne consomment ou ne produisent pas toujours de la même manière au cours du temps.

Cependant les expérimentations portant sur ces facteurs n'ont pas démontré une nécessité absolue de la prise en compte de la variation des charges et productions mais montrent quand même une meilleure performance en terme de réduction de pertes. De plus une fonction multi-objectif a été mise en place pour combiner le coût impliqué par les pertes d'énergie et le coût impliqué par la difficulté de mise en place du schéma optimisé. Cette dernière a quant à elle montré sa pertinence dans l'objectif d'apporter les moyens au gestionnaire de réseau d'évaluer le poids à donner au coût des reconfigurations par rapport au coût des pertes.

Il faut noter aussi que le modèle proposé, que ce soit lors d'une optimisation en puissance ou en énergie, permet l'intégration des énergies renouvelables dans la recherche d'un schéma optimisé. Bien que ce point soit un facteur qui impacte le temps de résolution, il a été montré que même une solution sous optimale issue de ce modèle permettait d'optimiser le réseau de manière efficace.

L'ensemble des résultats obtenus grâce à ces travaux ont permis le développement d'une "version bêta" de l'outil d'optimisation de réseau souhaité par SRD. En effet le modèle d'optimisation présenté dans cette thèse permet d'être utilisé pour deux principaux types de cas d'utilisation :

- optimisation d'un schéma d'exploitation normal longue durée ;
- optimisation d'un schéma de reprise pour cause de travaux ou incidents.

Dans cette thèse l'ensemble des cas d'étude présentés concernait le premier mode d'utilisation, à savoir la recherche d'un schéma d'exploitation dans les conditions normales d'utilisation. L'ensemble des sources présentes dans le graphe du réseau était utilisable ainsi que l'ensemble des interrupteurs, cependant le modèle permet de réaliser l'optimisation en limitant l'utilisation de ces éléments.

Effectivement durant le développement de l'outil, des cas d'études portant sur la reprise de départs

ne pouvant plus être alimentés pour cause de travaux sur le poste source ont été simulés. Ainsi les schémas d'exploitation proposés par le modèle d'optimisation ont pu être confrontés à ceux mis en place par les ingénieurs et techniciens en charge de la recherche du schéma d'exploitation adéquat. Les résultats de ces comparaisons ont permis de valider la manière dont le modèle permet de simuler la perte d'un poste source, et permet d'envisager une intégration dans l'outil complet d'optimisation du réseau.

6.2 Perspectives

Ainsi la principale perspective à court terme concerne la finalisation du développement de l'outil intégrant ce modèle d'optimisation, ainsi que des interactions avec l'outil d'estimation d'état développé en parallèle dans le cadre du projet IMAGE. Dans ce cadre, une analyse économique des gains potentiels liés à la diminution des pertes devra être conduite. Cette étude permettra de généraliser la démarche employée à l'ensemble du réseau de SRD, et d'étudier plus en détail l'impact de la durée de la courbe de charge prise en compte pour l'optimisation.

Au cours de ces recherches un facteur prédominant laisse présager d'autres perspectives intéressantes de recherche à moyen et long terme, il s'agit de la caractérisation des charges et des productions. En effet, l'optimisation du réseau est largement dépendante des puissances produites et consommées que l'on souhaite faire transiter dans le réseau. De plus, il a été rappelé le manque de données concernant ces informations, il faudra, en attendant le déploiement sur l'ensemble du territoire des compteurs intelligents, qui permettront de connaître la courbe de charge de l'ensemble des consommateurs et producteurs du réseau, continuer les travaux initiés dans ces articles [71], [72] pour caractériser statistiquement les charges et productions.

Cependant il faut noter que ces travaux pourront être utiles même lorsque le réseau sera partiellement ou intégralement instrumenté car il paraît idéaliste d'espérer utiliser la masse des données pour la définition de schéma d'exploitation de manière centralisée, comme dans le cas de la démarche présentée dans cette thèse. Effectivement, une démarche reposant sur la ségrégation du réseau en micro-réseau pourra plus efficacement faire usage des informations de courbe de charge pour maximiser l'équilibre production/consommation localement et communiquer ces informations au gestionnaire de réseau centralisé. D'une manière générale, la démarche d'optimisation basée sur un système multi-agent devra être étudiée pour faire face à la masse des données croissantes disponible sur les réseaux, ainsi que l'évolution du réseau vers un système de fonctionnement demande réponse.

De plus la multitude des sources de données nécessaires pour le calcul d'un schéma d'exploitation optimisé ainsi que la grande quantité de données de résultats laissent à penser que la communauté des bases de données pourrait apporter des capacités supplémentaires d'analyse permettant la recherche d'un schéma d'exploitation de longue durée. Par ailleurs, la multitude des échanges de données devrait être synthétisée au sein d'un modèle unifié.

Annexe A

Annexe

A.1 Modèle d'optimisation non linéaire

Réseau d'étude	Solveur	Puissance perdue	Réduction de perte	Temps de résolution (s)
IEEE 119	Alpha_Ecp	1249.0 kW	3.7%	172.344
	Baron	1396.8 kW	0%	1000
	Bonmin	Le "powerflow" de la solution ne converge pas		500
	couenne	1332.7 kW	0%	1000
	Sbb_conopt	3787.8 kW	0%	35.48
	Sbb_ipopt	Le "powerflow" de la solution ne converge pas		1000
	lindoglobal	1389 kW	0%	1000
	scip	1313.8 kW	0%	1000
IEEE 136	Alpha_Ecp	383 kW	0%	137.7
	Baron	384.2 kW	0%	0.89
	Bonmin	1267.5 kW	0%	1000
	Dicopt	363.9 kW	0%	0.45
	Sbb_conopt	344.5 kW	0%	0.5
	Sbb_knitro	Le "powerflow" de la solution ne converge pas		1000
	Sbb_ipopt	384.2 kW	0%	590
	lindoglobal	533.8 kW	0%	1000
	scip	583.8 kW	0%	1000

TABLE A.1 – Comparaison des résultats du problème "pertes_simplifiées" avec différents solveurs sur le réseau 119 et 136 nœuds

A.2 Convexification du modèle et réduction quadratique du modèle

A.2.1 Réseau IEEE_32

Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
Baron	154.7 kW	23.68%	0.04	✓
BDMLP	154.7 kW	23.68%	0.066	✓
CPLEX	154.7 kW	23.68%	0.022	✓
CBC	154.7 kW kW	23.68%	0.092	✓
Gurobi	154.7 kW	23.68%	0.01	✓
Lindoglobal	154.7 kW	23.68%	0.038	✓
Mosek	154.7 kW	23.68%	0.034	✓
Scip	154.7 kW	23.68%	0.01	✓
Xpress	154.7 kW	23.68%	0.016	✓

TABLE A.2 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 32 nœuds "pertes_simplifiées"

A.2.2 Réseau IEEE_119

Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
Baron	1099.6 kW	15.2%	0.37	✓
BDMLP	1099.6 kW	15.2%	0.439	✓
CPLEX	1099.6 kW	15.2%	0.038	✓
CBC	1099.6 kW	15.2%	0.477	✓
Gurobi	1099.6 kW	15.2%	0.02	✓
Lindoglobal	1099.6 kW	15.2%	0.28	✓
Mosek	1099.6 kW	15.2%	0.333	✓
Scip	1099.6 kW	15.2%	0.04	✓
Xpress	1099.6 kW	15.2%	0.027	✓

TABLE A.3 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 119 nœuds "pertes_simplifiées"

A.2.3 Réseau IEEE_136

Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
Baron	435.9 kW	0%	0.27	✓
BDMLP	435.9 kW	0%	0.746	✓
CPLEX	435.9 kW	0%	0.037	✓
CBC	435.9 kW	0%	0.349	✓
Gurobi	435.9 kW	0%	0.02	✓
Lindoglobal	435.9 kW	0%	0.138	✓
Mosek	435.9 kW	0%	0.11	✓
Scip	435.9 kW	0%	0.04	✓
Xpress	435.9 kW	0%	0.03	✓

TABLE A.4 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau IEEE 136 nœuds ”pertes_simplifiées”

A.2.4 Réseau IEEE_880

Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
Baron	685.2 kW	54.22%	4.38	✓
BDMLP	2590.8 kW	0%	38.425	X
CPLEX	685.2 kW	54.22%	0.308	✓
CBC	685.2 kW	54.22%	6.948	✓
Gurobi	685.2 kW	54.22%	0.43	✓
Mosek	685.2 kW	54.22%	2.464	✓
Scip	685.2 kW	54.22%	1.59	✓
Xpress	685.2 kW	54.22%	0.637	✓

TABLE A.5 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 880 nœuds ”pertes_simplifiées”

A.2.5 Réseau SRD_A8

Solveur	Puissance perdue (pertes_carrées)	réduction de perte (pertes_carrées)	Temps de résolution (s) (pertes_carrées)	Prouvée optimale
Baron	5419.9 kW	37.4%	26.75	✓
BDMLP	–	–	–	X
CPLEX	5419.9 kW	37.4%	0.308	✓
CBC	5419.9 kW	37.4%	6.948	✓
Gurobi	5419.9 kW	37.4%	0.43	✓
Mosek	5419.9 kW	37.4%	2.464	✓
Scip	5419.9 kW	37.4%	1.59	✓
Xpress	5419.9 kW	37.4%	0.637	✓

TABLE A.6 – Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau A8.SRD "pertes_simplifiées"

A.3 Contraintes d'exploitation

A.3.1 Courbe de charge au poste source

heure t	$kt_{courbe_de_charge}$
1	0.11129
2	0.115103
3	0.115318
4	0.103485
5	0.097644
6	0.104915
7	0.11686
8	0.13503
9	0.13403
10	0.129918
11	0.127254
12	0.115673
13	0.106355
14	0.106785
15	0.114776
16	0.117683
17	0.122646
18	0.13174
19	0.139573
20	0.138367
21	0.126347
22	0.123917
23	0.133413
24	0.125291

TABLE A.7 – Valeurs des coefficients $kt_{courbe_de_charge}$

A.3.2 Courbe de charge des productions

heure t	$kt_{courbe_prod_photo}(t)$	$kt_{courbe_prod_eol}(t)$
1	0	0.9726
2	0	0.9797
3	0	0.9818
4	0	0.984
5	0	0.9821
6	0	0.9829
7	0	0.9665
8	0	0.8034
9	0.01	0.4696
10	0.075	0.4702
11	0.3325	0.4513
12	0.3125	0.4073
13	0.2425	0.445
14	0.1875	0.4681
15	0.165	0.4871
16	0.105	0.6155
17	0.0225	0.8103
18	0	0.7213
19	0	0.5143
20	0	0.8224
21	0	0.7563
22	0	0.4259
23	0	0.2446
24	0	0.392

TABLE A.8 – Répartition de la charge et production par type de client pour 24 heures

Table des figures

1.1	Réseau électrique français	12
1.2	Structure et exploitation de réseau	14
1.3	Incident réseau	15
1.4	Poste source et départs	18
1.5	Tarifs réglementés d'électricité	19
1.6	Différents raccordements au réseau des postes HTA/BT	20
1.7	Vue de la cartographie	22
1.8	Structure et exploitation de réseau	22
1.9	Vue globale de la thèse	25
2.1	Représentation de Fresnel des puissances en régime sinusoïdal	31
2.2	Réseau radial, exemple de calcul de répartition de la puissance	32
2.3	Exemple réseau transport	46
2.4	Schéma de principe de l'évaluation des modèles d'optimisation	48
2.5	Répartition des valeurs du déphasage $\cos(\varphi)$	49
2.6	Format des données de la cartographie (exemple d'un nœud)	50
2.7	Schéma de principe de l'algorithme de suppression des nœuds fictifs	53
2.8	Schéma de principe de l'algorithme de réduction en zones manipulables	54
3.1	ligne électrique simplifiée	59
3.2	Réseau électrique simplifié	61
3.3	Réseau électrique simplifié	64
3.4	Problématique des nœuds source	67
3.5	Graphe d'un réseau électrique avec variables binaires	68
3.6	Modèle Pi pour une ligne courte	70
3.7	Exemple schématique de réseau	72
3.8	Fonction $X^2 - Y^2$	76
3.9	Illustration des réseaux de la littérature	79
3.10	Fonction objectif et pertes associées	83
3.11	Problème de la prise en compte des productions	86
4.1	Fonction $0.1 * y_1^2 + 0.1 * y_2^2$	96
4.2	Solveur et temps associé	105
5.1	Schéma de principe de la prise en compte de la variation temporelle de la charge	118
5.2	Schéma de principe de la prise en compte de la variation spatial de la charge	118
5.3	Courbe de charge de 24h d'un poste source pour différents pas d'échantillonnages	119
5.4	Profil normalisé de 24h des client bleu jaune et verts	123
5.5	Etat des interrupteurs	127
5.6	Courbe de production des installations ENR HTA	133
5.7	Evolution du gap relatif (OPTCR) pour la méthode (a) du scénario (2)	135

5.8	Illustration d'une reconfiguration	138
5.9	Évolution du coût d'exploitation du réseau optimisé	141

Liste des tableaux

1.1	Les différents domaines de tension	13
1.2	Caractéristiques de différentes lignes électriques	16
2.1	Liste des différentes méthodes appliquées au problème de réduction des pertes par reconfiguration	42
2.2	Résultats de l'algorithme de suppression des nœuds fictifs	52
2.3	Résultats de l'algorithme de réduction en zones manipulables	55
3.1	Caractéristiques des réseaux d'étude	78
3.2	Caractéristiques des réseaux d'étude	79
3.3	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 32 nœuds "pertes_simplifiées"	80
3.4	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 32 nœuds "pertes_carrées"	81
3.5	Etats d'ouverture des lignes en fonction des solveurs	81
3.6	Comparaison avec d'autre méthodes	82
3.7	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur les réseaux 119 et 136 nœuds .	82
3.8	Valeurs des pertes et objectif associé	83
3.9	Comparaison avec d'autre méthodes	84
3.10	Résultats réseau SRD A8 (Solveur Baron)	84
4.1	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 32 nœuds "pertes_carrées"	100
4.2	Comparaison avec d'autre méthodes	101
4.3	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 119 nœuds "pertes_carrées"	102
4.4	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau IEEE 136 nœuds "pertes_carrées"	103
4.5	Comparaison avec d'autre méthodes	103
4.6	Caractéristiques du réseau IEEE 880	104
4.7	Valeurs de déphasage courant-tension ($\tan \varphi$) du réseau IEEE 880	104
4.8	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 880 nœuds "pertes_carrées"	104
4.9	Comparaison avec d'autres méthodes	105
4.10	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau A8_SRD "pertes_carrées"	107
4.11	Résultats réseau SRD A8 (Solveur Gurobi)	107
4.12	Résultats réseau SRD A8 pour différents <i>optcr</i>	109
4.13	Résultats réseau SRD A8 avec production ENR pour différents critères d'optimalité <i>optcr</i>	110

5.1	Caractéristiques du réseau	122
5.2	Répartition de la charge par type de client pour 24 heures	124
5.3	Caractéristiques du réseau A7_SRD	130
5.4	Résultats de la reconfiguration en fonction de l'énergie perdue avec utilisation de kt_{courbe_charge}	131
5.5	Résultats de la reconfiguration en fonction de l'énergie perdue avec utilisation de profils par type de client	132
5.6	Caractéristiques du modèle sans prise en compte des profils de charge	134
5.7	Résultats de la reconfiguration en fonction de l'énergie perdue avec insertion de production sans profil de consommation	134
5.8	Caractéristiques du modèle avec prise en compte des profils de charge et de production	136
5.9	Résultats de la reconfiguration en fonction de l'énergie perdue avec insertion de production sans profil de consommation	136
5.10	Résultat des reconfigurations du réseau A7_SRD	137
5.11	Détail des transferts de charge du réseau optimisé avec 4 reconfigurations	138
5.12	Caractéristiques des interrupteurs manipulés	139
5.13	Coûts calculés pour la journée optimisée	140
A.1	Comparaison des résultats du problème "pertes_simplifiées" avec différents solveurs sur le réseau 119 et 136 nœuds	151
A.2	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 32 nœuds "pertes_simplifiées"	152
A.3	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 119 nœuds "pertes_simplifiées"	152
A.4	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau IEEE 136 nœuds "pertes_simplifiées"	153
A.5	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau 880 nœuds "pertes_simplifiées"	153
A.6	Comparaison des résultats avec différents solveurs sur le réseau A8_SRD "pertes_simplifiées"	154
A.7	Valeurs des coefficients $kt_{courbe_de_charge}$	155
A.8	Répartition de la charge et production par type de client pour 24 heures	156

Bibliographie

- [1] Commission de régulation de l'énergie. Description generale. <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/description-generale>.
- [2] Commission de régulation de l'énergie. Marche de l'électricite. <http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-de-l-electricite>.
- [3] Florin Bogdan Enacheanu. *Outils d'aide à la conduite pour le opérateurs des réseaux de distribution*. PhD thesis, 2007. Thèse de doctorat dirigée par Hadj-Said, Nouredine Génie électrique Grenoble, INPG 2007.
- [4] A. A. Zazou, E. Grolleau, E. Chevrier, P. Richard, J. P. Gaubert, and L. Bellatreche. Power distribution network reconfiguration based on min-cost flow problem. In *2016 IEEE 14th International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, pages 286–291, July 2016.
- [5] A. A. Zazou, J. P. Gaubert, E. Chevrier, E. Grolleau, P. Richard, and L. Bellatreche. Distribution network reconfiguration problem for energy loss minimization with variable load. In *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pages 3848–3853, Oct 2016.
- [6] BERNHARD GOTZIG. *Recherche du schema optimal d'exploitation d'un reseau de distribution électrique*. PhD thesis, 1997. Thèse de doctorat dirigée par HADZSAID, NOUREDINE Sciences appliquées INP GRENOBLE 1997.
- [7] R.D. Zimmerman, C.E. Murillo-Sanchez, and R.J. Thomas. MATPOWER : Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(1), 2011.
- [8] Mary B Cain, Richard P O'neill, and Anya Castillo. History of optimal power flow and formulations. *Federal Energy Regulatory Commission*, pages 1–36, 2012.
- [9] <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/qualite-de-l-electricite>.
- [10] Peter W. Sauer. Reactive Power and Voltage Control Issues in Electric Power Systems. In Joe H. Chow, Felix F. Wu, and James Momoh, editors, *Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems : Optimization, Control, and Computational Intelligence*, pages 11–24. Springer US, Boston, MA, 2005.
- [11] L. Weng and B. Jeyasurya. Effectiveness of VAR sources for power system performance enhancement. In *2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, pages 368–373, October 2011.
- [12] Feng Dong, B. H. Chowdhury, M. L. Crow, and L. Acar. Improving voltage stability by reactive power reserve management. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1) :338–345, February 2005.
- [13] Abbas Rabiee, Maziar Vanouni, and Mostafa Parniani. Optimal reactive power dispatch for improving voltage stability margin using a local voltage stability index. *Energy Conversion and Management*, 59 :66–73, July 2012.
- [14] Kyu-Ho Kim and Seok-Ku You. Voltage profile improvement by capacitor placement and control in unbalanced distribution systems using GA. In *1999 IEEE Power Engineering Society*

- Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.99CH36364)*, volume 2, pages 800–805 vol.2, 1999.
- [15] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou. Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks : Models, Methods, and Future Research. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3) :3420–3428, August 2013.
- [16] M.M. Aman, G.B. Jasmon, H. Mokhlis, and A.H.A. Bakar. Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1) :1296–1304, December 2012.
- [17] Juan Andrés Martín García and Antonio José Gil Mena. Optimal distributed generation location and size using a modified teaching–learning based optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 50 :65–75, September 2013.
- [18] Mohammad H. Moradi, Arash Zeinalzadeh, Younes Mohammadi, and Mohammad Abedini. An efficient hybrid method for solving the optimal sitting and sizing problem of DG and shunt capacitor banks simultaneously based on imperialist competitive algorithm and genetic algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54 :101–111, January 2014.
- [19] M.H. Moradi and M. Abedini. A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 34(1) :66–74, January 2012.
- [20] Shilpa Kalambe and Ganga Agnihotri. Loss minimization techniques used in distribution network : bibliographical survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29 :184–200, January 2014.
- [21] A. Rezaee Jordehi. Optimisation of electric distribution systems : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51 :1088–1100, November 2015.
- [22] Sneha Sultana and Provas Kumar Roy. Optimal capacitor placement in radial distribution systems using teaching learning based optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54 :387–398, January 2014.
- [23] R. Srinivasas Rao, S.V.L. Narasimham, and M. Ramalingaraju. Optimal capacitor placement in a radial distribution system using Plant Growth Simulation Algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(5) :1133–1139, June 2011.
- [24] K. Prakash and M. Sydulu. Particle Swarm Optimization Based Capacitor Placement on Radial Distribution Systems. In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pages 1–5, June 2007.
- [25] S.K. Bhattacharya and S.K. Goswami. A new fuzzy based solution of the capacitor placement problem in radial distribution system. *Expert Systems with Applications*, 36(3, Part 1) :4207–4212, April 2009.
- [26] Beenish Sultana, M.W. Mustafa, U. Sultana, and Abdul Rauf Bhatti. Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66 :297–310, December 2016.
- [27] H.M. Khodr, J. Martinez-Crespo, M.A. Matos, and J. Pereira. Distribution Systems Reconfiguration Based on OPF Using Benders Decomposition. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 24(4), 2009.
- [28] Hamed Ahmadi and José R. Martí. Minimum-loss network reconfiguration : A minimum spanning tree problem. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 1 :1 – 9, 2015.
- [29] C. Ababei and R. Kavasseri. Efficient Network Reconfiguration Using Minimum Cost Maximum Flow-Based Branch Exchanges and Random Walks-Based Loss Estimations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1) :30–37, 2011.

-
- [30] H.P. Schmidt, N. Ida, N. Kagan, and J.C. Guaraldo. Fast Reconfiguration of Distribution Systems Considering Loss Minimization. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(3), 2005.
- [31] R. Srinivasa Rao, S. V. L. Narasimham, M. Ramalinga Raju, and A. Srinivasa Rao. Optimal Network Reconfiguration of Large-Scale Distribution System Using Harmony Search Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3) :1080–1088, August 2011.
- [32] Dong Zhang, Zhengcai Fu, and Liuchun Zhang. An improved {TS} algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 77(5–6) :685 – 694, 2007.
- [33] M. Lavorato, J.F. Franco, M.J. Rider, and R. Romero. Imposing Radiality Constraints in Distribution System Optimization Problems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(1), 2012.
- [34] H. Ahmadi and J.R. Marti. Distribution System Optimization Based on a Linear Power-Flow Formulation. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 30(1), 2015.
- [35] J. R. Martí, H. Ahmadi, and L. Bashualdo. Linear power-flow formulation based on a voltage-dependent load model. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(3) :1682–1690, July 2013.
- [36] A. Borghetti. A Mixed-Integer Linear Programming Approach for the Computation of the Minimum-Losses Radial Configuration of Electrical Distribution Networks. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(3), 2012.
- [37] Marlon C. O. Borges, John F. Franco, and Marcos J. Rider. Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution Systems Using Mathematical Programming. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 25(1) :103–111, 2014.
- [38] J.A. Taylor and F.S. Hover. Convex Models of Distribution System Reconfiguration. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(3), 2012.
- [39] F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia, and L. R. De Araujo. A New Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimum Power Flow and Sensitivity Analysis for Loss Reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4) :1616–1623, November 2006.
- [40] Q. Peng, Y. Tang, and S. H. Low. Feeder Reconfiguration in Distribution Networks Based on Convex Relaxation of OPF. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(4) :1793–1804, July 2015.
- [41] A. A. Mohd Zin, A. K. Ferdavani, A. B. Khairuddin, and M. M. Naeini. Reconfiguration of Radial Electrical Distribution Network Through Minimum-Current Circular-Updating-Mechanism Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2) :968–974, May 2012.
- [42] Enrico Carpaneto and Gianfranco Chicco. Distribution system minimum loss reconfiguration in the Hyper-Cube Ant Colony Optimization framework. *Electric Power Systems Research*, 78(12) :2037 – 2045, 2008. Special Issue Papers Presented at the 6th World Energy System Conference6th World Energy System Conference.
- [43] A. Mohamed Imran and M. Kowsalya. A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using Fireworks Algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 62 :312–322, November 2014.
- [44] Anil Swarnkar, Nikhil Gupta, and K.R. Niazi. Adapted ant colony optimization for efficient reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems for loss minimization. *Swarm and Evolutionary Computation*, 1(3) :129–137, September 2011.
- [45] J. Mendoza, R. Lopez, D. Morales, E. Lopez, P. Dessante, and R. Moraga. Minimal loss reconfiguration using genetic algorithms with restricted population and addressed operators : real application. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2) :948–954, May 2006.
-

- [46] R. Rajaram, K. Sathish Kumar, and N. Rajasekar. Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG). *Energy Reports*, 1 :116–122, November 2015.
- [47] S. Naveen, K. Sathish Kumar, and K. Rajalakshmi. Distribution system reconfiguration for loss minimization using modified bacterial foraging optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 69 :90–97, July 2015.
- [48] Wanlin Guan, Yanghong Tan, Haixia Zhang, and Jianli Song. Distribution system feeder reconfiguration considering different model of DG sources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 68 :210–221, June 2015.
- [49] Seyed Hasan Mirhoseini, Seyed Mehdi Hosseini, Mehdi Ghanbari, and Mehrdad Ahmadi. A new improved adaptive imperialist competitive algorithm to solve the reconfiguration problem of distribution systems for loss reduction and voltage profile improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55 :128–143, February 2014.
- [50] Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, Marcus Henrique Soares Mendes, and João Antônio de Vasconcelos. Robust feeder reconfiguration in radial distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54 :619–630, January 2014.
- [51] J. Torres, J.L. Guardado, F. Rivas-Dávalos, S. Maximov, and Enrique Melgoza. A genetic algorithm based on the edge window decoder technique to optimize power distribution systems reconfiguration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 45(1) :28–34, February 2013.
- [52] Hassan Fathabadi. Power distribution network reconfiguration for power loss minimization using novel dynamic fuzzy c-means (dFCM) clustering based ANN approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 78 :96–107, June 2016.
- [53] R.A. Jabr, R. Singh, and B.C. Pal. Minimum Loss Network Reconfiguration Using Mixed-Integer Convex Programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2), 2012.
- [54] H. M. Khodr, J. Martinez-Crespo, M. A. Matos, and J. Pereira. Distribution Systems Reconfiguration Based on OPF Using Benders Decomposition. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4) :2166–2176, October 2009.
- [55] K. Masteri and B. Venkatesh. Real-time smart distribution system reconfiguration using complementarity. *Electric Power Systems Research*, 134 :97–104, May 2016.
- [56] E. R. Ramos, J. L. Martinez-Ramos, A. G. Exposito, and A. J. U. Salado. Optimal reconfiguration of distribution networks for power loss reduction. In *2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502)*, volume 3, pages 5 pp. vol.3–, 2001.
- [57] Héloïse DUTRIEUX. *Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes*. PhD thesis, 1997. Thèse de doctorat dirigée par Bruno FRANCOIS et Gauthier DELILLE.
- [58] M. Gondran and M. Minoux. *Graphes et algorithmes*, volume 4e édition revue et augmentée. Tec & doc edition.
- [59] M.E. Baran and F.F. Wu. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 4(2), 1989.
- [60] José RS Mantovani, Fernando Casari, and Rubén A Romero. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. *Controle and Automacao*, pages 150–159, 2000.
- [61] J. Czyzyk, M. P. Mesnier, and J. J. More. The NEOS Server. *IEEE Computational Science and Engineering*, 5(3) :68–75, July 1998.

- [62] Elizabeth D. Dolan. NEOS Server 4.0 Administrative Guide. *CoRR*, cs.DC/0107034, 2001.
- [63] William Gropp and Jorge Moré. Optimization environments and the NEOS server. *Approximation theory and optimization*, pages 167–182, 1997.
- [64] Fred Glover. Improved linear integer programming formulations of nonlinear integer problems. *Management Science*, 22(4) :455–460, 1975.
- [65] H. L. Hijazi and S. Thiébaux. Optimal AC Distribution Systems Reconfiguration. In *2014 Power Systems Computation Conference*, pages 1–7, August 2014.
- [66] Rajesh Kavasseri and Cristinel Ababei. REDS : REpository of Distribution Systems. <http://www.dejazzer.com/reds.html>.
- [67] Z. Ghofrani-Jahromi, M. Kazemi, and M. Ehsan. Distribution switches upgrade for loss reduction and reliability improvement. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(2) :684–692, April 2015.
- [68] H. Nafisi, V. Farahani, H. Askarian Abyaneh, and M. Abedi. Optimal daily scheduling of reconfiguration based on minimisation of the cost of energy losses and switching operations in microgrids. *IET Generation, Transmission Distribution*, 9(6) :513–522, 2015.
- [69] A. Zidan and E. F. El-Saadany. Network reconfiguration in balanced and unbalanced distribution systems with variable load demand for loss reduction and service restoration. In *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pages 1–8, July 2012.
- [70] E. Lopez, H. Opazo, L. Garcia, and P. Bastard. Online reconfiguration considering variability demand : applications to real networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1) :549–553, Feb 2004.
- [71] J. F. Toubreau, M. Hupez, V. Klonari, Z. De Grève, and F. Vallée. Statistical load and generation modelling for long term studies of low voltage networks in presence of sparse smart metering data. In *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pages 3900–3905, Oct 2016.
- [72] Z. Guo, Z. J. Wang, and A. Kashani. Home appliance load modeling from aggregated smart meter data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1) :254–262, Jan 2015.

Conception d'un outil d'optimisation dynamique du schéma d'exploitation du réseau de distribution d'électricité de SRD

Présenté par :
Abdelkrim ALI ZAZOU

Directeurs de thèse :
Emmanuel GROLLEAU, Jean Paul GAUBERT et Ladjel BELLATRECHE

Résumé : Le réseau de distribution électrique français, construit dans une optique de desserte d'électricité depuis les centrales de production en amont, vers les consommateurs en aval, est aujourd'hui le lieu de transits d'énergie multi-sens et dont la charge instantanée dépend à la fois des consommations et des productions locales. Il faut donc moderniser les modèles d'exploitation des réseaux actuellement utilisés.

C'est dans ce contexte que le gestionnaire du réseau de distribution de la Vienne SRD, et les différentes équipes du laboratoire LIAS, ont cherché à mettre en place un outil d'optimisation des schémas d'exploitation des réseaux de distribution d'électricité de la VIENNE.

Dans cette thèse, le travail s'est porté principalement sur la modélisation du problème et non sur les méthodes de résolution. En effet, le contexte industriel du développement de l'outil d'optimisation du réseau a permis de se rapprocher au mieux de la réalité des informations disponibles concernant le réseau électrique. Et il est apparu plus pertinent d'utiliser des méthodes de résolution exactes tout en recherchant à simplifier le modèle complexe de représentation du réseau électrique. Ainsi, un modèle simple d'optimisation basé sur le problème de flot à coût minimum a été mis en place et une étude comparative a été réalisée avec les modèles complexes présents dans la littérature. Ce premier modèle a été reformulé et rendu convexe et quadratique, et permet ainsi d'obtenir des performances supérieures en terme de temps de résolution à solution égale.

Le problème d'optimisation simplifié a aussi été élaboré pour permettre de prendre en compte un horizon de temps dans l'optimisation du réseau électrique, afin de prendre en compte des profils de consommation et de production au cours du temps. En effet, ceci permet ainsi de prendre en compte des variations liées au comportement des consommateurs et des producteurs reliés au réseau.

Et pour finir, ces modèles d'optimisation ayant pour objectif d'être insérés dans un outil d'aide à la décision pour une utilisation dans un contexte industriel, différentes contraintes liées à l'exploitation des réseaux électriques ont été insérées au modèle.

Différents cas d'études issus de la littérature sont présentés pour valider la pertinence du modèle au regard des méthodes existantes. Nous avons pu expérimenter en simulation notre optimisation de réseau sur données de réseaux réels, ce qui a démontré l'applicabilité de la démarche à des problèmes de tailles importantes correspondant à la réalité du réseau électrique de SRD.

Mots clés : Réseaux électriques intelligents, Réseaux électriques (énergie)–Répartition des charges, Réseaux électriques (énergie)–Pertes d'énergie, Optimisation mathématique, Reformulation quadratique convexe, Modèles non linéaires (statistique), Optimisation mixte, Reconfiguration réseau.

Dynamic optimization for electrical distribution networks applied to SRD

Abstract : The French electrical distribution network was originally built to bring electricity from very large producers to consumers, but it has now become a place of multi-directional energy flows that rely on local production and consumption. Because of this new situation, the way of operating electrical networks needs to be renewed. In light of this, the local Distribution System Operator (SRD) of the French department Vienne and the different teams of the LIAS laboratory have worked together on the development of a distribution network configuration optimization tool.

In this thesis the majority of the work was focused on the modeling part of the problem rather than on the development of new optimization methods. The industrial root of this project gave the opportunity to be very close to the reality of the available network data. Based on those observations, it was more consistent to use exact and precise optimization methods to solved simplified versions of the complex electrical network models.

Thus a simple optimization model based on the minimum cost flow problem was developed, and a comparative study between the developed model and state of the art more complex one was led. This simple model was reformulated to become convex and quadratic and to reach better resolution time performances with the same solutions. This optimization problem was developed to take into account a time horizon factor into the optimization of the operation planning of the distribution network. The time horizon factor aim to represent the production and consumption variation over a selected period.

Finally, because this model has to be integrated into a decision making helping tool that will be used by the DSO SRD several operational constraints were added into the optimization model.

Several state of the art case studies are presented to validate the model accuracy regarding existing methods. Simulation experiments were done on real networks data to show the applicability of the proposed optimization model over large scale case studies which correspond to the DSO SRD reality.

Keywords : Smart power grids, Electric power systems–Load dispatching, Electric power systems–Electric losses, Mathematical optimization, Convex Quadratic reformulation, Non-linear model, Mixed optimization, Network reconfiguration.
