



HAL
open science

INFLUENCES DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SUR LA GESTION DES INFRASTRUCTURES CRITIQUES DES RESEAUX DE PUISSANCE

Thi Thu Hà Pham

► **To cite this version:**

Thi Thu Hà Pham. INFLUENCES DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SUR LA GESTION-
DES INFRASTRUCTURES CRITIQUES DES RESEAUX DE PUISSANCE. Energie électrique. In-
stitut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006. Français. NNT: . tel-00174846

HAL Id: tel-00174846

<https://theses.hal.science/tel-00174846>

Submitted on 25 Sep 2007

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.

INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

N° attribué par la bibliothèque
/ / / / / / / / / / / / / / /

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

Spécialité : Génie Electrique

préparée au ***Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble***
dans le cadre de ***l'Ecole Doctorale***
« Electronique, Electrotechnique, Automatique, Télécommunications, Signal »

Présentée et soutenue publiquement

par

Thi Thu Hà PHAM

Le 26 octobre 2006

Titre

**INFLUENCES DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SUR LA GESTION
DES INFRASTRUCTURES CRITIQUES DES RESEAUX DE PUISSANCE**

Directeurs de Thèse :

Nouredine HADJSAID

Yvon BESANGER

Dinh Long TRAN

JURY

Président :	Monsieur	Jean-Pierre ROGNON
Rapporteurs :	Monsieur	Stefano MASSUCO
	Monsieur	Mohammed MACHMOUM
Examineurs :	Messieurs	Nouredine HADJSAID
		Yvon BESANGER
		Dinh Long TRAN

Remerciements

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire se sont déroulés au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG), aujourd'hui Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELAB) dans le cadre d'une co-tutelle entre l'Institut National Polytechnique de Grenoble et l'Institut National Polytechnique de Hanoi au Vietnam. Cette thèse a été effectuée en collaboration avec le Groupement d'Intérêt Economique "Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir" (GIE-IDEA), entité de mutualisation de la recherche entre Electricité de France, Schneider Electric et l'Institut National Polytechnique Grenoble.

Je tiens à remercier la direction du laboratoire (M. Yves BRUNET et M. Jean Paul FERRIEUX) ainsi que l'ensemble de l'équipe Système et Réseaux Electrique (sous la responsabilité de M. Seddik BACHA et M. Daniel ROYE) pour m'avoir accueillie de manière très agréable et dans une très bonne ambiance, pour leur soutien et les moyens qu'ils ont mis à ma disposition pour la réalisation de ces travaux.

Je tiens à remercier aussi l'Agence Universitaire de la Francophonie (AUF) pour avoir supportée financièrement mon étude supérieure de 3^e cycle (Master de Recherche et Thèse de Doctorat).

J'adresse mes meilleurs remerciements à M. Jean-Pierre ROGNON, Professeur de l'Institut National Polytechnique de Grenoble qui nous a fait l'honneur de présider ce jury de thèse. Qu'il trouve ici l'expression de ma gratitude pour l'intérêt qu'il a porté à mon travail.

Je suis également très honorée que M. Mohammed MACHMOUM, Professeur de l'Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes et M. Stefano MASSUCO, Professeur de l'Université de Genova, Italie aient accepté la charge de juger ces travaux en tant que rapporteurs. Je les remercie chaleureusement pour leur dévouement et pour les questions pertinentes et constructives lors de la soutenance.

Je souhaite exprimer mes vifs remerciements à M. Nouredine HADSJAID, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, pour la confiance qu'il m'a accordée en me proposant cette thèse, et les nombreuses discussions enrichissantes.

Je suis profondément reconnaissante envers M. Yvon BESANGER, Maître de Conférence à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, sans qui rien n'aurait été possible, pour son appui intellectuel, ses compétences, sa disponibilité, son optimisme et sa bonne humeur. Il a suivi tout mon parcours

universitaire et m'a toujours soutenu dans les épreuves. Je tiens à le remercier plus particulièrement pour ses encouragements et toute l'aide qu'il m'a accordée pendant la rédaction de ce rapport.

J'adresse mes meilleurs remerciements à M. Dinh Long TRAN, Professeur de l'Institut National Polytechnique de Hanoi pour son encadrement du côté Vietnamien, pour son soutien continu, ses précieux conseils prodigués et pour tout ce qu'il m'a appris depuis maintenant six années. Sa présence à Grenoble lors de ma soutenance de thèse m'a ravie.

Je remercie tous les personnels administratifs et informatiques du laboratoire pour leurs services de qualité et leur dévouement. Une mention très spéciale à Danielle COLIN (secrétaire du laboratoire) et Julie LAUR (secrétaire de GIE-IDEA) pour leur disponibilité et leur gentillesse.

Je remercie également l'ensemble des enseignants, professeurs, maître de conférences, invités industriels (Electricité de France, Schneider Electric), doctorants, stagiaires du LEG et du GIE IDEA qui, d'origines géographiquement différentes, m'ont fait partager leur passion, leur connaissance, leur savoir et leur culture. Merci à Malik et Damien, mes encadrants du DEA qui deviennent mes amis aujourd'hui. Merci à Miguel, tu es un ange qui m'a fait preuve de la patience et du courage. Merci Raphaël, ta passion et ton optimisme sans mesure resteront pour moi une source d'inspiration.

Merci à tous mes amis vietnamiens à Grenoble avec qui j'ai eu beaucoup de plaisir à échanger des idées, mais aussi des sorties et des fêtes traditionnelles inoubliables. Ils ont rendu ma vie ici beaucoup plus agréable. Je les remercie tout particulièrement pour avoir partagé avec moi les moments uniques de la soutenance de thèse.

Xin dành những điều tốt đẹp nhất đến những người thân yêu của tôi :

Con cảm ơn Bố Mẹ, những người con yêu quý nhất trên đời. Bố Mẹ đã cho con tất cả. Con mong Bố Mẹ sẽ tự hào về con !

Cảm ơn anh, cyce. Em hạnh phúc vì luôn có anh ở bên và cùng anh chia sẻ cuộc sống này !

Table de matières

Remerciements	5
Table de matières	9
Introduction générale	15
Chapitre 1. Infrastructures critiques du système électrique - Impacts de la production décentralisée sur les situations critiques du système électrique	19
1. Introduction	19
2. Système électrique - Infrastructures critiques	20
2.1. Le mécanisme de formation des incidents majeurs	21
2.2. Le plan de défense contre les incidents majeurs - Le plan de reconstitution	22
3. Insertion de production décentralisée	24
3.1. Insertion de production décentralisée comme facteur de renforcement des moyens de production du système électrique	25
3.1.1. Nouveaux producteurs d'énergie	25
3.1.2. Apports potentiels de la production décentralisée	27
3.2. Insertion de production décentralisée comme facteur de vulnérabilité du système électrique	28
3.2.1. Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution	28
3.2.2. Impacts de la production décentralisée sur le réseau de transport	29
4. Le problème posé : celui de la gestion des infrastructures critiques du système en présence de fort taux d'insertion de production décentralisée	33
Chapitre 2. Méthodologie de gestion des situations critiques pour le système électrique avec fort taux de pénétration de production décentralisée	35
1. Introduction	35
2. Ilotage intentionnel à multi - niveaux de tension du système électrique	36
2.1. Possibilités d'ilotage intentionnel à multi - niveaux de tension	36
2.1.1. Ilotage intentionnel au niveau du réseau de transport	37
2.1.2. Ilotage intentionnel au niveau des réseaux de distribution	38
2.1.3. Ilotage intentionnel au niveau des réseaux basse tension	39

2.1.4. Conclusion sur les possibilités d'îlotage	40
2.2. Les nouveaux services proposés par l'îlotage intentionnel à multi - niveaux de tension au service de gestion des situations critiques du système	40
2.2.1. Services proposés à la phase de planification des réseaux	40
2.2.2. Services proposés à la phase d'anticipation	42
2.2.3. Services proposés à la phase de réaction en temps réel	43
2.2.4. Conclusion	44
3. Nouvelle procédure de reconstitution du système électrique : Deep - Build Together	45
3.1. Philosophies de la reconstitution du système	45
3.2. Formulation du problème	46
3.2.1. Reconstitution « du transport vers la distribution » - Downward stream	46
3.2.2. Reconstitution « de la distribution vers le transport » - Upward stream	48
3.3. Procédure générale de reconstitution du système	51
3.3.1. Reconstitution « du transport vers la distribution » - Downward stream	51
3.3.2. Reconstitution « de la distribution vers le transport » - Upward stream	52
3.4. Contraintes à prendre en compte pendant le processus de reconstitution	59
3.5. Autre application de la stratégie « Deep Build Together »	61
4. Conclusion	62
Chapitre 3. Faisabilité de la méthodologie proposée : Analyses et Propositions	63
1. Introduction	63
2. Capacité des GED de participer au mode « îlotage intentionnel »	65
2.1. Capacité black-start des GED	65
2.2. Tenue en tension et en fréquence	66
2.2.1. Réglage primaire de fréquence pour les GED	67
2.2.2. Réglage secondaire de fréquence pour les GED	68
2.2.3. Marge de réserve totale	70
2.3. Etude de stabilité	70
2.3.1. Stabilité en petits signaux	71
2.3.2. Stabilité en grands signaux	74
2.4. Adaptation du système de protection des GED aux nouveaux services	76
2.4.1. Protection de découplage	77
2.4.2. Protection contre les défauts du réseau en îlotage	78
3. Accessibilité fournie par les réseaux électriques	81
3.1. Présentation de la problématique	81
3.2. Résolution du Problème 1	83
3.2.1. Formulation du problème	83
3.2.2. Modélisation du réseau sous forme d'un graphe	85
3.3. Résolution du Problème 2	96
3.3.1. Formulation du problème	97

3.3.2. Méthode d'optimisation	98
3.4. Conclusion sur l'optimisation du nombre et du placement d'IMT	101
4. Amélioration du système de coordination intelligent de contrôle et de commande pour le système intégré (transport et distribution)	101
4.1. Introduction	101
4.2. Conception	102
4.2.1. L'approche de Système Multi - Agents (SMA)	102
4.2.2. SMA au niveau de cellule du réseau de distribution	103
4.2.3. SMA entre des cellules du réseau de distribution	105
4.2.4. Intégration des SMA aux réseaux de distribution avec le système de téléconduite	106
4.3. Protocole de communications entre les agents	106
5. Conclusion	107
Chapitre 4. Validation de la méthodologie de reconstruction du réseau	109
1. Introduction	109
2. Réseaux d'application - Outils de simulation	111
2.1. Réseaux d'application	111
2.1.1. Le réseau de transport	111
2.1.2. Le réseau de répartition	112
2.1.3. Les deux réseaux de distribution	113
2.2. Outils de simulation	113
2.2.1. Les logiciels utilisés	113
2.2.2. L'interface graphique d'utilisateur développée	114
3. Scénarios envisagés	118
3.1. Scénario 1 : Plan de défense actuel - Sans participation des GED (Downward Stream)	119
3.1.1. Première période (appelée black-start du réseau)	119
3.1.2. Deuxième période et fin	122
3.1.3. Conclusion	124
3.2. Scénario 2 : Stratégie de reconstitution du réseau avec la participation des GED : « Deep Build Together »	125
3.2.1. Phase de planification : Optimisation du nombre et du placement des IMT	125
3.2.2. La stratégie «Deep Build Together »	132
3.3. Comparaison des deux stratégies de reconstruction du système	138
4. Conclusion	140
Conclusions générales - Perspectives	143
Références bibliographiques	147
Publications	153
Annexe. Réseaux test	155

1. Réseau de transport IEEE New England 39 nœuds	155
1.1. Données des générateurs	156
1.1.1. Caractéristiques des générateurs	156
1.1.2. Temps de démarrage des générateurs	157
1.1.3. Protections des générateurs	158
1.1.4. Caractéristiques des régulateurs	158
1.2. Caractéristiques des transformateurs	160
1.3. Caractéristiques des lignes	160
2. Réseau de répartition	161
2.1. Données des générateurs	161
2.2. Caractéristiques des transformateurs	161
2.3. Caractéristiques des lignes	161
3. Réseaux de distribution	162
3.1. Données des générateurs	163
3.1.1. Caractéristiques des générateurs	163
3.1.2. Caractéristiques des régulateurs	164
3.2. Caractéristiques des transformateurs	164
3.3. Caractéristiques des lignes	164

Introduction générale

L'industrie électrique de nombreux pays industrialisés connaît depuis plus de vingt ans de profondes mutations. Dans les années 1990, la compagnie d'électricité anglaise CEGB (**United Kingdom Central Electric Generating Board**) a décidé de se diviser en plusieurs compagnies regroupant trois filières principales du système électrique: génération, transmission et distribution, d'introduire la concurrence entre les producteurs, de créer le pools (bourse d'électricité) et les marchés spot. Aux Etats-Unis, en 1994, la California Public Utility Commission a adopté une nouvelle politique qui a ouvert l'accès à tous les producteurs d'électricité à la compétition. En 1996, la Commission Européenne a adressé la même issue par l'édition de la directive 96/92/CEE fixant les règles de l'ouverture du marché de l'énergie électrique à la concurrence [LAI-2001].

Ces événements ont marqué les premiers pas qui nous dirigent vers une nouvelle ère de la libéralisation du marché électrique. La tendance vers la dérégulation devient de plus en plus répandue dans le monde. La dérégulation permet la privatisation progressive dans la génération et la distribution de l'énergie électrique. Elle conduit enfin à une décentralisation dans les modes d'exploitation du système électrique et une diversité dans les moyens de génération et de distribution de l'énergie.

D'autre part, depuis ces dernières décennies, un ensemble de raisons diverses telles que :

- l'obligation de réduire l'émission de gaz à effet de serre (protocole de Kyoto en 1997)
- la menace de l'épuisement de l'énergie fossile
- le problème de l'indépendance énergétique
- le développement durable

nous poussent à considérer désormais le problème énergétique non seulement selon le point de vue économique, mais également selon un point de vue écologique. Ceci a encouragé un grand nombre de pays à développer leur système d'énergie sur la base de génération dispersée à grande échelle comprenant les énergies nouvelles et renouvelables et les solutions à haut rendement énergétique (de type cogénération).

Ces deux dernières évolutions se traduisent alors par une insertion à taux croissant des productions décentralisées ou générations d'énergie dispersée (GED) dans les réseaux électriques.

Les GED ont des apports potentiels très intéressants en terme d'énergie et d'économie.

Cependant, en fonction de leur taux de pénétration, ces nouvelles sources d'énergie pourraient avoir des conséquences importantes sur l'exploitation et la sécurité des réseaux électriques. Pour une insertion massive des GED au système, ces impacts se trouveront non seulement au niveau du réseau de distribution, où la plupart des GED sont raccordées, mais ils affecteront le système entier en terme :

- d'incertitude dans la planification des moyens de production (liée à la prévision météorologique, l'intermittence des sources...)
- d'augmentation de la vulnérabilité dans l'exploitation due :
 - au changement de la marge de réserve d'exploitation
 - à la sensibilité des GED à des perturbations dans le réseau (liée à leur taille petite et/ou moyenne)
 - à la complexité de la coordination de la conduite du réseau (on se trouvera en présence de nombreuses entités de tailles diverses avec des intérêts divers)

Il est à remarquer qu'à échelle du système, plus le taux d'insertion des GED est significatif, plus leurs influences seront particulièrement conséquentes notamment dans les situations critiques, car elles contribuent à davantage d'incertitudes et d'aléas et rendent le réseau plus fragile à cause de leur sensibilité.

D'un autre côté, on peut envisager d'utiliser ces GED dans le cas d'incidents majeurs pour réalimenter par poches un certain nombre de consommateurs au niveau de la distribution sans attendre la remise sous tension venant du transport.

Or, les GED sont actuellement considérées, par le gestionnaire du réseau, comme des sources marginales ou de secours qui devraient être déconnectées en cas d'incidents même légers. Dans le plan de défense et le plan de reconstitution du réseau (les plans d'action faits par le gestionnaire du réseau contre les incidents majeurs et dans les situations critiques du système), la participation des GED n'apporte aujourd'hui aucun effet.

Cette stratégie actuelle d'exploitation des GED, adéquate pour un système dont l'insertion des GED est à petite échelle, ne l'est plus en tenant compte de l'évolution du taux de pénétration de GED dans les années à venir et doit donc être révisée.

Il est donc nécessaire de chercher, d'une part, comment faire évoluer les plans de défense et de reconstitution du système dans le nouveau contexte, et d'autre part, comment se servir efficacement du potentiel des GED pour soutenir le système dans les situations critiques.

L'objectif de cette thèse est alors de proposer une nouvelle méthodologie de gestion des situations critiques du système électrique en présence de fort taux de pénétration de GED pour répondre à ce problème.

L'étude présentée dans cette thèse s'organise comme suit :

Le premier chapitre présentera le système électrique et ses infrastructures critiques dans le contexte actuel. Il conduira ensuite à une présentation des GED avec les technologies utilisées, à indiquer leurs apports et leurs impacts sur les réseaux électriques et sur les plans de défense et de reconstitution du système.

Une méthodologie de gestion des situations critiques s'appuyant sur le concept d'îlotage intentionnel à multiples niveaux de tension du réseau sera proposée dans le deuxième chapitre. En se basant sur cette méthodologie, plusieurs services seront formulés au gestionnaire du réseau. Parmi ces applications, la solution de reconstitution du système à l'aide des GED semble être la plus intéressante. Une nouvelle stratégie de reconstruction du système appelée « Deep Build Together » sera donc présentée et étudiée en détail, cette stratégie intègre des processus de reconstitution simultanés au niveau du réseau de transport et au niveau des réseaux de distribution.

Dans le troisième chapitre, plusieurs aspects techniques seront analysés afin de justifier la faisabilité de la méthodologie proposée. Les éléments abordés seront les caractéristiques dynamiques des GED avec leur système de régulation, le système de protection, l'adaptation de l'infrastructure du réseau électrique actuel aux nouveaux services apportés par les GED, et l'amélioration du système de téléconduite.

La méthodologie et les méthodes développées dans les deux chapitres précédents seront mises en simulation dans le quatrième chapitre afin de valider le travail de recherche réalisé. A travers une comparaison entre la stratégie de reconstruction du système utilisée actuellement et la nouvelle stratégie que nous avons proposé, les bénéfices d'utilisation des GED dans le processus de reconstitution du système seront quantifiés, les évolutions nécessaires du plan de reconstitution du système aptes au nouveau contexte seront identifiées.

Des conclusions et des perspectives de ces travaux termineront ce mémoire.

Chapitre 1

Infrastructures critiques du système électrique - Impacts de la production décentralisée sur les situations critiques du système électrique

1. Introduction

L'insertion à grande échelle de la **génération d'énergie dispersée** dans les années à venir semble énergétiquement et économiquement intéressante, voire même incontournable. En effet, de nombreux potentiels existent et un grand nombre de pays tentera sûrement de promouvoir au mieux ces énergies locales.

Pourtant, selon les études récentes, l'apparition de ces nouveaux producteurs a causé, sur le plan de l'exploitation du réseau électrique, des conséquences techniques notamment sur les réseaux de distribution où la plupart des GED sont raccordées. D'ailleurs, si l'on prévoit une insertion massive des GED à moyen terme, leurs impacts pourraient s'étendre au niveau du réseau de transport et rendre le système entier plus vulnérable (ou fragile), notamment dans les situations critiques.

Ce chapitre consiste, tout d'abord, à présenter le système électrique en tant qu'infrastructure critique, le plan de défense et le plan de reconstitution utilisés actuellement en France. Ensuite, l'insertion des GED aux réseaux sera analysée comme un facteur de renforcement des moyens de production d'énergie électrique, ainsi qu'un facteur de vulnérabilité du système intégré. Et puis, plusieurs stratégies envisageables dont celle que nous allons adopter dans le cadre de ce travail seront proposées.

2. Système électrique - Infrastructures critiques

Le système électrique fonctionne sous deux types de contraintes principaux : contrainte de fourniture de l'énergie et contraintes d'opérations. Le premier type impose que toutes les consommateurs doivent être alimentés, tandis que le deuxième demande que les variables du système telles que la fréquence, le profil de tension et les courants transités sur les lignes doivent toujours rester dans les plages autorisées.

Le système est dit en *régime normal* si les contraintes de fourniture de l'énergie et les contraintes d'opération sont satisfaites.

Le système est dit en *état d'urgence* si les contraintes d'opération du système ne sont pas satisfaites. Cette situation peut être causée par une ou des grandes perturbations qui emmènent les variables du système en dehors de leurs limites. Si les actions d'intervention du gestionnaire du réseau réalisées par les outils de conduite du réseau ou par le délestage des consommateurs sont efficaces pour ramener les variables du système dans les limites, le réseau est sauvegardé et passé à l'état d'alerte. Si ces actions correctives ne sont pas réussies, le système risque de s'écrouler et de passer en état extrême.

Le système est dit en *état d'alerte* si la contrainte de fourniture de l'énergie n'est pas entièrement respectée (une partie des charges n'est pas alimentée).

Le système est en *état extrême* si les deux contraintes ne sont pas satisfaites. Plusieurs, voire toutes les charges ne sont pas alimentées, i.e., il s'agit d'une interruption de service ou d'une panne d'électricité généralisée (black-out partiel ou total).

Les *situations critiques* du système électrique résultent en effet des changements de l'état normal à vers trois autres états d'opération. Ces changements prennent l'origine des incidents majeurs, qui peuvent être provoqués par des causes naturelles, techniques ou/et humaines, et entraînent finalement la rupture généralisée de service de l'énergie chez des consommateurs. Comme les conséquences de l'absence d'électricité sont toujours dramatiques pour la vie sociétale, tant pour l'économie que pour la sécurité, l'étude sur les infrastructures critiques joue un rôle très important pour n'importe quel système électrique.

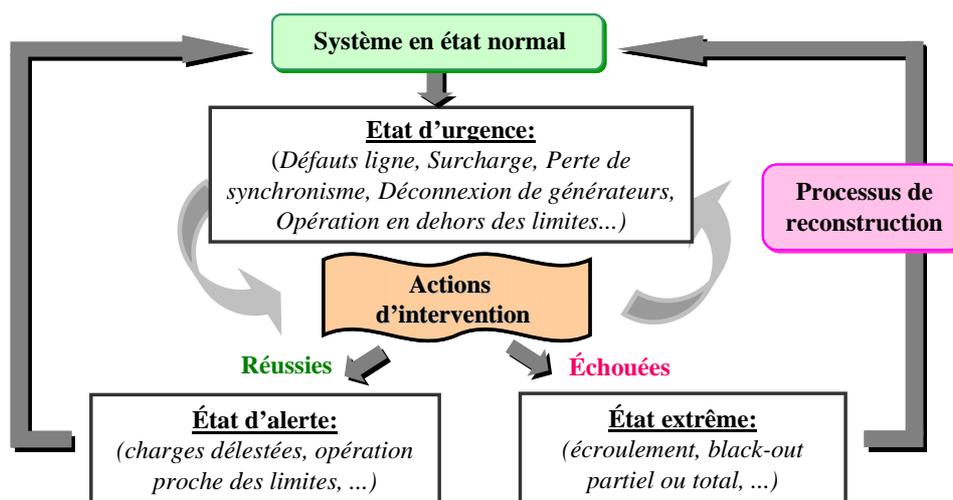


Figure 1 - 1. Différents états d'opération du système électrique

L'objectif de l'étude des infrastructures critiques consiste, d'abord, à appréhender le mécanisme de formation des incidents majeurs pour identifier les causes décisives qui conduisent à la perte du

système. C'est alors par la suite que le développement des stratégies et des procédures de défense et de reprise de service sera mise en place.

2.1. Le mécanisme de formation des incidents majeurs

Le système électrique est normalement dimensionné pour résister à des perturbations qui sont considérées comme *probables* telles que la perte d'un composant du système (une ligne, un générateur, un transformateur, etc.). On parle alors du critère de sécurité *N-1*. Lorsque le système doit faire face à une perturbation *probable*, il pourra se rétablir rapidement. Dans le cas contraire, c'est-à-dire l'élément perturbateur est *peu probable*, l'opérateur devra appliquer des mécanismes d'urgence comme : délestage des charges, séparation du système en plusieurs sous - système fonctionnant en îlotage..., etc., afin de sauvegarder le système.

C'est pour cette raison qu'en général, les incidents majeurs ne sont pas provoqués par un seul événement critique, mais par une perturbation initiatrice suivie d'une combinaison d'événements.

Les causes initiales sont souvent sans conséquences majeures. Elles peuvent avoir pour d'origine d'une des raisons suivantes:

- *raisons naturelles* : une perturbation climatique importante (tempête), tremblement de terre, foudre, contacts entre lignes et arbres
- ou, *raisons techniques* : courts-circuits, défaillance d'un composant du système, surcharge
- ou, *raisons humaines* : fausses manœuvres

L'aléa initiateur va causer des perturbations dont l'opérateur n'a pas le temps d'éliminer les conséquences. Par la suite, l'arrivée d'une ou de plusieurs aléas supplémentaires vont éventuellement provoquer des combinaisons d'événements conduisant à l'état dégradé du système. Les causes finales de l'écroulement du réseau peuvent être classées dans les quatre catégories suivantes, [CLE-2000] :

- *Cascade de surcharges* : Le réseau de transport peut être protégé contre les surcharges. Une ligne en surcharge sera déclenchée par ses protections au bout d'environ :
 - 20 minutes, si le transit est supérieur à 130% de sa capacité maximale en régime permanent
 - 10 minutes, si le transit est supérieur à 150% de sa capacité maximale en régime permanent
 - quelques dizaines de secondes, si le transit est supérieur à 170% de sa capacité maximale en régime permanent

Lorsqu'une ligne est déclenchée, le report de charges va créer de nouvelles surcharges sur d'autres lignes et provoquer le déclenchement successif de ces dernières. Le phénomène va se propager rapidement tout au long du réseau (on l'appelle *effet domino*). Il conduit finalement soit à un écroulement de tension, soit à une perte de synchronisme au niveau régional ou à la création des sous- réseaux instables.

- *Écroulement de tension* : La cause initiale de l'écroulement de tension est la chute de tension sur le réseau de transport (due à la perte d'une ligne d'interconnexion ou d'un groupe de production), qui entraîne une tension basse sur les réseaux aux niveaux de tension inférieure (répartition et distribution). Par conséquent, les régulateurs en charge automatique des

transformateurs aux niveaux de tension inférieure essayent d'augmenter le profil de tension au niveau du réseau de répartition et des réseaux de distribution en modifiant leur rapport de transformation. Ceci fait appel davantage de réactif du réseau en amont et dégrade encore la situation. Lorsque cette tension basse atteint un certain seuil, cela entraîne le déclenchement de groupes de production protégés par leur protection de tension basse. Ceci va aggraver la situation par le manque de puissance réactive occasionné et favorise sa propagation au reste du réseau.

Le dynamique du phénomène est rapide, de l'ordre de quelques minutes.

- **Écroulement de fréquence**: La fréquence du réseau représente la mesure de l'équilibre entre production et consommation. Pour faire face à des aléas, le système utilise la réserve primaire pour maintenir la fréquence dans une plage de fonctionnement limitée. Si la réserve primaire n'est pas suffisante, la fréquence risque de dépasser la plage autorisée. Ceci va provoquer le déclenchement en cascade des générateurs par leur protection à minimum de fréquence, ce qui va accélérer l'écroulement de fréquence du système.

La dynamique du phénomène est très rapide, de l'ordre de la seconde.

- **Rupture de synchronisme**: Les groupes de production fonctionnent en synchronisme. Si, par accident, un groupe de production perd le synchronisme, c'est-à-dire ,fonctionne à une fréquence différente par rapport aux autres groupes, il ou une partie du réseau liée à ce générateur - là sera isolé du réseau ou mis hors tension du réseau si la zone isolée n'est pas stable.

2.2. Le plan de défense contre les incidents majeurs - Le plan de reconstitution

Les conséquences de la rupture de service sont tellement lourdes que chaque système, en fonction de ses caractéristiques, doit développer des procédures qui incluent les décisions et les actions à prendre automatiquement afin de protéger le réseau contre les incidents, ou, si tous les moyens de protection sollicités ne peuvent pas sauvegarder le système, de reconstituer le fonctionnement normal du système le plus rapidement possible. Ces procédures recouvrent les objectifs suivants :

- **Détection** : le système doit disposer des moyens nécessaires pour détecter l'état dégradé du système électrique.
- **Sécurité** : il faut des procédures adaptées pour stopper l'expansion de l'incident et sa propagation au reste du réseau en sacrifiant si nécessaire l'alimentation de certains consommateurs, et/ou préparer le plan de séparation du réseau en plusieurs sous - réseaux afin de protéger les zones saines. Ceci fait partie du **plan de défense**
- **Rapidité** : Pour les zones qui sont en situation extrême (black-out), il faut des procédures qui contiennent des actions automatiques ou manuelles à entreprendre permettant un retour rapide à la situation normale. Il s'agit du **plan de reconstitution** du système.

Le plan de défense français a été développé par EDF. Il a été modifié par le nouvel opérateur du transport, RTE (Gestionnaire du Réseau de Transport). Il contient des actions curatives prises par les opérateurs dans les centres de conduite lors de l'incident, quand la dynamique du phénomène le permet. Les incidents concernés sont les cascades de surcharges et l'écroulement de tension.

Il est effectué aussi tôt que possible quand le système est dans la situation encore viable, ordonnées par des boucles automatiques de contrôle ou depuis les centres de dispatching régionaux et national.

Les mesures contre les cascades de surcharges sont les suivantes : actions sur les consignes de puissance active et/ou réactive des groupes de production ; actions sur les régulateurs en charges (blocage des prises) ; diminution de la tension de consigne des transformateurs à régulateur en charges au niveau du réseau de moyenne tension; délestage manuel des charges.

Pour les ruptures de synchronisme, avant, on disposait de relais *out-of-step* sur les lignes stratégiques (l'interconnexion des sous - réseaux cohérents) permettant d'isoler les sous - systèmes avant la perte totale du système. Pourtant, des études dans [COU - 1993] ont montré des fonctionnements inadéquats compte tenu des évolutions du maillage du réseau et des échanges au niveau international. Le système SYCLOPES (système coordonné de localisation de pertes de synchronisme) a donc été mis au point et la figure 1 - 2 illustre le principe de fonctionnement du plan de défense intégrant ce système.

Le système SYCLOPES prévoit également, en fonction de la gravité de l'incident, la séparation du système en plusieurs sous - réseaux prédéfinis. La plus haute priorité est de pouvoir rétablir au plus vite possible le service de remise sous tension des centrales nucléaires selon la disponibilité des sources avec la capacité black-start dans chaque zone îlotée.

Une mesure complémentaire se situant à la limite entre le plan de défense et le plan de reconstitution est l'îlotage des centrales nucléaires sur leurs auxiliaires afin de pouvoir les réintégrer au plus vite le réseau après le black-out (problème du temps critique du démarrage que nous allons voir plus loin dans ce rapport).

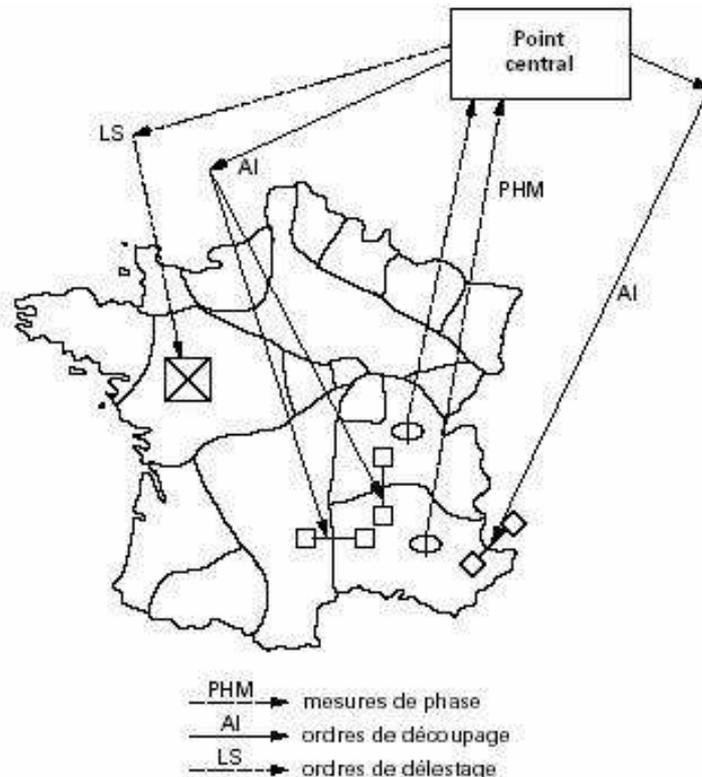


Figure 1 - 2. Plan de défense français : SYCLOPES, mesures de phase (PHM), ordre de délestage de charges (LS), ordre d'ouverture pour créer des îlots autonomes (AI)

Le plan de reconstitution français ne fait pas partie du plan de défense du système. Il est réalisé lorsque tous les moyens parvenus du plan de défense ne suffisent pas à stopper un effondrement généralisé du système. Dans ce cas - ci, le plan de reconstitution se compose des actions essentielles suivantes:

- identifier l'état du système (disponibilité des groupes de production, des lignes de transport, etc.)
- remettre sous tension des groupes de production nucléaires à l'aide des sources black-start, des lignes et des charges critiques
- remettre progressivement sous tension des ouvrages du réseau de transport tout en évitant les problèmes de surtension ou de tension basse liés aux lignes de transport longues, ou des problèmes plus délicats comme la ferrorésonance afin d'éviter tout nouvel écroulement.

Le plan de reconstruction du système dépend de la structure du réseau et des technologies disponibles. Les nouvelles évolutions du réseau nécessitent donc l'adaptation adéquate du plan de reconstitution. Ces évolutions peuvent être l'intégration de nouvelles technologies en terme de génération, de transport d'énergie, de protection ou de moyens de conduite du système. Elles peuvent aussi être, au contraire, un nouvel événement critique qui n'a pas encore été expérimenté sur le réseau.

A chaque fois, le phénomène devra être rigoureusement analysé afin d'en tirer des expériences d'exploitation qui fourniront au gestionnaire du réseau des moyens nécessaires pour mettre à jours le plan de défense du système. Ce processus d'analyse forme un cycle résumé dans la figure 1 - 3 que l'on appelle le cycle de l'étude de reconstruction du système.

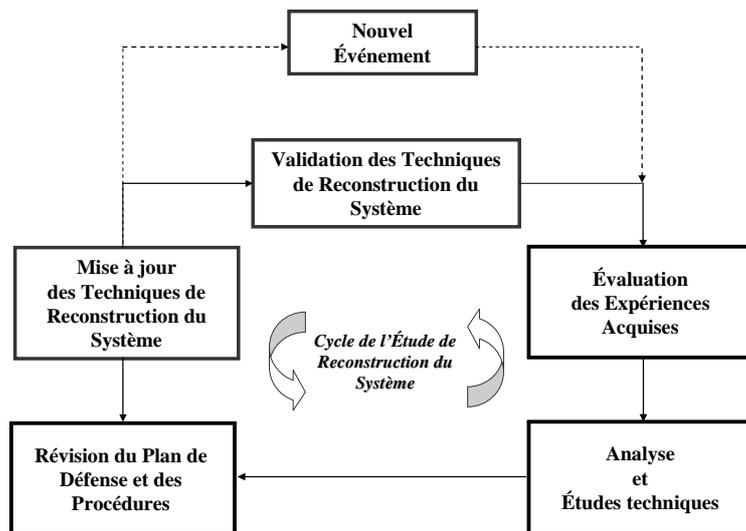


Figure 1 - 3. Cycle de l'étude de reconstruction du système électrique

3. Insertion de production décentralisée

Depuis la première apparition en Grande Bretagne en 1990, la tendance vers la dérégulation devient de plus en plus répandue dans le monde, notamment dans les pays développés. D'ailleurs, la préoccupation accordée à l'aspect environnemental et au développement durable a encouragé les producteurs à développer la production décentralisée d'électricité sur la base des énergies nouvelles et renouvelables et des solutions de à haut rendement énergétique.

Ces évolutions sont les deux facteurs essentiels qui favorisent l'introduction des nombreux producteurs de taille petite ou moyenne aux réseaux électriques aux niveaux de tension inférieure au cours de ces dernières années.

Ce nouveau phénomène peut être positif et négatif à la fois. D'une part, l'insertion des GED est présentée comme un facteur de renforcement des moyens de production du système. D'autre part, elles apportent également des impacts négatifs à échelle du système en le fragilisant notamment dans les situations critiques.

3.1. Insertion de production décentralisée comme facteur de renforcement des moyens de production du système électrique

3.1.1. Nouveaux producteurs d'énergie

Traditionnellement, le renforcement du système de production électrique se fait par l'insertion de nouvelles unités de production centralisée au réseau de transport.

Au cours de ces dernières années, la tendance de libéralisation du marché de l'électricité a favorisé l'apparition de nombreux producteurs dans les réseaux électriques de niveaux de tension inférieure.

On appelle ces nouveaux producteurs par plusieurs noms comme *Production Décentralisée*, *Production Distribuée*, *Génération d'Énergie Distribuée* ou *Génération d'Énergie Dispersée*, etc., pour définir les sources d'énergie électrique alternatives de la production centralisée qui sont placées près des points de consommation et disposées des puissances installées allant de moins d'un kW à 50 MW. Dans le cadre de cette thèse, deux termes utilisés principalement sont *Production Décentralisée* et *Génération d'Énergie Dispersée* (GED), connus en anglais sous le nom *Distributed Generation* (DG).

Les technologies pour les productions décentralisées sont actuellement réparties dans deux groupes : sources conventionnelles et sources nouvelles et renouvelables.

Les sources conventionnelles les plus utilisées sont les suivantes :

- les turbines à combustion (puissance disponible sur le marché de 25 kW à 200 MW), les micro-turbines à combustion (de 30 à 250 kW), les moteurs à gaz (de 5 kW à 5 MW), les moteurs diesel (de 100 kW à 25 MW), les moteurs Stirling (de 5 à 50 kW). La première utilisation de ces sources est comme unités de secours.
- Les sources utilisant l'énergie primaire d'origine fossile ci-dessus citées fournissent l'énergie électrique et perdent toute la chaleur produite. L'idée est de récupérer cette énergie thermique pour la fournir à des charges thermiques (chauffages, séchage, eau chaude) afin d'améliorer le rendement énergétique (qui peut atteindre 80 à 90%). La cogénération est donc une solution technique très intéressante, notamment lorsqu'elle se trouve proche des points de consommation électrique et thermique.
- les piles à combustibles (de 1 kW à 1 MW selon le type de pile à combustible). Leurs technologies sont encore dans l'étape de recherche et de développement.

Les sources nouvelles et renouvelables expérimentées sont :

- les turbines éoliennes : Deux technologies utilisées principalement sont les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. En tenant compte de l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel. La puissance d'un parc éoliens varie actuellement entre quelques MW à 200 MW environ. On espère qu'avec

l'arrivée à la maturité des technologies, des parcs éoliens de capacité plus grande pourront apparaître dans le futur.

L'insertion des éoliennes dans le réseau électrique est en pleine croissance. L'ETSO (European Transmission System Operators) estime une évolution importante du taux de pénétration des éoliennes dans les systèmes électriques européens comme le montre la figure 1 - 4 [ETS-2003]:

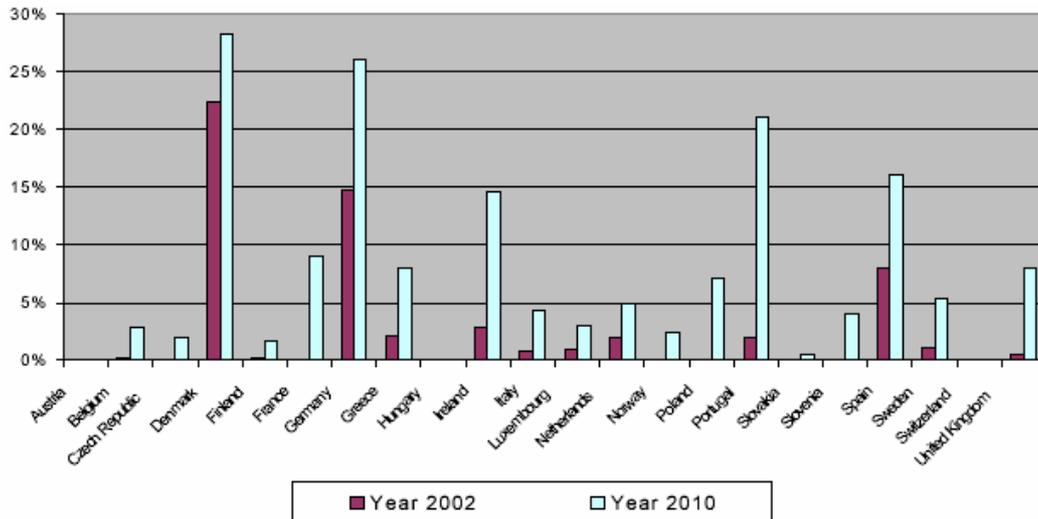


Figure 1 - 4. Données ETSO sur la capacité de l'énergie éolienne relativement à la capacité totale installée, [ETS-2003]

- les petites centrales hydroélectriques : L'utilisation de l'énergie hydraulique pour la production électrique et leur application au niveau de la production centralisée sont bien connues depuis longtemps. Il s'agit, ici, de centrales à petite échelle proche des clients comme des sources locales. Le niveau de puissance va de quelques kW à quelques MW.
- la biomasse : Elle fonctionne comme un générateur de type thermique en utilisant des combustibles issus de : bois, biogaz, déchets industriels et domestiques. La puissance de sortie peut aller à plus de 100 MW.
- les panneaux photovoltaïques : Les panneaux photovoltaïques peuvent fournir une puissance de sortie de 1 à 2 kW par panneau. Ils sont raccordés au réseau via une interface d'électronique de puissance. Ces unités de génération, dont l'énergie vient de la radiation solaire, sont également caractérisées par l'intermittence de cette source primaire. Ainsi, il faut les associer avec un système de stockage.
- les systèmes de stockage : Comme on ne peut pas stocker l'énergie électrique en grande quantité, on essaie de la stocker sous d'autres formes telles que l'énergie gravitationnel, le thermique, électrostatique ou électromagnétique. Leurs applications sont donc nombreuses : les centrales à base de batteries, le système de stockage à air comprimé, les supraconducteurs, le stockage dans des matériaux magnétiques supraconducteurs, les volants d'inertie...etc. Pourtant, seules les centrales à base de batteries sont mises en exploitation à petite échelle comme les sources de secours, les autres technologies restent encore dans l'étape de recherche et développement.
- la géothermie : les centrales géothermiques utilisent l'énergie de nappes d'eau chaudes souterraines dans les zones les plus favorables (comme l'Islande, par exemple). Cette eau

chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs et la vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique.

- l'hydrolienne : Les centrales hydroliennes utilisent l'énergie cinétique des courants marins de façon similaire aux éoliennes avec le vent. Elles restent encore dans l'étape de recherche et développement. Des projets d'implantation existent, mais cherchent encore des financements.

3.1.2. Apports potentiels de la production décentralisée

Strictement liés aux aspects d'économie, d'écologie et de dynamique de ces nouveaux producteurs, les avantages de l'insertion des GED dans le système électrique sont à rappeler, parmi lesquels :

- l'aspect environnemental : les productions basées sur les énergies nouvelles et renouvelables sont moins polluantes que celles à base de l'énergie fossile et nucléaire. C'est pour cette raison qu'actuellement, l'aspect environnemental représente un avantage des GED de petite et moyenne puissance en tenant compte des raisons écologiques et de l'obligation du protocole de Kyoto sur l'émission de gaz à l'effet de serre.

Pourtant, l'apparition de parcs éoliens de grande capacité dans le futur pourra devenir source de pollution en terme de bruit et de modification des paysages dûes à l'espace important qu'ils occupent. En outre, pour faire face à des fluctuations de la production éolienne, le système doit augmenter excessivement la réserve tournante, et par conséquent, augmenter indirectement les émissions liées à la nécessité de maintenir en service des unités conventionnelles. L'utilisation mixte et complémentaire des éoliennes avec d'autres types de GED ainsi qu'avec des sources classiques devrait apporter la solution pour cet aspect.

- le temps de construction des installations : Pour les installations de production centralisée il faut compter de 7 à 10 ans, voire plus dans le cas de construction des grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires. Par contre, un projet d'installation de production décentralisée peut être assez court (jusqu'à moins de 6 mois).
- le coût d'installation et d'entretien : Pour les grandes productions centralisées, en dehors des coûts importants liés à la construction propre de l'installation, il faut compter aussi le surcoût lié à des infrastructures spécialement construites nécessaires pour les travaux (les routes, les lignes dédiées, etc.). Par contre, le coût d'un projet de production décentralisée peut être accessible à des petites entreprises, ce qui favorise la diversité dans la production électrique et active la compétition.
- la réponse rapide à l'évolution de consommations locales: Les productions décentralisées de type conventionnel peuvent être placées là où il y a un besoin d'énergie. Leurs applications dans la cogénération permettent de satisfaire à la fois la demande d'électricité et de thermique. Elles permettent de réduire les pertes, et éventuellement, de retarder les investissements pour renforcer les infrastructures du réseau.
- le prix des énergies primaires : Sur ce point, les productions décentralisées à base d'énergies nouvelles et renouvelables prennent l'avantage devant les productions à base d'énergie fossile. Surtout, si on considère le prix de l'énergie fossile dans le contexte actuel où il y a une menace d'épuisement de ce type d'énergie et une augmentation incessante du prix de pétrole au cours de ces dernières années.

- l'aspect opérationnel : comme les productions décentralisées sont souvent de capacité petite et moyenne, elles sont beaucoup plus dynamiques et rapides pour mettre en service l'énergie au réseau.

Grâce à ces avantages attractifs économiquement et énergétiquement, on espère que dans le futur les GED seront les alternatives des grands producteurs centralisés. La figure 1 - 5 montre, pour chacune des états membre du Union Européenne, l'évolution du taux de pénétration des GED relative à la production totale dans laquelle l'hydroélectrique et l'éolienne prennent la plus grande partie. Il est à remarquer que le fort taux constaté pour différents pays tels que la Norvège, l'Autriche, la Suisse, la Suède est lié à des conditions climatiques plus appropriées dans ces pays.

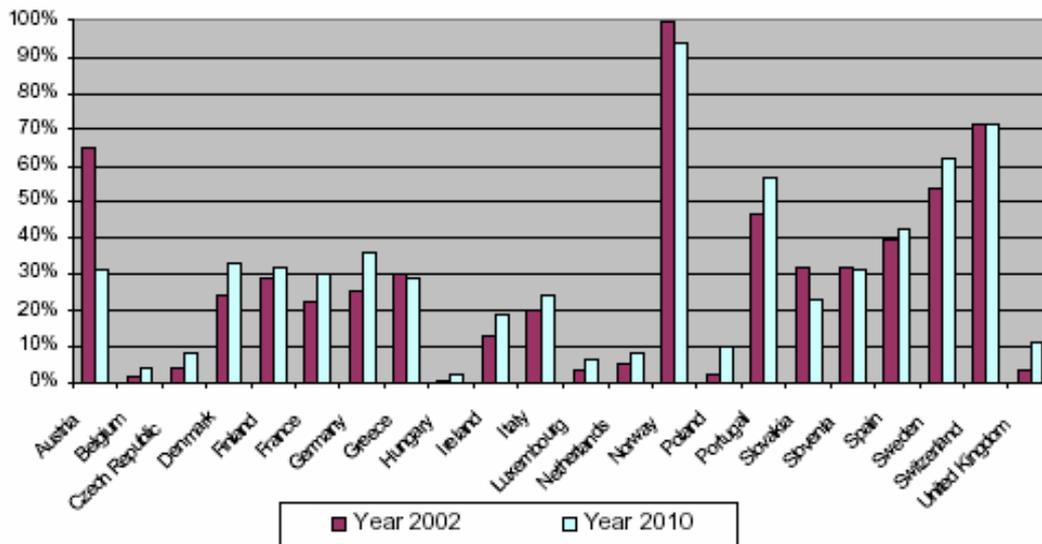


Figure 1 - 5. Données ETSO sur la capacité de production décentralisée relative à la production totale

3.2. Insertion de production décentralisée comme facteur de vulnérabilité du système électrique

Le raccordement de production décentralisée aux réseaux de tension inférieure (par rapport au réseau de transport) apporte des intérêts économiques et énergétiques, mais il sera pénalisé sur le plan de l'exploitation du système.

Les GED sont pour la plupart raccordées au réseau de distribution qui sera le premier à être impacté par ce phénomène. Puis, comme on s'attend à voir prochainement une pénétration de production décentralisée à taux croissant, les impacts de ces nouveaux producteurs ne se restreindront plus au niveau des réseaux de distribution où ils sont raccordés, mais affecteront tout le système, jusqu'au réseau de transport.

3.2.1. Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution

On trouve dans la littérature plusieurs études qui ont été faites afin d'identifier et d'évaluer les impacts de la production décentralisée sur le réseau, puis, de proposer des solutions adaptées : [CAI-2004], [CAN-2000], [FON-2002]. L'opérateur du réseau se préoccupe de ce type d'étude lors de la phase de planification ou de l'approbation d'un projet de raccordement des GED. Les principaux impacts à rappeler sont les suivants :

- *Impacts sur le sens de transit de puissance* : Les réseaux sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergie du réseau de transport vers la distribution. L'insertion des GED dans les niveaux de tension autres que le réseau de transport peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire de la distribution vers le transport. Les équipements, notamment les protections doivent alors être bidirectionnels.

Ainsi, sachant que les réseaux aux niveaux de tension inférieure sont normalement surdimensionnés afin de faire face à l'accroissement de consommation, on n'aura peut-être pas, à court terme, de problèmes liés à des limites de la capacité de transfert d'énergie ; mais à plus long terme, lorsque le taux de pénétration de GED augmentera, la modification du sens de transit de puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales.

- *Impacts sur le profil de tension* : On sait que les nœuds proches d'une source ont une tension plus élevée, la tension diminuant au fur et à mesure que l'on s'en éloigne. La connexion de sources de GED à proximité des charges modifiera donc naturellement le profil de tension sur le réseau.
- *Impacts sur la stabilité du système* : Les génératrices de productions décentralisées peuvent être de type synchrone ou asynchrone. L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à la quelle le système peut résister sans perte de stabilité). Ceci influencera directement la limite de la stabilité dynamique du système en considération.
- *Impacts sur le plan de protection* : La connexion de nouveaux générateurs au réseau modifiera également les courants de courts-circuits et donc le réglage des seuils des protections. D'ailleurs, ce changement peut provoquer une mauvaise sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection.
- *Impacts sur l'observabilité et de contrôlabilité du système* : Les GED, notamment celles à type énergie nouvelle et renouvelable, sont caractérisées par l'intermittence des sources primaires. Cela sera difficile pour l'opérateur d'estimer la puissance de sortie de ces producteurs, donc la puissance fournie du système, par conséquent.
- *Impacts sur la continuité de service* : Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des GED lors que le système les sollicite peut occasionner la rupture d'électricité par manque de puissance.
- *Impacts sur la qualité de service* : Les GED de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur).

D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie.

3.2.2. Impacts de la production décentralisée sur le réseau de transport

L'intérêt de l'étude des impacts de l'insertion massive de production décentralisée sur le réseau de transport est apparu récemment lorsque certaines technologies utilisées sont arrivées à une certaine maturité (le cas de l'éolien). Cependant, ce type d'étude devenait un véritable besoin notamment après des incidents majeurs qui se sont passés au cours des dernières années dans le monde (black-out en

Italie en Septembre 2003, par exemple) où la stratégie d'exploitation inadéquate des GED a contribué à des causes décisives de l'écroulement total du réseau.

C'est pour cette raison que dans cette partie, différents impacts que la pénétration à grande échelle de production décentralisée peut provoquer sur réseau de transport seront analysés.

Incertitude sur la phase de planification

Comme on l'a mentionné dans le paragraphe précédent, parmi les productions décentralisées à base d'énergies nouvelles et renouvelables intégrées au réseau, les éoliennes et les petites centrales hydroélectriques sont les plus exploitées à grande échelle. Elles sont normalement localisées dans les zones où les conditions climatiques sont les plus appropriées.

Pourtant, l'exploitation de ces sources proprement dites est basée sur la prévision météorologique qui porte en elle l'aspect aléatoire et incertain.

Pour l'éolien, compte tenu des conditions géographiques diverses, ce n'est pas évident d'établir un lien entre la production et la capacité installée. Car, certaines périodes de l'année sont favorables en production éolienne, mais faibles en consommation, ou inversement. L'approche basée sur la moyenne annuelle pour déterminer la puissance installée des éoliennes conduit souvent à un surdimensionnement important.

- Dans le cas du Danemark, qui a expérimenté une insertion importante de l'énergie éolienne dans son système [SUS-2003], une prévision non fiable conduit à un surdimensionnement en moyenne de 30% pour des parcs éoliens situés à l'ouest. Le record d'erreur a été constaté à 60%.

En plus des raisons économiques et d'efficacité d'exploitation de ces parcs, une surestimation de la puissance installée peut conduire à des erreurs de planification des moyens de production à moyen et long terme. De fait, si ces parcs ne peuvent pas fournir la puissance espérée, notamment en tenant compte de l'augmentation des charges dans le temps, et le planificateur n'ayant pas prévu d'autres moyens de production pour compenser l'erreur d'estimation (puisqu'il n'en avait pas connaissance), l'exploitant du réseau pourra avoir des difficultés à équilibrer la production et la consommation.

Nécessité de renforcement du réseau

L'insertion de producteurs à base d'énergies nouvelles et renouvelables de type intermittentes est normalement localisée dans des zones où les conditions climatiques sont les plus appropriées. La modification des transits de puissance due à l'introduction des GED peut provoquer des problèmes de congestions locales. Plus la puissance produite par ces GED est grande, plus le risque de congestions dans les zones spécifiques est important.

Des nouveaux renforcements de l'infrastructure du réseau seront alors nécessaires.

Incertitude sur la marge de réserve d'opération

Les GED de type intermittent provoquent également une incertitude en terme de quantité d'énergie générée et d'estimation du volume de réserve de puissance active et réactive pour faire face aux aléas.

Traditionnellement, l'exploitation du réseau repose sur des principes de réaction rapide et sécurisée des moyens de grande production face à des aléas de consommation. L'augmentation de la production décentralisée impose de disposer de plus de réserve car on peut être en déficit de puissance de

régulation pendant les périodes où l'éolien n'est pas disponible, et on peut avoir un surplus de réserve lorsque le vent est favorable.

Par conséquent, l'opérateur du réseau doit être très flexible au niveau de l'estimation des marges de réserve afin de suivre non seulement l'évolution des charges mais aussi l'intermittence des sources

Sensibilité liée à la gestion du réactif

Plusieurs systèmes à base des GED utilisent plutôt des générateurs de type à induction que des générateurs synchrones. Ces groupes consomment de puissance réactive et contribuent à la chute de tension pendant la période de pointe.

D'ailleurs, pour des raisons de sécurité du groupe, la stratégie d'exploitation actuelle implique que ce type de GED, étant très sensible à des perturbations du réseau même légères (court-circuit lointain, creux de tension...), devrait être déconnecté du réseau en cas d'incident. Ceci provoque éventuellement, suite à une petite perturbation, le déclenchement de la GED entraînant une perte de puissance active, notamment dans les périodes de haute consommation.

Ce phénomène pourrait dans certains cas déstabiliser le réseau jusqu'à l'écroulement de tension du réseau et contribuer ainsi à l'initiation d'un black-out.

Sensibilité liée au déclenchement intempestif des GED

Malgré que le taux de pénétration des GED devienne significatif dans certains systèmes, l'opérateur du réseau considère, en général, ces sources comme des charges négatives (nœud P - Q) qui devraient être déconnectées lors de l'incident arrivant au réseau.

Les normes actuelles sur les conditions de raccordement des GED au réseau imposent des seuils assez stricts sur les variations de fréquence et de tension admissibles. Selon l'arrêté ministériel de Mars 2003 sur les prescriptions techniques pour le raccordement, [ARR-2003], les GED doivent être déconnectés si :

- la tension dépasse la fourchette de 85% à 115% de la tension nominale
- la fréquence dépasse la fourchette de 49.5 à 50.5 Hz (pour la plupart des GED dont la puissance installée est supérieure à 1 MW et non marginale - type 1.4 modifié) ou la fourchette de 47.5 à 51.5 Hz.

Ces conditions sont nécessaires pour protéger contre le fonctionnement en îlotage non intentionnel des GED pour des raisons de sécurité du public.

Paramètre	Type 1.1	Type 1.2	Type 1.3	Type 1.4	Type 1.4 modifié	Type 1.5
Déconnexion à distance	No	No	No	Oui	Oui	No
V _{max} (% V _{nom})	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	100 ms	to +500 ms	to +500 ms	to +500 ms	to +500 ms	to +500 ms
V _{max} (% V _{nom})	115%	115%	115%	115%	115%	115%
	100 ms	100 ms	100 ms	200 ms	200 ms	200 ms
V _{min1} (% V _{nom})	85%	85%	85%	85%	85%	85%
	100 ms	100 ms	t1+500 ms	t1+500 ms	t1+500 ms	t1+500 ms
V _{min2}	-	-	25%	25%	25%	25%

(% V nom)			100 ms	100 ms	100 ms	100 ms
fmax (Hz)	51	51	50.5	51 t1+500 ms	50.5 100 ms	51 t1+500 ms
fmin (Hz)	47.5 100 ms	47.5 100 ms	49.5 100 ms	47.5 t1+500 ms	49.5 100 ms	47.5 t1+500 ms

Tableau 1 - 1. Différents seuils de déclenchement selon le type de protection de découplage

En considérant cette philosophie vis - à - vis de l’exploitation des GED dans le système électrique, plusieurs conséquences techniques lourdes pourront apparaître :

- Si les perturbations sont importantes de manière de forcer à déconnecter une grande quantité de puissance produite par les GED, l’ensemble des charges alimentées par les GED sera transféré au réseau principal, ce qui créera donc une augmentation brutale de charges vu du transport. Ceci peut être un événement déclenchant qui contribue à des combinaisons d’événements conduisant finalement à un black-out (cascade de surcharge ou écroulement de tension). Plus le taux de pénétration de GED est grand, plus le risque est important.

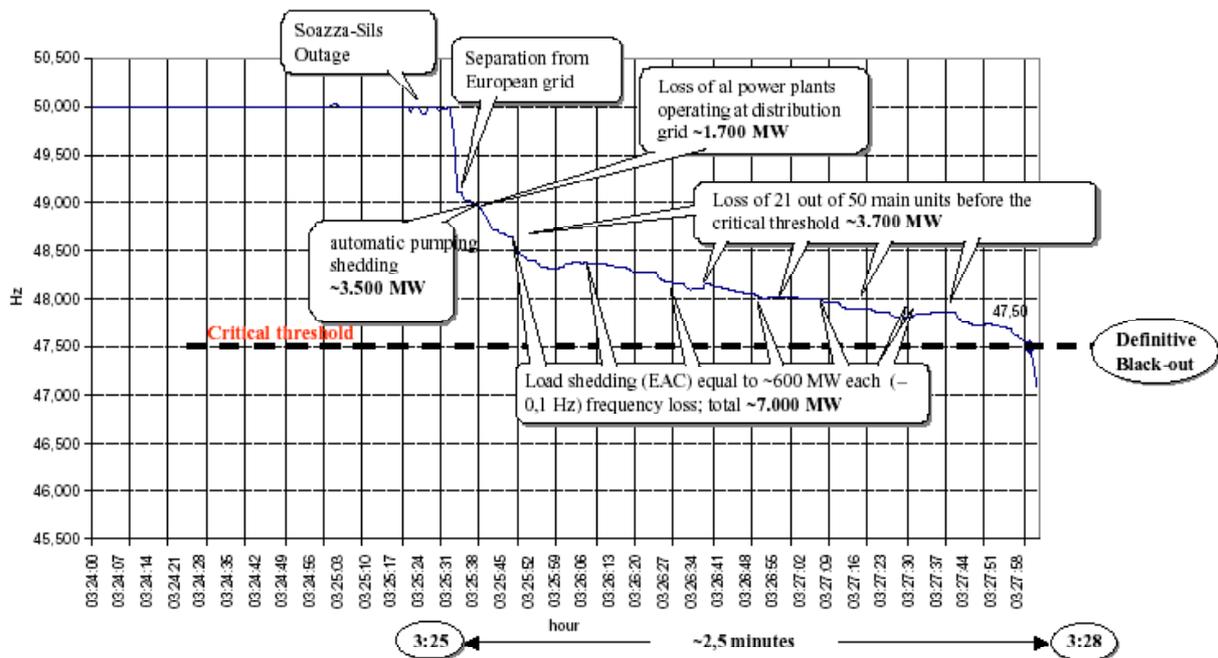


Figure 1 - 1. Evolution de la fréquence dans le black-out d’Italie [UCT-2004]

Dans le cas de l’Italie, l’influence de la production décentralisée a été déterminante dans la succession des événements [UCT-2004]. Une partie de la production décentralisée (3700 MW) était déconnectée, ce qui a donné le coup final au système avant le black-out.

- Actuellement, les seuils de délestage de charges sont de 49, 48,5, 48 et 47.5 Hz. Le seuil de déclenchement rapide des productions centralisées est de 47 Hz tandis que celui des productions décentralisées est, pour la majorité des cas, de 49.5 Hz ou de 49 Hz dans le cas de l’Italie. Ceci remet alors en question les seuils de délestage de charges du système de transport.

En effet, le seuil de déclenchement des GED est tellement élevé que les GED sont déconnectées du réseau avant les premiers seuils de délestage de charge, l’opération de

délestage automatique de charges est alors inefficace et le réseau devient trop sensible vis - à - vis à des perturbations.

4. Le problème posé : celui de la gestion des infrastructures critiques du système en présence de fort taux d'insertion de production décentralisée

Nous avons vu, au cours de ce chapitre, différents impacts de la production décentralisée sur les réseaux électriques. Les GED, tant qu'elles restent des sources marginales, n'ont pas de grandes influences, ni sur le fonctionnement, ni sur la qualité de service du réseau. Si on prévoit une introduction massive des GED dans le réseau dans les années à venir, un des grands enjeux sera celui de la gestion des situations critiques.

Ainsi, l'objectif de ce travail est de proposer une nouvelle méthodologie et des méthodes d'implantation afin de mettre en évidence les possibilités d'utiliser les productions décentralisées dans les situations critiques du système.

Le travail se décompose essentiellement en trois phases : proposition de la nouvelle méthodologie, analyse de la faisabilité des méthodes proposée et validation sur un réseau - test (transport et distribution inclus).

Chapitre 2

Méthodologie de gestion des situations critiques pour le système électrique avec fort taux de pénétration de production décentralisée

1. Introduction

Le premier chapitre a montré la criticité du comportement des GED pendant les situations critiques du système électrique. Les impacts sont actuellement un des facteurs importants qui limitent l'insertion à fort taux des GED dans le réseau. Nous avons également remarqué que, par conséquent, les actions d'intervention du gestionnaire du réseau d'aujourd'hui n'incluent pas ou ne tiennent pas compte de la participation des productions décentralisées, voire l'évitent, malgré que la pénétration de ces nouvelles sources d'énergie évolue considérablement au cours du temps.

Dans ce chapitre, une nouvelle méthodologie de gestion des situations critiques à l'aide des GED sera proposée. Nous allons voir que l'utilisation des GED pour soutenir le système en cas de problème permet de mieux gérer leur comportement et que ceci peut apporter des gains significatifs, notamment lorsque le système doit faire face à un incident majeur tel qu'un black-out.

Le chapitre va commencer avec la présentation de l'idée de cette stratégie en introduisant le concept d'*îlotage intentionnel multi - niveaux de tension* dans le réseau. Ce management, sur la base duquel plusieurs nouveaux services vont être formulés, sera proposé au gestionnaire du réseau sous forme d'offres de services - systèmes afin de tirer les meilleurs bénéfices d'utilisation des GED dans les situations critiques.

Parmi les services proposés, la participation de l'îlotage au niveau du réseau de distribution au service de reconstitution du système suite à un black-out pourrait apporter des gains intéressants. Or, ce

service particulier est absent des plans de défense actuels. L'objectif de la troisième partie consistera alors à présenter une nouvelle stratégie de reprise du système parallèlement sur plusieurs niveaux de tension à l'aide des GED, notamment celles connectées au réseau de distribution. La modélisation, la description de la procédure générale du processus de reconstitution ainsi que les méthodes d'implantation proposées seront détaillées. L'application de cette nouvelle stratégie sera non seulement valable pour gérer les cas les plus critiques (écroulement du réseau) mais aussi d'autres situations où le réseau a besoin de soutien.

2. Îlotage intentionnel à multi - niveaux de tension du système électrique

Le réseau électrique est une entité fortement connexe. Pourtant, s'il y a des problèmes, il est possible de le séparer en plusieurs sous - réseaux. Si l'action de séparation du réseau est contrôlée selon un plan bien défini, on dit que l'action est intentionnelle. Sinon, c'est une séparation non-intentionnelle, et bien évidemment, c'est un mode de fonctionnement indésirable du système.

Chaque sous - réseau séparé du système de manière intentionnelle est appelé : « **cellule de réseau** ».

Définition : "Une **cellule de réseau** est une notion conceptuelle correspondant aux éléments qui peuvent s'isoler du réseau principal par l'ouverture d'organes de coupure, fonctionner en îlotage et remplir une mission locale bien définie. Elle est représentée par deux aspects essentiels : aspect électrotechnique (les données qui peuvent décrire certains éléments tels que des noeuds, lignes, générateurs, charges, transformateurs, etc...); et aspect fonctionnel (cahier des charges).

2.1. Possibilités d'îlotage intentionnel à multi - niveaux de tension

L'*îlotage intentionnel* n'est pas un concept nouveau. De plus, considérant que les moyens de production principaux du système électrique traditionnel sont de très grande puissance, raccordés au réseau de transport et exploités de manière centralisée, ce mode d'opération n'est classiquement possible que sur le réseau de transport. Le concept d'*îlotage intentionnel* ou tout simplement l'*îlotage* est donc habituellement sous entendu par l'*îlotage sur le réseau de transport*.

L'apparition de productions d'énergie décentralisée de taille plus modeste a fortement diversifié les sources du système avec : la cogénération, les fermes éoliennes, les micro - turbines, les petites centrales hydroélectriques, les panneaux photovoltaïques, etc. C'est la puissance injectée au réseau qui va déterminer la tension de raccordement de ces producteurs. En France, les générateurs de moins de 250 kVA sont raccordés au réseau basse tension (400V). Les générateurs de moins de 12 MW sont raccordés au réseau moyenne tension (réseau de distribution 20 kV). Ceux dont la capacité dépasse 12 MW sont raccordés au réseau de répartition (63 kV et plus).

L'insertion de moyens de production alternatifs à ceux du réseau de transport fait émerger d'avantage de possibilités d'*îlotage intentionnel*. Grâce à quoi, ce mode de fonctionnement sera envisageable à de multiples niveaux de tension.

On peut en compter trois types:

- îlotage intentionnel sur le réseau de transport
- îlotage intentionnel sur le réseau de distribution
- îlotage intentionnel sur le réseau basse tension

2.1.1. Îlotage intentionnel au niveau du réseau de transport

Dans l'hypothèse que le réseau est affecté par un grand incident, on peut alors envisager la séparation du système en plusieurs sous - réseaux fonctionnant en îlotage maintenu selon un plan prédéfini. Le but est d'éviter, si possible, la propagation de l'incident d'une part, et d'accélérer la reconstruction du réseau d'autre part.

Il existe, dans la littérature, un grand nombre d'études portant sur la définition et la démarcation de sous - réseaux impliqués dans l'action de séparation [SUN-2003], [ZHA-2003], [YOU-2004]. Voici quelques principes essentiels :

- Chaque sous - réseau doit comprendre au moins un générateur black-start et un générateur de type thermique de grande puissance, de telle sorte que la distance électrique entre ces derniers soit aussi courte que possible.
- L'équilibre de production et de consommation représente la condition la plus importante. Les charges à récupérer sont choisies pour satisfaire cet équilibre et stabiliser le sous - réseau en îlotage. Le surplus éventuel, tant du côté de la génération que du côté de la consommation, doit être délesté.
- Chaque sous - réseau peut être formé de manière inhérente à la caractéristique structurelle du réseau global. En général, il n'est pas souhaitable que les sous - réseaux aient trop de lignes d'interconnexion entre eux (pour faciliter la resynchronisation des zones, le contrôle des transits de puissance interzones et la reconstruction du réseau global).

La figure 2 - 1 donne un exemple de séparation d'un réseau de transport (IEEE 39 nœuds) en plusieurs zones îlotées suite à un black-out.

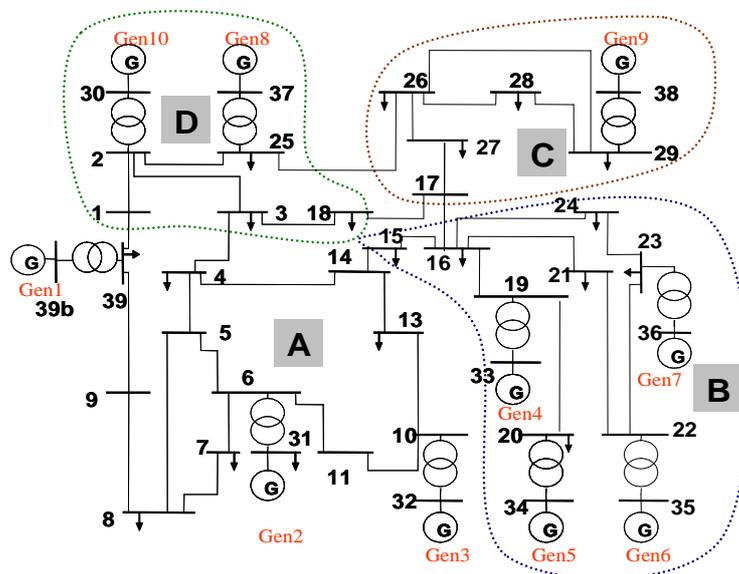


Figure 2 - 1. Séparation du réseau de transport en plusieurs sous - réseaux

On note B_i , le nœud i avec i défini sur la figure 2 - 1. Les différentes cellules peuvent être formées par : l'ouverture des lignes $B_1 - B_{39}$, $B_3 - B_4$, $B_{17} - B_{18}$ et $B_{25} - B_{26}$ pour former la zone D ; l'ouverture des lignes $B_{25} - B_{26}$, $B_{16} - B_{17}$ et $B_{17} - B_{18}$ pour former la zone C ; l'ouverture des lignes $B_{14} - B_{15}$ et $B_{16} - B_{17}$ pour former la zone B.

Le processus de reprise du système s'effectuant parallèlement sur plusieurs zones du réseau va permettre de minimiser le temps de rupture d'électricité, donc de réduire au maximum les conséquences de l'incident.

Aujourd'hui, l'îlotage intentionnel au niveau du réseau de transport fait partie du plan de défense de nombreux systèmes électriques dans le monde. Ce mode d'opération exceptionnel est surveillé depuis le centre de dispatching national par un système de téléconduite et de télécommunication de plus en plus performant.

2.1.2. Ilotage intentionnel au niveau des réseaux de distribution

La possibilité de fonctionnement de portions d'un réseau de distribution en îlotage intentionnel, bien que cela ne soit pas mis en pratique actuellement, fait l'objet de nombreuses études récentes [SHA-1998], [BEL-2001] , [FON-2002], [ENA-2004].

Lorsqu'un incident affecte le réseau (un défaut sur un poste source de moyenne tension, ou un incident plus étendu au niveau de tension supérieur), l'idée est de continuer localement l'alimentation d'une partie des consommateurs raccordés au réseau de distribution possédant une insertion de production décentralisée à un taux non négligeable.

L'îlotage sur une partie du réseau de distribution se fait donc par l'ouverture du disjoncteur de départ et de certains interrupteurs tout au long du départ. L'alimentation de la cellule est assurée par les GED. La démarcation de ces cellules sera différente en fonction des situations : elles peuvent être formées sur une portion d'un départ HTA ou sur une zone qui regroupe des portions qui se situent sur plusieurs départs, voire sur des postes sources différents. La figure 2 - 2 va donner quelques exemples.

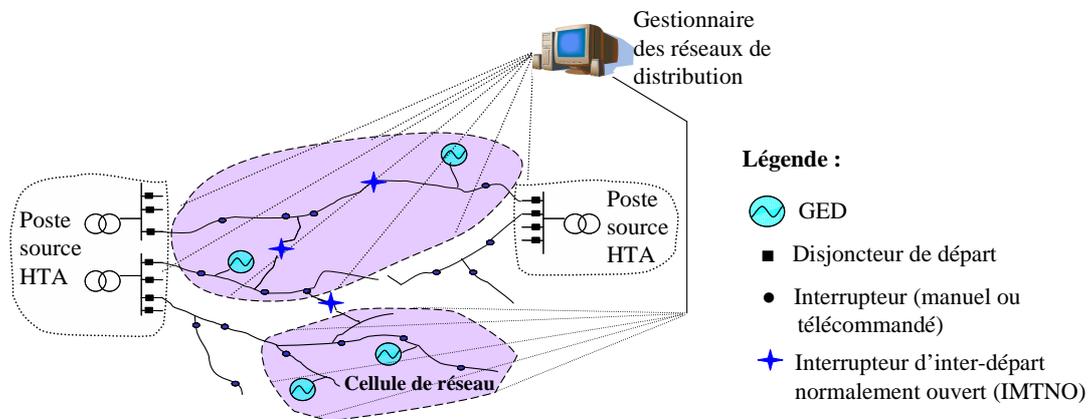


Figure 2 - 2. Exemple de cellules de réseau de distribution

On constate qu'aujourd'hui, les réseaux de distribution sont conçus avec une certaine densité de maillage, mais exploités en boucle ouverte (radial). Ceci définit de nombreux points de connexion normalement ouverts (les interrupteurs d'inter - départ : IMTNO) qui sont fermés occasionnellement pour des raisons de reconfiguration lors de défauts ou de maintenance. L'introduction du concept de l'îlotage intentionnel au niveau du réseau de distribution implique une nouvelle tâche pour les interrupteurs de ce type. Ils seront utilisés pour interconnecter mutuellement les îlots formés à base de GED afin d'élargir les zones synchronisées.

Ainsi, quelques règles principales de la formation des cellules du réseau de distribution sont:

- Chaque cellule doit disposer au moins d'une GED ayant la capacité black-start

- La taille maximale d'une cellule est déterminée par la capacité d'alimentation de toutes les GED présentes dans la zone
- Il est nécessaire que chaque cellule formée dispose de l'accès aux autres zones synchronisées

L'îlotage au niveau du réseau de distribution peut apporter de grands intérêts. Considérant que la majorité des GED, dont la technologie arrive à une certaine maturité, sont connectées aux réseaux de distribution, comme la cogénération ou l'éolien, leur contribution en terme de puissance et d'énergie fournie au réseau a évolué de manière remarquable au cours de ces dernières années. Dans une vision optimiste, on espère avoir une pénétration de 20% de production décentralisée dans 10 à 20 ans dans certains pays [ETSO-2003]. Donc, il est donc temps de voir la possibilité d'îlotage à base de GED au niveau du réseau de distribution et la participation à la gestion des situations critiques comme étant plus d'une potentialité, mais comme une réalité à plus ou moins brève échéance.

Il reste un aspect important auquel les opérateurs du réseau s'intéressent, pour que l'îlotage sur les réseaux de distribution soit possible, c'est l'observabilité et la contrôlabilité du processus de formation et du fonctionnement des cellules du réseau. Actuellement, la téléconduite au niveau du réseau de distribution se restreint à l'exécution des ordres donnés par le gestionnaire du réseau (l'opération sur les organes de coupure, par exemple). Le mode de fonctionnement en îlotage nécessite beaucoup plus d'informations de retour sur l'état du réseau (puissance injectée par les GED, fréquence des différentes cellules, évolution du profil de tension...). La coordination entre les cellules formées et le reste du réseau exige également un mode de téléconduite des réseaux de distribution plus actif.

2.1.3. Îlotage intentionnel au niveau des réseaux basse tension

L'îlotage intentionnel au niveau des réseaux basse tension est un mode de fonctionnement que l'on voit actuellement sous plusieurs formes. Nous avons vu que les clients prioritaires tels que les hôpitaux, certaines industries, relais de télécommunication, etc. doivent toujours disposer de sources de secours sur leur sites afin d'assurer la continuité des services vitaux lors des défauts sur le réseau principal. Des consommateurs situés sur les sites isolés et difficiles d'accès au réseau principal (refuges de montagne, petites îles, etc.) ont également recours à un mode de fonctionnement îloté en s'équipant de petites sources d'alimentation autonomes.

Les principales sources de secours utilisées peuvent être énumérées comme: groupe diesel, micro-turbine à gaz, petites centrales hydroélectriques, panneaux photovoltaïques, éolien, moyens de stockage (batterie, pile à combustible), système UPS (*Uninterruptible Power Supply*, en anglais), etc. Elles sont normalement dimensionnées pour maintenir l'énergie d'alimentation exceptionnellement pendant quelques secondes à minutes dans le cas d'UPS, ou pendant quelques heures voire des jours dans les autres cas.

Les grands black-out qui ont eu lieu dans le monde au cours de ces dernières années ont relevé une autre expérience d'exploitation de l'îlotage intentionnel au niveau de la basse tension, par exemple :

- L'histoire du site Hen situé à Milton Harbor près de la ville de New York (Etats-Unis) qui regroupe 31 maisons et 6 commerces, [MEN-2003]. Ce site a réussi, pendant le black-out du 14 août 2003, à s'isoler du réseau principal et à assurer la continuité de fourniture d'énergie grâce à la production décentralisée (composée de panneaux photovoltaïques et d'éolien). Ce n'est pas un exemple unique. Selon [ENE-2003], il y avait environ 1000 points éclairés pendant la nuit « noire » de la ville de New York.

- Lors du black-out total du 28 septembre 2003 en Italie, on a également remarqué qu'il restait quelques sites alimentés en Sardaigne grâce à des productions décentralisées

Les exemples de l'utilisation spontanée des GED pour secourir le réseau local en basse tension sont nombreux. Pourtant, l'application de ce mode d'opération au service du réseau électrique, notamment dans les situations critiques, reste encore ambitieuse. Car, comme les GED connectées au réseau de basse tension sont normalement de très petite puissance (kW à douzaine MW), leur apport en terme de puissance et d'énergie au réseau reste limité et leur contribution à la gestion des situations critiques du réseau de transport (de l'ordre de quelques GW à quelques dizaines de GW) ne pourra pas donc apporter un grand effet. Sinon, pour que la participation de l'îlotage au niveau du réseau basse tension soit « visible » au niveau du réseau de transport, il n'y a pas d'autre choix que de mettre en place un système de coordination à très grande échelle, ce qui exigera à terme des investissements importants à prévoir en terme de matériels, d'équipements de mesure, des moyens de coordination et de contrôle, et de système de télécommunications.

2.1.4. Conclusion sur les possibilités d'îlotage

Nous avons présenté, dans les paragraphes précédents, les différentes possibilités de faire fonctionner une partie du réseau électrique en îlotage. A travers quelques descriptions brèves, l'importance de l'îlotage intentionnel sur le réseau de transport pour sauvegarder et reprendre le système en cas d'incident généralisé est encore une fois re-confirmé.

L'intérêt que peut apporter ce mode de fonctionnement aux niveaux de tension inférieure en comptant sur la participation des GED a été également relevé. Son application au niveau basse tension sous forme de sources locales n'apporte pas de gain significatif du point de vue du réseau global. Par contre, la possibilité d'introduire l'îlotage intentionnel sur les réseaux de distribution au plan de défense du système face à des situations critiques fait entrevoir de nouvelles solutions très intéressantes.

Ainsi, nous avons remarqué que les aspects de la téléconduite, de la télécommunication, et de la coordination à grande échelle ont commencé à faire leur apparition aux niveaux de tension inférieure.

Dans le cadre de la recherche d'une méthodologie de gestion des situations critiques du système électrique, nous allons nous intéresser notamment à deux types d'îlotage : au niveau du réseau de transport et au niveau du réseau de distribution et à leur intégration pour sauvegarder le système contre les incidents majeurs.

2.2. Les nouveaux services proposés par l'îlotage intentionnel à multi - niveaux de tension au service de gestion des situations critiques du système

Sur la base des possibilités d'îlotage à multi - niveaux de tension au réseau, il est possible de formuler de nombreux services sous forme d'offres de service - système. Leurs applications peuvent être intégrées à trois phases principales du développement du système électrique : la phase de planification, la phase d'anticipation et la phase de réaction.

2.2.1. Services proposés à la phase de planification des réseaux

Les services que la possibilité d'îlotage intentionnel à multi - niveaux de tension pourraient apporter à la phase de planification s'inscrivent dans deux catégories:

- L'étude de la faisabilité d'îlotage sur un réseau de distribution concerne:
 - La capacité technique et dynamique des GED de fonctionner en îlotage
 - L'adaptation du système de protection à ce nouveau mode de fonctionnement
 - L'accessibilité de ce mode de fonctionnement aux réseaux (transport, distribution)
 - L'adaptation du système de téléconduite et de coordination à l'échelle du système intégré (transport et distribution)
- L'étude sur le renforcement du réseau de distribution concerne:
 - Les décisions à prendre sur le renforcement de l'infrastructure des réseaux en fonction des bénéfices qu'apportent les GED
 - L'optimisation du nombre et de l'emplacement des dispositifs pour une meilleure automatisation et flexibilité des réseaux de distribution en fonction des bénéfices obtenus et du budget envisagé
 - L'amélioration du système de téléconduite

Voici la récapitulation des applications possibles:

Evénements à considérer	Actions (<i>par ordre de préférence</i>)
A1. Considération de la possibilité d'îlotage à base de GED présentes dans le réseau de distribution actuel	<ul style="list-style-type: none"> ° Etude technique sur la dynamique des GED en faveur du mode d'opération en îlotage ° Etude quantitative sur les bénéfices d'utilisation des GED ° Optimisation du nombre et de l'emplacement des dispositifs de télécommande, de mesure, de télécommunication ° Etude sur le plan de protection ° Etude d'amélioration du système de téléconduite des réseaux de distribution
A2. Considération de l'expansion d'un réseau de distribution actuel. Projets d'implanter un réseau de distribution nouveau	<ul style="list-style-type: none"> ° Optimisation du nombre et de l'emplacement des dispositifs de télécommande, de mesure, de communication ° Etude sur la flexibilité de reconfiguration / reconstitution du réseau ° Prise en compte de la participation des GED en fonctionnement normal ainsi qu'en régime perturbé ° Mise en oeuvre du système de téléconduite
A3. Raccordement d'une GED non marginale au réseau de distribution (Puissance injectée de GED supérieure à 25% de la consommation maximale du départ)	<ul style="list-style-type: none"> ° Etude technique sur la dynamique de la GED en fonctionnement normal ainsi qu'en régime perturbé ° Etude de la participation des GED aux services système (réglage fréquence - tension) ° Etude sur le plan de protection ° Etude de la participation financière du producteur de GED à la modification de l'infrastructure du réseau (par exemple : nombre et/ou emplacement des IMT pour la reconstruction), partage des

responsabilités)

Tableau 2 - 1. Services proposées à la phase de planification du système

2.2.2. Services proposés à la phase d'anticipation

La phase d'anticipation consiste à prévoir tous les défauts qui peuvent éventuellement avoir lieu au cours du fonctionnement des réseaux et à proposer des solutions alternatives de réparation afin de réduire au maximum les conséquences. On peut voir que le but de cette phase est de fournir aux gestionnaires du réseau un *Menu des Solutions* qu'ils puissent consulter rapidement lors de la conduite des réseaux en temps réel.

La possibilité d'ilotage intentionnel à multi - niveaux de tension pourrait y participer et apporter différents services récapitulés dans le tableau 2 - 2.

Contingences	Service proposé - Objectifs	Actions (par ordre de préférences)
B1. Défauts sur un départ HTA	<ul style="list-style-type: none"> ° Reconfiguration / Reconstitution → réduire le nombre de charges affectées par le défaut 	<ul style="list-style-type: none"> ° Anticiper tous les défauts sur le départ considéré ° Proposer différentes solutions de reconfiguration et de réalimentation des charges par d'autres départs de secours ° Etablir la procédure de réalimentation par les GED du maximum de charges isolées du réseau principal
B2. Défauts (ou panne) d'un poste source HTA	<ul style="list-style-type: none"> ° Reconstitution du réseau en aval du poste source par les GED → réduire le nombre de charges affectées par le défaut 	<ul style="list-style-type: none"> ° Préparer un plan de transfert, si possible, du maximum de charges aux postes sources de secours ° Etablir la procédure de réalimentation du maximum de charges par les GED pour les zones non accessibles aux postes sources de secours
B3. Instabilité dynamique du réseau HTB/HTA ou supérieur	<ul style="list-style-type: none"> ° Délestage fictif : charges délestées par le réseau principal, mais toujours alimentées par les GED → soulager le réseau de transport 	<ul style="list-style-type: none"> ° Etablir les scénarios de délestage des charges par tranches de puissance ° Déterminer les charges qui peuvent être alimentées par les GED ° Etablir la procédure de transfert de ces charges vers les GED
B4. Ecrroulement partiel ou total du réseau (black-out)	<ul style="list-style-type: none"> ° Deep Build - Together → réalimenter de nombreux clients plus tôt → accélérer le processus de reconstitution du système 	<ul style="list-style-type: none"> ° Construire la procédure d'ilotage intentionnel à base de GED dans différents réseaux de distribution ° Construire le plan de coordination du processus de reconstitution du système intégré (transport et distribution)

Tableau 2 - 2. Services proposées à la phase d'anticipation

Note : Deep Build - Together : Reconstitution du réseau simultanément par le transport et la distribution (cf. §3 de ce chapitre).

2.2.3. Services proposés à la phase de réaction en temps réel

La phase de réaction en temps réel est la conduite du réseau au quotidien. Le réseau doit faire face souvent à des événements indésirables qui arrivent de manière très aléatoire. Les gestionnaires du réseau peuvent consulter le *Menu des solutions* fait par la phase d'anticipation et compter sur leur expérience pour réagir au plus vite afin de réduire au maximum les conséquences. L'îlotage peut également y participer et permettre d'avoir plus de solutions alternatives.

Contingence	Service proposé - Objectifs	Actions (par ordre du processus)
C1. Défauts sur un départ HTA	<ul style="list-style-type: none"> ° Reconfiguration / Reconstitution → réduire le nombre de charges affectées par le défaut 	<ul style="list-style-type: none"> ° Localiser et éliminer le défaut ° Mettre en œuvre le scénario de reconfiguration le plus approprié (proposé par la phase d'anticipation) vers d'autres départs. ° Procéder à la réalimentation par les GED des charges non concernées par le transfert vers d'autres départs
C2. Défauts (ou panne) d'un poste source HTA	<ul style="list-style-type: none"> ° Reconstitution du réseau en aval du poste source par les GED → réduire le nombre de charges affectées par le défaut 	<ul style="list-style-type: none"> ° Réalimenter les charges à l'aide des GED pour former des zones îlotées par départ ° Synchroniser les zones formées ° Étendre les zones formées vers les solutions de reconfiguration avec d'autres postes sources
C3. Instabilité dynamique du réseau HTB/HTA ou supérieur	<ul style="list-style-type: none"> ° Délestage fictif : charges délestées par le réseau principal, mais toujours alimentées par les GED → soulager le réseau de transport 	<ul style="list-style-type: none"> ° Déterminer le volume de charges à délester ° Déterminer la disponibilité des GED présentes ° Déterminer le volume des charges qui peuvent être réalimentées par les GED ° Transférer celles-ci aux sources GED selon le scénario défini par la phase d'anticipation ° Délester les autres charges
C4. Ecrroulement partiel ou total du réseau (black-out)	<ul style="list-style-type: none"> ° Deep Build - Together → réalimenter de nombreux clients plus tôt → accélérer le processus de reconstitution du système 	<ul style="list-style-type: none"> ° Mettre en œuvre le processus de reprise du système au niveau du réseau de transport ° Réalimenter les charges à l'aide des GED pour former des zones îlotées par départ HTA ° Synchroniser les zones via les interrupteurs d'inter-départ ° Fermer les disjoncteurs de départ dès que le réseau de transport est rétabli, réalimenter les charges non concernées par le processus de réalimentation à partir des GED

Tableau 2 - 3. Services proposés à la phase de réaction en temps réel

2.2.4. Conclusion

Pour résumer, voici un diagramme fonctionnel des services proposés et les interactions entre eux destiné au service de gestion des situations critiques du système électrique :

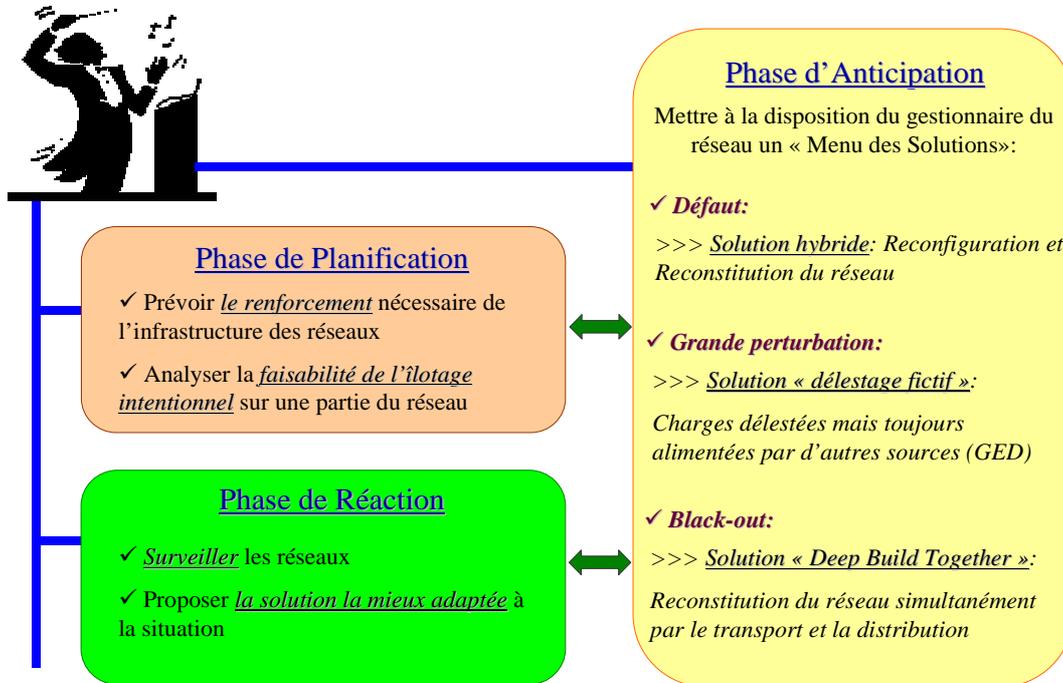


Figure 2 - 3. Récapitulatif des services proposés par l'îlotage à multi-niveaux de tension au réseau

Parmi les applications proposées, on a remarqué que les gains apportés par l'îlotage à base de GED au service de reconfiguration / reconstitution lors d'un défaut sur un départ (contingence B1 et C1) ou sur un poste source (contingence B2 et C2) vont dépendre de la gravité du défaut et du temps de transfert des charges vers d'autres départs ou poste sources de secours. Ces derniers seront les éléments principaux à prendre en compte lorsqu'on décide de procéder ou non à la réalimentation des charges par les GED.

Pour les autres applications, notamment les contingences plus critiques dont les conséquences sur les zones concernées s'étendent et durent plus longtemps, la participation des GED dans le plan d'actions offre des solutions intéressantes qui peuvent apporter des gains non négligeables.

3. Nouvelle procédure de reconstitution du système électrique : Deep - Build Together

3.1. Philosophies de la reconstitution du système

Le plan de reconstitution du système électrique inclut l'ensemble des actions nécessaires pour reprendre le système suite à un incident généralisé. Traditionnellement, la procédure se fait à partir du redémarrage et de la réintégration des grands groupes de production centralisée au réseau de transport, puis, au renvoi de l'énergie aux différents niveaux de tension du réseau.

Il existe actuellement trois catégories de stratégie :

- Le **Build up** : l'idée principale est de reconstituer plusieurs zones fonctionnant en îlotage, puis de les interconnecter mutuellement [ADI-1994], [LIU-1993], [FIN-1995], [KET-2001], [SFO-2002]. Ce plan contient les actions suivantes : déterminer l'état des groupes de production et des dispositifs du système, choisir les zones îlotées (sous - réseaux) à former (chaque zone comprend au moins un générateur black-start et un générateur thermique de grande puissance de telle sorte que la ligne de connexion entre ces deux centrales soit aussi courte que possible afin d'éviter un problème de surtension), synchroniser les générateurs et réalimenter quelques charges pour stabiliser chaque zone, synchroniser mutuellement les sous - réseaux, réalimenter progressivement toutes les charges et revenir à l'état normal.
- Le **Build down** : ce plan vise, au contraire, à remettre sous tension le réseau de transport avant la réintégration des différents groupes de production centralisée. [KEA-1987], [MOR-1987], [AGN-1996]. Le déroulement de cette stratégie comprend : déterminer l'état des groupes de production et des dispositifs du système, remettre sous tension les lignes haute tension ou très haute tension, renvoyer l'énergie vers les générateurs non black-start, re-synchroniser les générateurs dès que possible, réalimenter progressivement les charges et revenir à l'état normal.
- Le **Build Together** : c'est la solution mixte des deux stratégies précédemment citées.

En comparant ces stratégies, il apparaît initialement que le **Build down** semble plus facile à mener et à superviser. Pourtant, le choix dépend clairement des particularités de chaque système. Le **Build down** est souvent apprécié par les petits systèmes n'ayant pas de longues lignes de haute tension ou les grands systèmes compacts implantés dans un territoire assez limité. Il est également utilisé dans le cas d'un black-out partiel où au moins une ligne d'interconnexion avec d'autres zones saines ou avec le reste du réseau est disponible. Par contre, le **Build up** est toujours sélectionné pour les systèmes en cas de black-out total ou pour les systèmes n'ayant pas d'interconnexions avec d'autres systèmes. Aujourd'hui, le système électrique ne cesse pas d'évoluer. On voit une tendance à interconnecter les systèmes pour former une entité géographiquement immense. Le **Build Together** devient donc une solution plus fréquemment sollicitée.

A travers ces stratégies, on peut toujours observer le flux d'énergie d'alimentation dans un sens unique, du transport vers la distribution.

Au niveau du réseau de tension inférieure, la notion de « reconstitution du réseau » ne se restreint actuellement qu'au service de reconfiguration du réseau. L'idée essentielle est, lors d'un défaut sur un départ, de transférer le maximum de charges du départ en défaut vers des départs adjacents sains via les lignes de secours par la fermeture des interrupteurs normalement ouverts. Pourtant, dans le cas

d'un événement critique, sachant que le temps mis à redémarrer pour les grands groupes de production centralisée est souvent long (de l'ordre d'heures), les réseaux au niveau de tension inférieure n'ont pas d'autre choix qu'attendre, pendant ce temps là, dans le « noir » jusqu'à ce que le réseau en amont soit rétabli.

Dans l'objectif de mieux profiter des GED connectées aux réseaux de distribution et d'accélérer le processus de reconstitution du système, nous proposons une autre solution. L'idée est: « *lors du black-out, en attendant que le réseau de transport soit rétabli, les GED peuvent être redémarrées au niveau du réseau de distribution, réalimentant une partie du réseau. Puis, on pourra synchroniser les parties réalimentées avec le réseau en amont.* »

Comme les GED se trouvent plus près de la consommation et que le temps d'intégration des GED au réseau, si elles sont disponibles, est moindre par rapport celui des productions centralisées, cette solution va permettre de réalimenter beaucoup de clients plus tôt (notamment les clients prioritaires) et de réduire le temps de reconstitution du système (sous entendu le temps de rupture d'électricité du point de vue des clients).

Nous avons appelé cette nouvelle stratégie le « **Deep Build Together** », pour exprimer donc un processus de reconstitution du système simultanément par le réseau de transport et par les réseaux de distribution à l'aide des productions décentralisées [PHA - 2005]. Elle comprend deux processus menés en parallèle :

- **du transport vers la distribution** (*Downward stream*, en anglais)
- **de la distribution vers le transport** (*Upward stream*, en anglais)

Dans cette stratégie, on va voir qu'il y aura des flux d'énergie à la fois dans le sens descendant et ascendant, et que les zones réalimentées s'étendent simultanément au niveau du transport aussi bien qu'au niveau de la distribution.

Nous proposons cette nouvelle stratégie dans l'optique, à moyen terme, de mieux profiter du potentiel des sources GED tout en limitant, si possible, les grands changements à apporter au plan de reconstitution actuel du système électrique. Pourtant, pour une vision à plus long terme, quand le taux d'insertion des GED au système évoluera, et que la puissance injectée au réseau par les GED deviendra considérable par rapport à la puissance fournie par les productions centralisées, ceci va inévitablement modifier l'évolution du plan de reconstitution actuel.

3.2. Formulation du problème

Au cours du développement de cette méthodologie, nous avons adopté l'hypothèse suivante :

Les défauts qui ont été à l'origine de l'incident ont déjà été éliminés. Cela implique de considérer la reconstitution s'appliquant à un réseau complètement hors tension et que le défaut d'origine n'influence pas le processus

3.2.1. Reconstitution « du transport vers la distribution » - Downward stream

L'objectif principal de la reconstitution du système est évidemment de réalimenter TOUS les services aussi rapidement que possible. Ceci se traduit par la minimisation du temps de reconstitution du système et la maximisation du volume de charges réalimentées.

Il est pourtant difficile d'explicitier mathématiquement le temps du processus de reconstitution du système, car il dépend de nombreux facteurs : les caractéristiques physiques et les contraintes particulières de chaque type de générateur, la disponibilité et les performances des régulateurs associés, la condition de charges avant et après l'incident, etc. La formulation du problème s'exprime donc de manière simplifiée comme suit :

- Les fonctions objectif :
 - Maximisation des charges réalimentées :

$$\text{Maximiser } \int_T (P_{IT} - P_{ID}) dt \quad (2-1)$$

Avec : P_{IT} est le volume de charges réalimentées du réseau global (transport et distribution)

P_{ID} est le volume de charges réalimentées par les cellules du réseau de distribution

- Minimisation de la durée du processus de reconstitution :

$$\text{Minimiser } T = \sum t_i \quad (2-2)$$

Avec : t_i est le temps accordé pour chaque action
 T est la durée du processus de reconstitution

- Les contraintes à respecter :

Les notations utilisées sont :

- G_j désigne la GED $_j$ dans le réseau

- P_{G_j} et P_{G_jnom} sont la puissance générée et la puissance nominale du générateur,

- Q_{G_j} , Q_{G_jmin} , Q_{G_jmax} sont la puissance réactive absorbée ou générée par générateur et ses bornes inférieure et supérieure.

- RP_{G_j} est la réserve primaire de puissance active du générateur

- Contraintes concernant les groupes de production :

- Limite de la puissance active injectée par le générateur:

$$P_{G_j} \leq P_{G_jnom} \quad (2-3)$$

- Limites de la puissance réactive du générateur:

$$Q_{G_jmin} \leq Q_{G_j} \leq Q_{G_jmax} \quad (2-4)$$

- Disponibilité de la réserve primaire de puissance active:

$$RP_{G_j} > 0 \quad (2-5)$$

- Limites du temps critique de redémarrage des générateurs de type thermique.

Pour la reconstitution du réseau de transport, l'alimentation des auxiliaires des centrales thermiques classiques et nucléaires, afin qu'elles puissent redémarrer et réintégrer le système, est la démarche la plus importante. On définit ainsi l'intervalle critique de redémarrage du générateur de type thermique. En effet, le temps d'arrêt de ce type de centrale dépend des situations rencontrées :

- la centrale a réussi l'îlotage sur ses auxiliaires et est donc disponible pour les besoins de la reconstruction du réseau (hot restart, en anglais)
 - la centrale demande la sécurisation de ses auxiliaires (soit l'îlotage a échoué, soit il n'est pas stable) et doit donc attendre un renvoi de tension du réseau THT. Plus de détails sur le temps de démarrage des groupes sont fournis dans Annexe.
- Limite thermique des lignes de transmission de haute et très haute tension:

$$I_i \leq I_{\max} \quad (2-6)$$

- Limite de la stabilité transitoire en tension

3.2.2. Reconstitution « de la distribution vers le transport » - Upward stream

Dans les réseaux de distribution, le problème consiste à déterminer un scénario de contrôle au plus tôt possible après le black-out (comprenant l'opération des GED, la séquence d'opération des organes de coupure) afin de former des zones îlotées à l'aide des capacités des GED disponibles. On a donc un problème hybride de reconfiguration et de reconstitution à considérer où l'état des organes de coupure (disjoncteurs, interrupteurs du départ et interrupteurs inter-départs normalement ouverts) sont les variables de décision.

L'objectif de la reconstitution dans le sens ascendant est de réalimenter le maximum de charges le plus tôt possible, notamment les charges prioritaires, et de pouvoir remettre sous tension de façon aussi étendue que possible le réseau de distribution.

Ce sont les clients qui peuvent directement tirer les bénéfices de cette reconstitution dans le sens ascendant car beaucoup d'entre eux seront réalimentés plus tôt. Le temps d'exécution au niveau du réseau de distribution est aussi moins contraignant si on le compare avec celui au niveau du transport car les GED sont de taille plus petite, donc, plus dynamiques et plus flexibles. Ce sont les grands avantages du processus de reconstitution à partir des réseaux de distribution.

Le problème peut être décomposé en trois grandes étapes:

Etape 1: Formation des cellules du réseau à base de GED

L'objectif de cette étape est de réalimenter le maximum de charges à l'aide de la capacité de production décentralisée présente à chaque départ en privilégiant les charges prioritaires. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation à objectif unique sous les contraintes liées aux GED, aux charges, à la topologie du réseau, etc.

Considérons un départ HTA disposant au minimum d'une GED ayant la capacité de redémarrer après l'incident sans avoir besoin de l'énergie venant du réseau principal. Appelons la puissance totale des GED que l'on peut solliciter pour le processus de reconstitution du système P_{GED} .

Les principales notations suivantes seront employées pour un départ :

- N , M sont le nombre d'interrupteurs (manuel ou télécommandé) et le nombre d'interrupteurs d'inter - départ normalement ouverts, respectivement
- K et $IMTNO$ sont les notations des interrupteurs et interrupteurs d'inter - départ normalement ouverts, respectivement

- P_i , Q_i et $P_{perte\ i}$ sont la puissance totale (active, réactive) des charges connectées au réseau et les pertes sur les lignes associées qui sont liées à l'opération d'un organe de coupure i .
- x_i est une variable de décision. $x_i \in [0,1]$ avec $x_i = 1$ si l'on choisit de fermer l'interrupteur i ; et $x_i = 0$ si l'on décide de le laisser ouvert.
- w_i est le niveau de priorité de la charge L_i

La formulation mathématique de la fonction objectif s'exprime par :

$$\text{Maximiser } V = \sum_1^N P_i \cdot w_i \cdot x_i \quad (2-7)$$

Les différences contraintes à respecter sont:

- Les limites de tension :

$$U_{\min} \leq U_j \leq U_{\max}, \forall j \in \text{ensemble des noeuds du réseau} \quad (2-8)$$

- La limite de transit de puissance sur les lignes

$$I_k \leq I_{\max}, \forall k \in \text{ensemble des lignes du réseau} \quad (2-9)$$

- Chaque bloc de charges connecté au réseau suite à la une fermeture d'un interrupteur n'excède pas la réserve primaire disponible :

$$(P_i + P_{perte\ i}) \cdot x_i \leq RP_{GED} \quad (2-10)$$

- L'ensemble des charges connectées et des pertes sur les lignes mises sous tension alimentées par les GED ne doit pas excéder la capacité des GED :

$$\sum_1^N (P_i + P_{perte\ i}) \cdot x_i \leq P_{GED} \quad (2-11)$$

- Accès au maximum de points d'interconnexion avec d'autres zones

$$\sum_1^M IMTNO_p \rightarrow \max \quad (2-12)$$

A noter que l'objectif de cette étape est d'alimenter le maximum de charges du départ considéré. Pourtant, vu la localisation dispersée avec la répartition non homogène des productions, il est préférable que les cellules du réseau formé à base de GED soient interconnectées afin de pouvoir mieux profiter de leurs capacités. Pour cela, il est nécessaire que la zone formée s'étende vers les points de connexion avec d'autres zones afin d'avoir la possibilité d'élargir la zone réalimentée. C'est pour cette raison que l'équation (2-12) devient une contrainte particulièrement importante de ce problème.

Finalement, la solution optimale, à cette étape, est le meilleur compromis entre l'objectif de maximiser le volume de charges réalimentées et celui d'avoir l'accès à des interrupteurs d'inter - départs.

✚ Etape 2: Expansion des zones synchronisées

Le processus d'expansion des zones îlotées formées à base de GED dans le réseau de distribution s'effectue par la synchronisation mutuelle des cellules du réseau.

A l'issue de la première étape, on dispose d'un certain nombre de cellules de réseau (NZ), formées à l'aide des GED, et notées $Z = \{Z_1, Z_2 \dots Z_{NZ}\}$; On appelle les interrupteurs d'inter-départs normalement ouverts $\{IMTNO_1, IMTNO_2 \dots IMTNO_M\}$ avec M : nombre des IMTNO sous le poste source considéré. Si deux cellules formées possèdent un ou plusieurs IMTNO communs, c'est-à-dire, s'il existe au moins d'une connexion physique possible entre elles, elles peuvent être interconnectées si les contraintes suivantes sont satisfaites :

- Chaque cellule doit disposer d'une marge de réserve de puissance afin de pouvoir faire face à la variation de fréquence lors de la synchronisation :

$$RP_{Z_i} > 0 \text{ pour } Z_i \in Z \quad (2-13)$$

- La fréquence dans chaque cellule doit être assurée dans une bande de $\pm 2\%$ de la fréquence nominale :

$$49 \text{ Hz} \leq f \leq 51 \text{ Hz} \quad (\text{pour } f_{\text{nom}} = 50\text{Hz}) \quad (2-14)$$

Ce sont les conditions nécessaires pour que deux cellules puissent s'interconnecter. Pourtant, pour que la synchronisation soit faite, il faut assurer les contraintes de synchronisation (conditions suffisantes) au point d'interconnexion qui sont :

- Limite de la différence de fréquence des deux cellules à synchroniser :

$$|f_{ik} - f_{jk}| \leq \Delta f_{\text{autorisée}} \quad (2-15)$$

- Limite de la différence de tension des deux côtés de l'interconnexion :

$$|U_{ik} - U_{jk}| \leq \Delta U_{\text{autorisée}} \quad (2-16)$$

- Limite du déphasage des tensions des deux côtés de l'interconnexion :

$$|\varphi_{ik} - \varphi_{jk}| \leq \Delta \varphi_{\text{autorisée}} \quad (2-17)$$

L'interconnexion des zones réalimentées apporte un grand avantage au processus de reconstitution du système car la puissance produite par les GED n'est ni électriquement, ni géographiquement homogène. Il y a des zones où les sources de GED sont importantes, d'autres non. Il se peut que dans les zones considérées, de nombreuses charges ne soient pas réalimentées tandis que la capacité des GED disponibles n'est pas encore toute sollicitée. L'interconnexion des zones va donner plus de possibilités de chercher plus de sources GED et de réalimenter, par conséquent, plus de charges (effet de foisonnement).

✚ Etape 3: Synchronisation avec le réseau en amont

La solution obtenue par les deux étapes précédentes donne un nombre de cellules réalimentées par des GED sous un poste source. Comme toutes les possibilités d'interconnecter des zones sont mises en œuvre, il est nécessaire de vérifier, après synchronisation des cellules, s'il existe des possibilités de réalimenter davantage de charges en fonction des GED disponibles. Le problème devient une optimisation du volume de charges réalimentées sous le poste source considéré dont la formulation s'écrit de manière similaire au problème sur un départ dans l'étape 1 (paragraphe 3.2.3.1) avec la fonction objectif et les contraintes appliquées pour les charges, la topologie, et les GED de tout le poste source en considération.

Solution optimale du problème

Une solution du problème de reconstitution du réseau de distribution sous le poste source considéré est dite **possible** si le point de fonctionnement final (fréquence, profil de tension, courants, équilibre de génération et consommation) satisfait toutes les contraintes du système. Elle doit contenir les éléments suivants : une séquence d'opération des organes de coupure, l'état final de tous les interrupteurs et disjoncteurs, le volume de charges réalimentées (puissance active et réactive consommée) et l'état des GED.

La solution **optimale** est celle, parmi les solutions possibles, qui donne un volume de charges réalimentées maximal.

Commentaire : il faut préciser que l'étude de reconstitution présentée dans le cadre de cette partie s'effectue par poste source HTA. La solution optimale obtenue est donc un optimum pour chaque poste source. L'interconnexion des cellules formées entre différents postes sources va éventuellement donner davantage de possibilités d'expansion des zones réalimentées, et par conséquent, d'augmentation des charges réalimentées. Le principe et la formulation du problème restent toujours les mêmes. Pourtant, ceci exige une automatisation dans les réseaux de distribution et une coordination de téléconduite plus élevée et plus complexe. On le verra plus loin dans le chapitre 3 et dans l'exemple de validation dans le chapitre 4.

3.3. Procédure générale de reconstitution du système

La majorité des procédures de reconstitution du système suite à un black-out utilisées dans le monde se fait à partir de l'état « tout ouvert », c'est-à-dire, tous les interrupteurs, les disjoncteurs doivent être ouverts. La nôtre n'est pas une exception. Avant que la procédure commence, le gestionnaire du réseau doit vérifier l'état du système et ouvrir tous les organes de coupure susceptibles d'être utilisés dans le processus de reconstruction.

La procédure générale de la reconstitution du système simultanément au niveau du réseau de transport et au niveau des réseaux de distribution basée sur la théorie et la formulation ci-dessus présentées se déroule comme suit :

3.3.1. Reconstitution « du transport vers la distribution » - Downward stream

Comme nous l'avons indiqué dans le paragraphe 3.2.1, le temps d'intégrer les moyens de production au réseau (de l'ordre de plusieurs heures) est normalement beaucoup plus important que le temps d'exécution des organes de coupure (de l'ordre de minutes) pour remettre sous tension des lignes, des transformateurs ou des charges. Donc, on estime que les charges seront connectées au réseau dès que les moyens de production seront disponibles.

Le processus de reprise du réseau général après le black-out se déroule progressivement comme suit :

1. Identifier l'état du système de transport après le black-out, des composants ainsi que des équipements, etc.
2. Désactiver la protection de délestage automatique des charges
3. Redémarrer les générateurs ayant la capacité black-start
4. Choisir les lignes de connexion entre les générateurs black-start et les grandes centrales thermiques afin de pouvoir réalimenter les auxiliaires de ces dernières. Les lignes de

connexion doivent être aussi courtes que possible afin d'éviter le problème de surtension au bout de la ligne

5. Redémarrer les grands générateurs thermiques dans la limite du temps de redémarrage critique
6. Synchroniser dès que possible les générateurs black-start et les générateurs thermiques afin de former des zones îlotées
7. Choisir les charges à réalimenter afin d'atteindre le niveau minimum de charge des générateurs thermique et de stabiliser les sous - réseaux
8. Remettre progressivement sous tension des lignes de transport
9. Remettre progressivement sous tension des charges par incréments pour éviter des variations de fréquence importantes
10. Assurer l'équilibre entre la puissance active et réactive fournie par les générateurs et la consommation dans les sous - réseaux
11. Maintenir le profil de tension dans l'ensemble des sous - réseaux dans la limite de $\pm 5\%$ de la tension nominale
12. Synchroniser mutuellement les sous - réseaux et revenir à l'état normal

3.3.2. Reconstitution « de la distribution vers le transport» - Upward stream

Comme nous avons présenté dans la formulation du problème (paragraphe 3.2.2), la reconstitution du système dans les réseaux de distribution est, en effet, un problème de décision d'optimisation sous contraintes dont la décision d'opération sur un organe de coupure est une variable de décision. Comme il s'agit d'un problème d'optimisation combinatoire dont la taille est de l'ordre de 2^N , où N est le nombre de variables, c'est-à-dire le nombre des organes de coupure dans le réseau considéré, la connaissance spécifique de la topologie du réseau étudié est très importante pour guider la recherche et limiter ainsi le risque d'explosion combinatoire.

Etape 1: Formation des cellules du réseau à base de GED

Il faut ainsi rappeler qu'il agit d'un problème d'optimisation couplé entre le domaine du réseau électrique (la recherche d'un point de fonctionnement optimal) et le domaine de la recherche opérationnelle (la recherche d'une séquence d'opérations optimale). Vu la complexité et la taille qui peuvent éventuellement évoluer de manière importante, il faut un moyen de découpler le problème afin de pouvoir le résoudre : d'abord, nous allons chercher les séquences d'opérations des interrupteurs afin de former des zones réalimentées les plus intéressantes. Puis, les solutions obtenues seront validées par un calcul de répartition de charge et une simulation dynamique du processus réalisée selon les séquences proposées.

(a). Recherche de la séquence d'opérations optimale

(a1) Considération d'un départ disposant d'une seul GED black-start

A partir de la GED black-start, la cellule évolue et s'étend jusqu'à ce que la puissance injectée des GED présentes sur le départ considéré atteigne son maximum.

Le problème consiste à déterminer une séquence d'opération des interrupteurs sur le départ considéré afin de former une zone ayant un volume de charges réalimentées maximal et l'accès aux points d'interconnexion avec les autres zones synchronisées.

Modélisation :

Nous allons modéliser le départ HTA par un graphe de décision dont :

- Le graphe prend l'origine du nœud où le générateur black-start est connecté
- Les GED non black-start sont considérées comme les charges. La puissance maximale fournie par les GED est calculée par :

$$P_{\max} = P_{BS} + \sum_{k=1}^G P_{GEDk} \quad (2-18)$$

Où : P_{BS} : Puissance de la GED black - start

G est le nombre de GED non black-start présentes dans le départ

P_{GEDk} est la puissance de la GED non black-start numérotée k

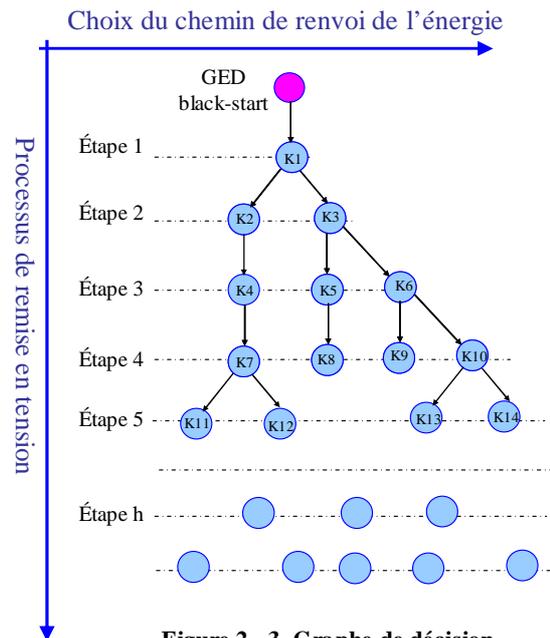


Figure 2 - 3. Graphe de décision

- La numérotation des nœuds se fait à partir du nœud de raccordement de la GED black-start, puis en fonction du nombre de possibilités de renvoi de tension, et se propage dans l'ordre de remise sous tension
- Chaque nœud est une variable de décision (nom de l'interrupteur K_i). La valeur associée au nœud est la puissance active consommée par la charge connectée à ce nœud - là. On affecte à chaque charge deux facteurs w_i et id_i pour définir la priorité de cette charge et la disponibilité de l'interrupteur K_i , respectivement. Les valeurs de w_i , id_i peuvent être choisies arbitrairement.
- Les pertes sur les lignes sont calculées approximativement par :

$$P_{perte\ i} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{nom}} \cdot R_i \quad (2-19)$$

avec : R_i est la résistance équivalente des branches qui seront remises sous tension lors de l'opération de l'interrupteur K_i

Méthode proposée :

Nous proposons de résoudre ce problème par la programmation dynamique - Procédure de Séparation et Evaluation [MOR-1999], (Branch and Bound, en anglais).

Procédure de Séparation et Evaluation (PSE): Considérons l'ensemble des interrupteurs numérotés dans ordre et décidons pour chacun de le fermer ou non.

Sachant qu'à étape précédente $h-1$, la puissance injectée au réseau par les GED est P_{h-1} , la valeur de la fonction objectif obtenue est de V_{h-1} . (Equation 2 - 7)

A l'étape h de la procédure, lorsqu'on trouve l'interrupteur K_i , on a deux possibilités:

- Soit on décide de fermer l'interrupteur K_i , si les conditions suivantes sont satisfaites :

- le volume de charges associé à la fermeture de cet interrupteur est inférieur à la réserve primaire de puissance disponible dans les GED:

$$(P_i + P_{perte\ i}).id_i \leq RP_{GED} \quad (2-20)$$

- et la capacité des GED actuelles permet de prendre ce bloc de charges :

$$(P_i + P_{perte\ i}).id_i \leq P_{GED} - P_{h-1} \quad (2-21)$$

La valeur de la fonction objectif donne:

$$V_h = V_{h-1} + w_i.(P_i + P_{perte\ i}) \quad (2-22)$$

La puissance injectée au réseau par les GED à cette étape est :

$$P_h = P_{h-1} + P_i + P_{perte\ i} \quad (2-23)$$

L'introduction du facteur w_i va permettre de favoriser l'alimentation des charges les plus prioritaires, car si on affecte une valeur assez importante w_i à ces charges, la valeur de la fonction objectif obtenue est bien plus intéressante par rapport à d'autres solutions.

Par contre, le facteur id_i permet de modéliser l'indisponibilité des composants dans le réseau (le défaut de l'interrupteur à la sollicitation, l'indisponibilité d'une GED non black-start). Il est introduit dans le calcul des contraintes de limite de réserve et de capacité maximale des GED de telle sorte que, si id_i est suffisamment grand, il va faire que la fermeture de l'interrupteur K_i devient impossible.

- Si les contraintes des équations (2-20) et (2-21) ne sont pas satisfaites, la valeur de la fonction objectif et la puissance produite des GED restent telles quelles sont dans l'étape précédente :

$$V_h = V_{h-1} \quad (2-24)$$

$$P_h = P_{h-1} \quad (2-25)$$

L'efficacité de la méthode dépend du choix de la stratégie de contrôle de la recherche. Les stratégies qui peuvent être adoptées sont: l'exploitation en largeur du graphe (*breadth - first*, en anglais) et l'exploitation en profondeur du graphe (*depth - first*, en anglais). Dans le contexte du problème de reconstitution du réseau de distribution, nous avons utilisé la stratégie de recherche en profondeur, car elle permet une modélisation très proche du processus physique du phénomène en considération, donc facile à suivre :

- Tout d'abord, nous évoluons le long d'une branche du graphe jusqu'à l'obtention d'une solution. La solution représente les séquences de fermeture des interrupteurs pour former une zone tout en respectant la logique de la topologie du réseau et en satisfaisant les contraintes mentionnées dans les équations (2-10) et (2-11).
- Puis, la procédure se répète pour toutes les autres branches dans le graphe pour chercher d'autres solutions.
- Enfin, après avoir parcouru tout le graphe, un ensemble des solutions possibles obtenues seront classées dans l'ordre du volume de charges réalimentées décroissant en privilégiant les solutions ayant la possibilité d'accès aux IMTNO.

L'inconvénient habituellement connu de ce genre de méthode est le risque d'explosion combinatoire lorsque la taille du graphe évolue. Ceci dépend du nombre d'interrupteurs présents sur le départ considéré. Pourtant, l'application dans le problème d'optimisation des charges réalimentées à l'aide des GED dans le réseau de distribution a une particularité : les réseaux de distribution sont exploités

selon une structure radiale. Grâce à cela, le nombre des solutions n'augmente pas de manière considérable lors qu'on avance dans le processus de reprise des charges.

(a2) Considération d'un départ ayant plusieurs GED black-start

Il arrive que le départ dispose de plusieurs GED black-start. Voici les démarches à suivre pour considérer la réalimentation des charges à partir de plusieurs sources dispersées sur le départ.

Dans un premier temps, il faut déterminer la taille maximale du réseau que chaque GED black-start puisse réalimenter. Le départ est donc modélisé par plusieurs graphes de décision (nombre de graphes égal au nombre de GED black-start présentes sur le départ). Pour chaque graphe, la racine est le nœud de raccordement de la GED black-start ; la modélisation et le processus de reconstitution s'effectue comme présenté précédemment lors de la considération d'une seule GED sur le départ.

Dans un second temps, après avoir déterminé la démarcation des cellules formées par les GED black-start, on se trouve dans l'une ou dans une combinaison des trois situations données dans les figures 2 - 4, 2 - 5, et 2 - 6. Pour chacune situation, il faut déterminer une modélisation et une stratégie pour procéder au processus de reconstitution adapté:

- **Cas 1 :** On obtient diverses cellules réalimentées maximales par les GED black-start différentes sur le même départ dont les formes topologiques ne sont pas superposées. (Figure 2 - 4). Dans ce cas, on va considérer avoir plusieurs départs et que les îlots se forment de manière indépendante les uns par rapport aux autres. Lorsque le réseau en amont est rétabli, la synchronisation de ces zones avec le reste du réseau se fait à partir des interrupteurs se trouvant en A1, B1, et C1. Il faut donc assurer que ces interrupteurs disposent des moyens nécessaires pour vérifier les contraintes de synchronisation.

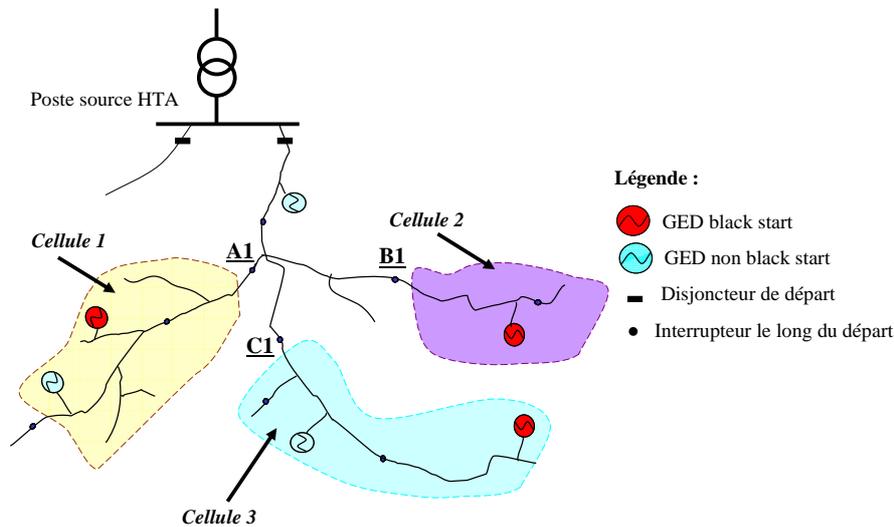


Figure 2 - 4. Cas 1 : Les cellules formées par plusieurs GED black-start sont séparées

- **Cas 2 :** les cellules formées sont croisées mais pas superposées. L'exemple de cette situation est donné dans la figure 2 - 5.a). D'abord, on peut modéliser le départ par un graphe de décision dont la racine peut être le nœud de raccordement de la GED black-start de la cellule 1 ou celui de la cellule 2. La source de ce graphe est une GED équivalente dont le total de puissance injectée est la somme des puissances délivrées par les deux GED (de la cellule 1 et 2). Ensuite, il faut affecter un grand facteur w_i (priorité) à l'interrupteur A2 afin qu'il s'inscrive dans la séquence d'opération optimale. Enfin, le processus de reconstitution du réseau pourra progresser comme dans le cas de la considération d'une seule GED sur le

départ. (figure 2 - 5.b). Sachant que l'interrupteur A2 sera le point d'interconnexion de ces deux GED synchronisés, il faut des moyens nécessaires pour vérifier les contraintes de synchronisation sur cet interrupteur.

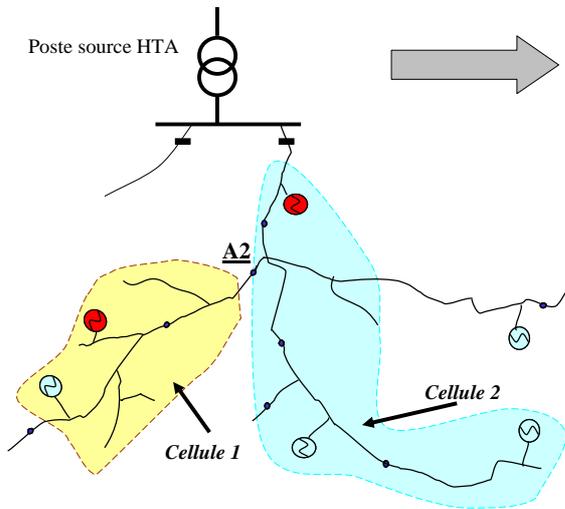


Figure 2 - 5. a). Cas 2 : Les cellules formées par plusieurs GED black-start sont croisées, mais pas superposées

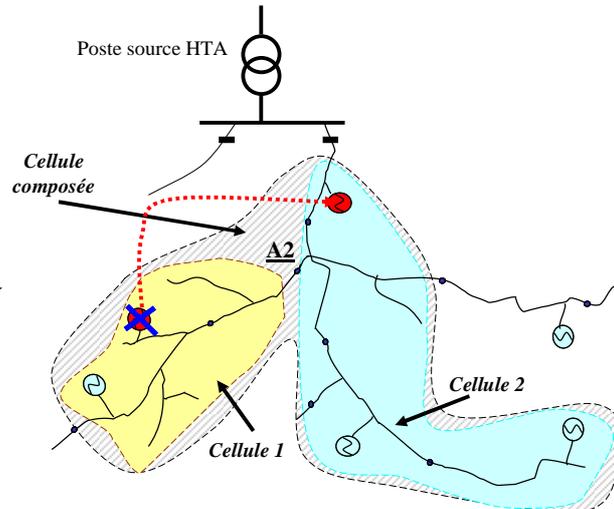


Figure 2 - 5. b). Cas 2 : La cellule composée est formée par la synchronisation des cellules croisées

- Cas 3 :** les cellules formées sont superposées. Prenons l'exemple de la figure 2 - 6.a). pour expliquer la modélisation. Il faut, tout d'abord, lister les interrupteurs qui se situent le long du chemin d'envoi de l'énergie entre les deux GED black-start : A3, B3 et C3. On affecte à ces interrupteurs des grands facteurs de priorité w_i afin d'assurer que, par la suite, ils seront de façon certaine pris en compte dans la séquence d'opération optimale. La modélisation du départ et le processus de reconstitution du réseau progressent comme dans le cas 2. Le fait de regrouper les cellules permettra de mieux profiter des capacités des GED : la cellule composée peut être éventuellement plus grande que les cellules formées séparément (figure 2 - 6.b). La synchronisation de ces deux GED peut se faire soit en A3, soit en B3, ou en C3.

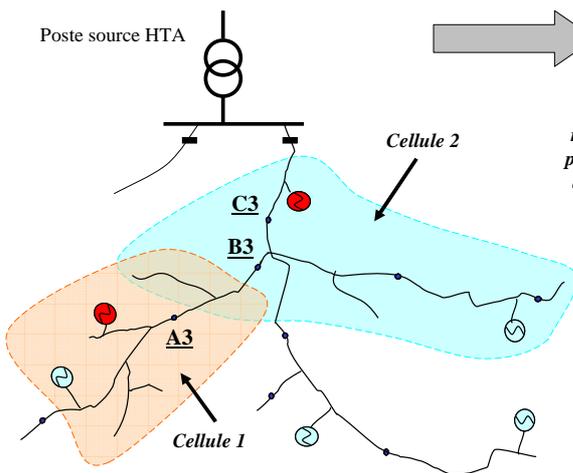


Figure 2 - 6. a). Cas 3 : Les cellules formées par plusieurs GED black-start sont superposées

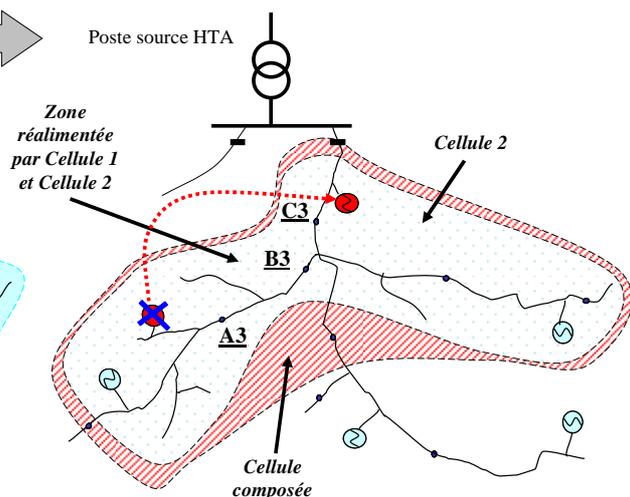


Figure 2 - 6. b). Cas 3 : La cellule composée est formée par le regroupement des cellules superposées

(b). Validation des résultats obtenus par des calculs électrotechniques

Avec les calculs faits par PSE, nous obtenons non seulement une séquence optimale d'opération des organes de coupure, mais aussi l'ensemble des solutions possibles afin de former des cellules les plus intéressantes. Ces solutions vont être classées dans l'ordre du volume de charges réalimentées en privilégiant les solutions avec l'accès à des IMTNO.

A cette fin, il est nécessaire, par la suite, de réaliser une analyse par un calcul de répartition de charges et une simulation dynamique du processus pour vérifier si toutes les contraintes électriques des équations (2-8) et (2-10) sont satisfaites.

La figure 2 - 4 présente l'algorithme d'optimisation du volume de charges réalimentées sur un départ à l'aide des GED. La PSE est codée sous Matlab7TM. Les séquences obtenues seront les données d'entrée du programme (aussi sous Matlab7TM) qui pilote le calcul de répartition de charges et la simulation dynamique du processus sous EUROSTAGTM en Mode Batch (mode de simulation particulier [EUR-2004]).

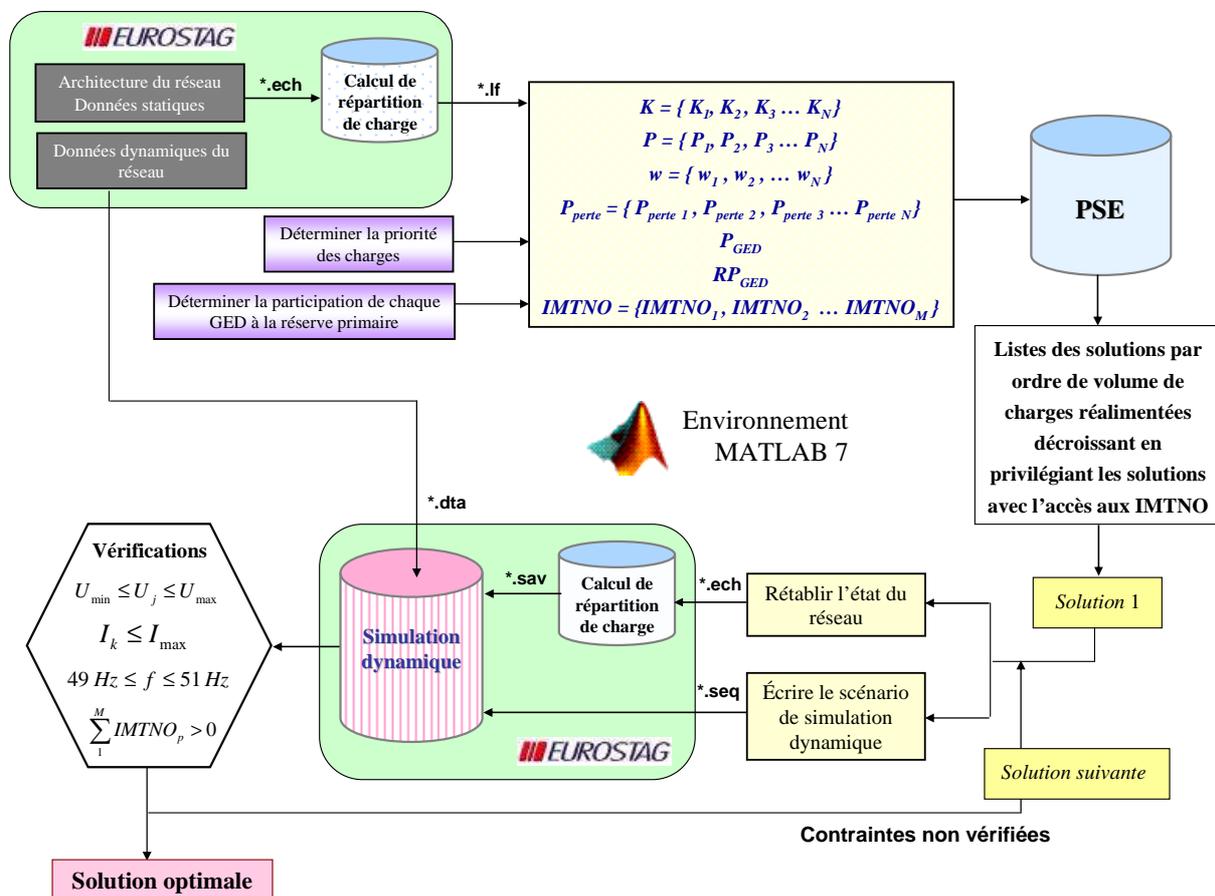


Figure 2 - 7. Algorithme d'optimisation du volume de charges réalimentées par les GED sur un départ HTA

La solution optimale trouvée est la solution optimale de l'étape de formation des cellules. Ces îlots seront utilisés dans les étapes suivantes.

✚ Etape 2: Expansion des zones synchronisées

L'expansion des zones synchronisées dans les réseaux de distribution à base de GED est faite par la synchronisation mutuelle des îlots.

Si deux zones ont l'accès à un IMTNO ou à un interrupteur le long du départ mais disposant des moyens pour vérifier les contraintes de synchronisation (comme le montrent les exemples présentés dans les figures 2 - 4, 2 - 5 et 2 - 6), elles seront prêtes à s'interconnecter. Il suffit de vérifier les conditions de synchronisation données par les équations (2-15), (2-16) et (2-17).

✚ Etape 3: Synchronisation avec le réseau en amont

L'intérêt de l'interconnexion des zones synchronisées est de permettre aussi d'interconnecter les départs sous un poste source, ou sous des postes sources adjacents, sous le même centre de dispatching du réseau de distribution. Par la suite, il est intéressant de voir si, en regroupant des sources de différentes cellules, on a des moyens de réalimenter davantage de charges.

On a donc un réseau de distribution sous plusieurs postes sources où se trouve un grand nombre de cellules îlotées (figure 2-8).

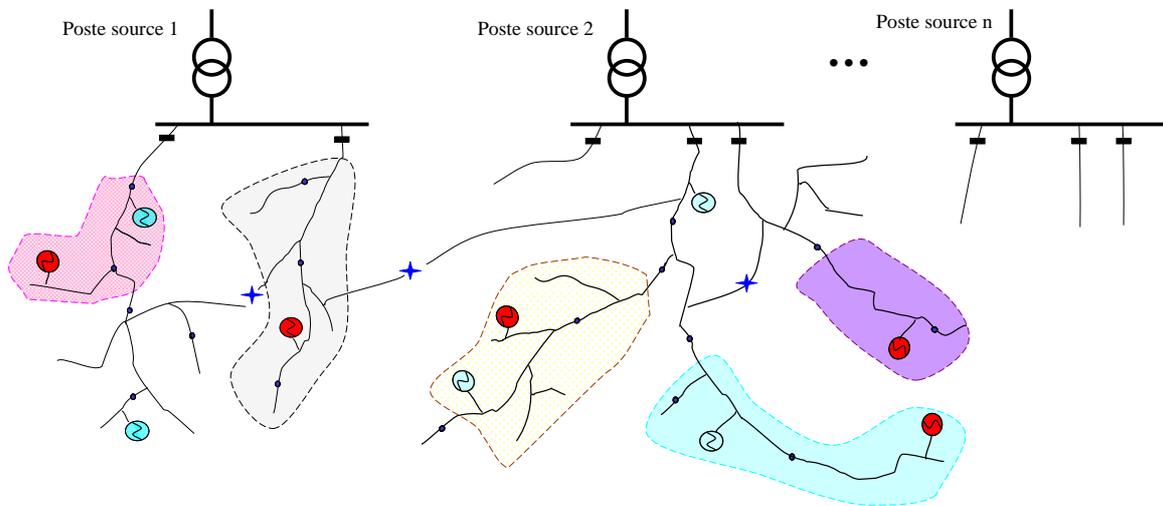


Figure 2 - 8. Les cellules îlotées sous un centre de dispatching régional

On modélise chaque cellule comme une entité unique équivalente à une GED black-start dont :

- la puissance délivrée disponible P_{dispo} est calculée par :

$$P_{dispo} = P_{max} - P_{conso} \tag{2-26}$$

avec : P_{max} : la somme des puissances maximales que peuvent fournir les GED black-start et non black-start dans la cellule

P_{conso} : la consommation des charges dans la cellule

- la réserve primaire est la somme de celles disponibles dans la cellule

La modélisation du réseau s'effectue comme avec le départ à plusieurs GED black-start (figure 2 - 9).

Le processus de reconstitution s'effectue comme dans le cas du départ ayant plusieurs GED black-start. (cf. paragraphe 3.3.2.1.a2)

Après avoir fini le processus d'expansion sur le réseau, il faut attendre jusqu'à ce que le réseau en amont soit capable d'envoyer l'énergie aux différents postes sources. A ce moment là, les disjoncteurs de départ seront fermés pour que le réseau principal réalimente les charges non réalimentées par les GED. Enfin, les différents îlots seront synchronisés avec le réseau principal.

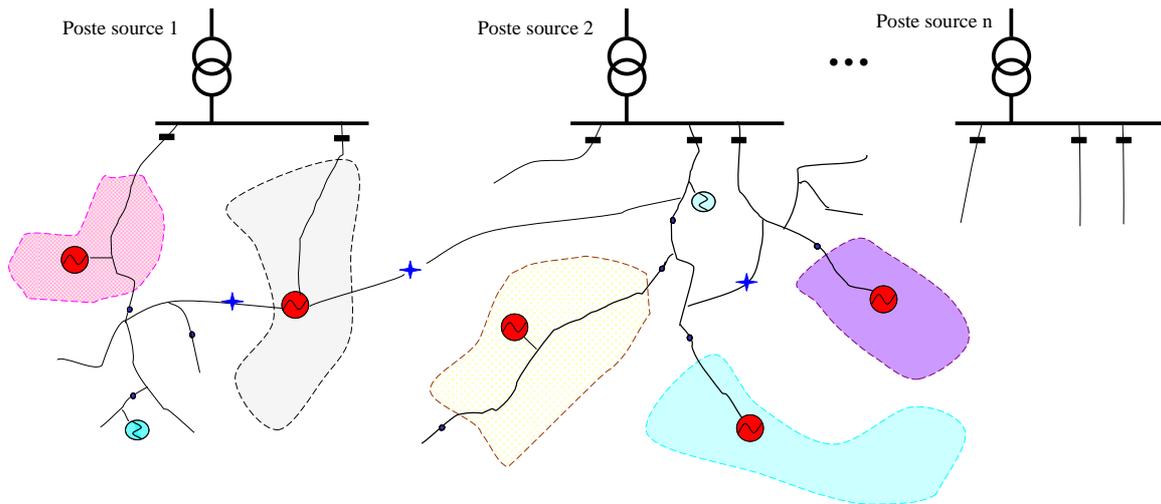


Figure 2 - 9. Modélisation du processus de réalimentation des charges sous un centre de dispatching régional

3.4. Contraintes à prendre en compte pendant le processus de reconstitution

Nous avons présenté la procédure générale de la reconstitution simultanément par le réseau de transport et par les réseaux de distribution. Pourtant, en réalité, on voit souvent que, l'incident arrivant au système de manière très aléatoire, la procédure de reconstitution s'effectue rarement comme prévu. En fonction de l'état de production, de charge, et des lignes, etc., avant et après l'incident, lorsqu'une opération est faite, le plan de reconstitution doit la suivre avec ses conséquences. D'ailleurs, la participation des GED, notamment celles utilisant des sources d'énergie de type intermittentes, apporte parfois davantage d'incertitudes et d'aléas.

Il est donc indispensable pour l'opérateur du système de prévenir les problèmes qui peuvent éventuellement empêcher le processus et de les anticiper afin d'avoir des solutions rapides ou différentes alternances possibles. Ceci est d'autant plus important lors de l'intégration du processus de reconstitution mené parallèlement en de nombreux endroits du système.

Voici résumées dans le tableau 2 - 1, les principales particularités de ces deux processus menés en parallèle :

Au niveau du réseau de transport	Au niveau du réseau de distribution
<i>Aux premiers pas du processus :</i>	
<ul style="list-style-type: none"> ° Il faut rapidement démarrer les générateurs de type thermique dans l'intervalle du temps de démarrage critique. La disponibilité de la production du réseau en dépend. 	<ul style="list-style-type: none"> ° Les GED sont plus flexibles et demandent moins de temps pour réintégrer le réseau. Par contre, leur disponibilité dépend de sources d'énergie primaire qui sont souvent intermittentes
<ul style="list-style-type: none"> ° Il faut désactiver les relais de délestage automatique de charges et les passer en mode manuel. Le fonctionnement non adapté (dans le cas de la reconstruction) de ces protections peut empêcher le processus 	<ul style="list-style-type: none"> ° Il faut désactiver les protections de découplage des GED. Elles sont normalement réglées avec une haute sensibilité qui n'accepte pas le mode de fonctionnement en îlotage.
<i>La suite du processus :</i>	

<ul style="list-style-type: none"> ° Le réseau est peu chargé 	<ul style="list-style-type: none"> ° La production de GED est rarement suffisante pour réalimenter toutes les charges
<ul style="list-style-type: none"> ° Résultant de l'état faiblement chargé, le réseau a beaucoup de réactif à absorber. Il y a donc probablement un problème de tension haute sur les lignes et de capacité d'absorber du réactif du générateur en butée, 	<ul style="list-style-type: none"> ° Le réseau peut avoir des problèmes liés à la puissance active : lors de l'opération d'un organe de coupure, le bloc de charges à réalimenter peut être plus grand que la réserve primaire disponible, voire plus grand que la taille des GED. Il y a un risque de black-out à nouveau si la variation de fréquence est trop importante.
<ul style="list-style-type: none"> ° Le choix des lignes à remettre sous tension est accordé à la structure du réseau mais elles doivent être aussi courtes que possible afin d'éviter le problème de surtension au bout des lignes 	<ul style="list-style-type: none"> ° Il faut bien choisir les lignes à remettre sous tension afin d'obtenir une zone qui dispose à la fois d'un maximum de charges réalimentées et de possibilités d'interconnexion avec d'autres zones
<ul style="list-style-type: none"> ° Les charges maximales qui peuvent être reconnectées au réseau après l'incident sont celles qui existent avant l'incident 	<ul style="list-style-type: none"> ° Les charges sont liées aux aléas du comportement de la clientèle
<ul style="list-style-type: none"> ° Les charges connectées au réseau de transport ne réapparaissent pas immédiatement à la reconnexion des lignes. 	<ul style="list-style-type: none"> ° La ou les charges sont préexistantes et immédiatement connectées au réseau dès l'opération d'un organe de coupure
<ul style="list-style-type: none"> ° Le choix des charges critiques pour stabiliser le réseau joue un rôle important. Si les charges réalimentées par les GED sont aussi des charges critiques pour le réseau de transport, le processus au niveau du réseau de transport doit avoir la priorité. 	<ul style="list-style-type: none"> ° Le choix des charges à réalimenter est quelquefois assez contraignant par la disponibilité, la capacité dynamique et la puissance maximale des GED.
<ul style="list-style-type: none"> ° Il peut y avoir un problème de tension basse si le centre de consommation se situe assez loin du centre de production 	<ul style="list-style-type: none"> ° Il peut y avoir un problème de tension basse lorsque le réseau s'étend

La fin du processus :

<ul style="list-style-type: none"> ° Il existe suffisamment de moyens nécessaires sur le réseau de transport permettant de réaliser les synchronisations 	<ul style="list-style-type: none"> ° Il faut assurer que les points d'interconnexion disposent des moyens de vérifier les conditions de synchronisation (écart de fréquence, tension et phase)
---	---

et autres ...

Le processus de reconstitution du système est mené en parallèle sur un espace immense. Le nombre des zones synchronisées à surveiller est très grand (à la fois sur le réseau de transport et sur les réseaux de distribution). En dehors des erreurs qui peuvent arriver à cause de mauvaises manœuvres ou mauvaises décisions, il peut y avoir des problèmes de coordination de contrôle à grand échelle (absence de connaissance sur ce qui se passe dans le réseau, confusions entre les opérateurs, etc.)

D'ailleurs, il existe un problème potentiel lors d'un incident généralisé dans l'environnement dérégulé, c'est qu'il y a de plus en plus d'entités ayant des intérêts différents. La coordination deviendra donc a priori de plus en plus difficile

Tableau 2 - 4. Les contraintes à prendre en compte pendant le processus de reconstitution du système

3.5. Autre application de la stratégie « Deep Build Together »

La stratégie « **Deep Build Together** » est conçue pour le service de reprise du système après un incident majeur. Pourtant, l'application de cette méthodologie est ouverte à plusieurs services, dont la solution « Délestage fictif » des charges pour soulager le système lors d'une instabilité dynamique peut en être un exemple.

En effet, les clients exigent du système électrique un niveau de sécurité et de continuité de fourniture d'énergie de plus en plus haut. La pénalité (en terme d'économie) évolue lourdement en fonction du temps de rupture d'électricité. En France, 1 kWh de rupture coûte en moyenne 10 euros par heure. Ce coût peut varier en fonction du type de charge (industrie, domestique...).

L'idée du service « Délestage fictif » des charges est : *Il existe des possibilités de reprendre partiellement les charges délestées par les GED. Les charges délestées par le réseau de transport sont alors toujours alimentées par d'autres sources.*

Méthodes d'implantation :

Phase d'anticipation :

- dans un premier temps, il est nécessaire de déterminer la capacité d'alimentation des GED dans le système (ceci peut se faire à partir de la phase de planification)
- puis, en fonction de l'anticipation du fonctionnement du réseau de transport, on va déterminer les tranches de puissance à délester (appelés les scénarios)
- ensuite, pour chaque scénario, on détermine les charges à délester
- enfin, sachant que les charges au niveau du réseau de transport sont les départs 220/63 kV, il est possible de répartir ces charges délestées sur plusieurs départs au niveau de tension inférieure en fonction de la localisation d'origine de la perturbation et de la capacité d'alimentation des GED

Phase de réaction :

- d'abord, face à une grande perturbation, le système de délestage des charges est automatiquement mis en marche pour sauvegarder le système
- puis, il faut examiner l'état du système et consulter les scénarios fournis par la phase d'anticipation pour trouver une solution la mieux adaptée
- enfin, on va procéder à la reprise des charges selon la procédure de reconstitution dans le sens ascendant de la stratégie **Deep Build Together**

L'avantage de cette solution est, d'abord, de réduire au maximum les conséquences en terme de volume de charges délestées et de temps de rupture d'électricité de nombreux clients notamment les clients prioritaires, et puis de mieux profiter des capacités des productions décentralisées.

L'implantation de cette stratégie nécessite une étude approfondie sur la stabilité du système électrique et la coordination à grande échelle du système de téléconduite. Ceci pourrait être une perspective ambitieuse de ce travail.

4. Conclusion

Nous avons vu, au cours du développement de ce chapitre, les possibilités de faire fonctionner une partie du réseau électrique en îlotage à plusieurs niveaux de tension. Il existe des modes de fonctionnement habituellement connus comme l'îlotage au réseau de transport ou, plus récemment en voie de développement, l'îlotage en moyenne et basse tension à base de GED, grâce à quoi, de nombreux nouveaux services sont proposés au gestionnaire du réseau.

A travers les stratégies d'utilisation des GED ainsi que les méthodes de réalisation proposées pour la reprise du système après un incident généralisé, nous nous apercevons que la contribution de l'îlotage intentionnel au réseau de transport est toujours essentielle et indispensable, mais l'intégration de celle de l'îlotage au réseau de distribution à l'aide de GED peut apporter des gains non négligeables.

Dans le chapitre suivant, une analyse approfondie sur la faisabilité technique de la méthodologie sera présentée pour mettre en œuvre les moyens nécessaires afin de pouvoir l'implanter dans le système électrique.

Chapitre 3

Faisabilité de la méthodologie proposée : Analyses et Propositions

1. Introduction

Le chapitre deux a présenté la méthodologie de gestion des situations critiques dans le système électrique à l'aide des zones d'îlotage intentionnel, simultanément au réseau de transport et au réseau de distribution, et en utilisant la production décentralisée. L'analyse de la faisabilité de cette technique va être effectuée dans ce troisième chapitre. En effet, la méthodologie proposée dépend, par sa conception, principalement de quatre facteurs: les caractéristiques des GED; l'adaptation du système de protection aux nouveaux services; l'accessibilité au réseau de transport et aux réseaux de distribution et l'amélioration du système de téléconduite dans le système intégré (transport et distribution compris).

La première préoccupation concerne la capacité black-start des GED et leurs caractéristiques dynamiques face à des perturbations qui ont lieu à l'intérieur de la zone sous leur responsabilité. Cela implique que, pour former une zone d'îlotage, il faut au moins une GED ayant la possibilité de redémarrer sans avoir besoin de l'énergie du réseau principal. De plus, lors du fonctionnement en mode îloté, les groupes GED doivent être capables de maintenir la qualité de service dans la zone formée comme la tenue en fréquence et en tension en régime quasi-normal ainsi qu'en régime perturbé. D'ailleurs, en sollicitant davantage le potentiel des GED et en envisageant un nouveau mode de fonctionnement au niveau du réseau de distribution, il est alors nécessaire de vérifier si le plan de protection appliqué aux GED s'adapte aux nouveaux services. Ce sont donc les idées principales qui seront analysées en détail dans la deuxième section de ce chapitre.

Puisque les GED sont normalement de petite ou de moyenne taille, elles sont en général connectées au réseau de distribution. Par contre, leurs impacts ne se limitent pas au niveau du système de distribution mais s'étendent à tout le système du fait de leur localisation dispersée et de leurs tailles diverses. Pour un réseau de forte puissance, il n'y a pas de grand problème d'infrastructure par rapport à la capacité d'accueillir ces nouvelles sources. Or, l'insertion des GED met le réseau de distribution face à un grand défi. Puisqu'ils ont été initialement conçus pour recevoir l'énergie, ils n'ont pas eu, donc, suffisamment de moyens pour faciliter la participation des GED, notamment dans les situations critiques. C'est pour ces raisons que dans la troisième section de ce chapitre, nous proposons d'améliorer leur infrastructure en les équipant d'IMT supplémentaires dont le nombre et l'emplacement seront optimisés. Ceci afin de rendre le système de distribution plus automatisé, plus flexible et de mieux profiter de la capacité des GED.

Une grande partie de ce travail va aussi être consacrée à l'amélioration de l'infrastructure du système de téléconduite. En fait, la pénétration des GED dans le système va changer radicalement le rôle du système de distribution. Actuellement, les réseaux de distribution jouent le rôle de « distributeur » de l'énergie et exercent les ordres de manœuvres, de manière passive, transmis par les gestionnaires du réseau au niveau supérieur. L'insertion importante de GED dans les réseaux de distribution va permettre à ces derniers de devenir plus que des « distributeurs » mais des « gestionnaires » car ils doivent être capables de gérer les nouveaux flux d'énergie injectée, de manière active et coopérative avec les gestionnaires du réseau intégré. Le développement d'une structure de coordination de contrôle et de commande des réseaux de distribution avec le système en amont devient donc un véritable besoin. L'objectif de la dernière section est de proposer une structure de coordination intelligente, de contrôle et de commande, à base d'une formation de groupements de systèmes d'agents intelligents, avec un protocole de communication, afin de s'adapter aux exigences du système électrique du futur.

Durant le développement de ce chapitre, un départ de réseau de distribution de type français de 20kV (figure 3 - 1) sera utilisé afin de clarifier les analyses et d'illustrer les méthodes proposées.

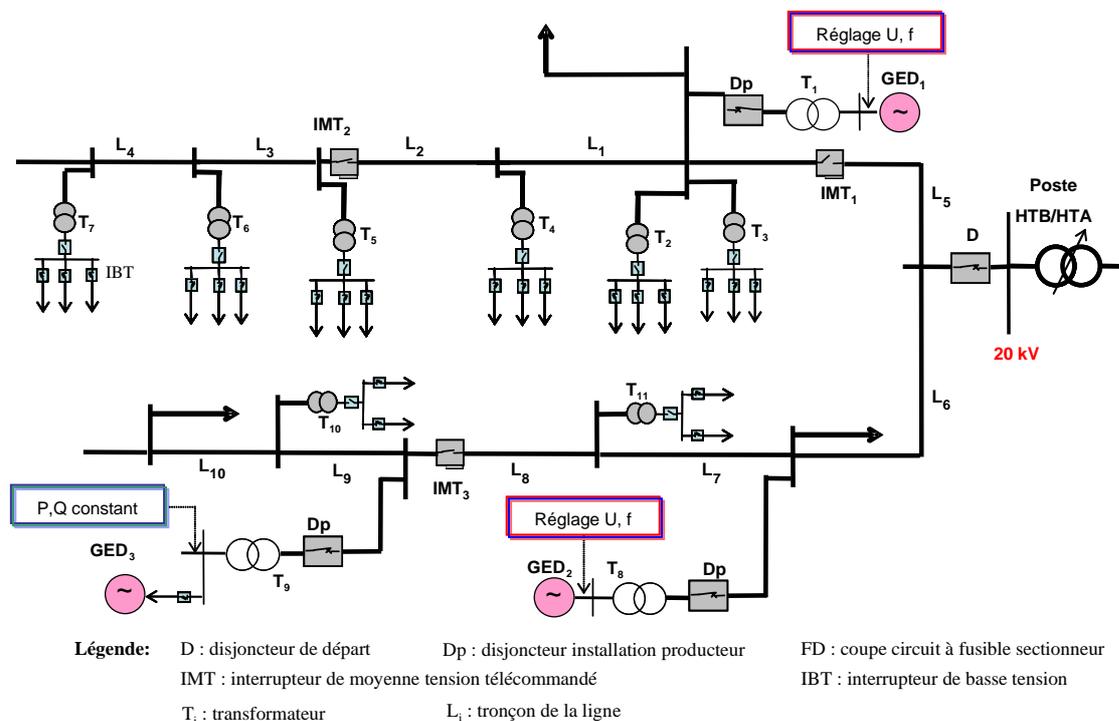


Figure 3 - 1. Le réseau de distribution étudié

2. Capacité des GED de participer au mode « îlotage intentionnel »

2.1. Capacité black-start des GED

Le **black-start** est la technique la plus efficace pour la reconstruction du réseau suite à un incident généralisé (black-out total ou partiel). Il existe 2 concepts de black-start: black-start d'un groupe de générateur et black-start réseau.

- Le black-start d'un générateur est défini par sa capacité à redémarrer sans avoir besoin de l'alimentation électrique venant du réseau. Dans ce cas, quelques dispositifs auxiliaires du générateur (comme le système de contrôle automatique, le circuit du disjoncteur, etc.) doivent être alimentés par un système de source continue DC.
- Le réseau composé d'une ou plusieurs unités black-start, qui, suite à un écroulement total, peut être remis en opération normale sans avoir recours à l'alimentation en énergie de l'extérieur, est appelé black-start réseau.

Naturellement, parmi les types de GED, les générateurs hydroélectriques sont souvent choisis comme groupes de black-start grâce à leur démarrage rapide et parce que l'énergie nécessaire pour réalimenter les auxiliaires n'est pas importante. Les groupes diesels, turbines à gaz et la cogénération sont également utilisés pour cette application. Les caractéristiques de quelques types de production décentralisée sont résumées dans le tableau 3 - 1.

Type de production décentralisée	Flexibilité de la génération	Réserves	Contrôle de la fréquence	Contrôle de la tension	Capacité black-start	Participation aux courants de défaut
Cogénération	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Groupe diesel	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Turbine à gaz	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Turbines éoliennes						
<i>Machine asynchrone couplée directement au réseau</i>	Non	Non	Non	Non	Non	Non
<i>Machine asynchrone à double alimentation</i>	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non
<i>Machine synchrone couplée à travers un convertisseur</i>	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non
Photovoltaïque						
<i>Sans système de stockage</i>	Non	Non	Oui	Oui	Non	Non
<i>Avec un système de stockage</i>	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Non
Micro turbine	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui
Stirling	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui
Piles à combustible	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui
Hydroélectrique	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

Tableau 3-1. Performances techniques de différents moyens de production

Processus de black-start réseau: Après avoir choisi un générateur black-start, le choix du chemin de renvoi de l'énergie sera lié à la structure du réseau. Différencié par rapport à celui que l'on voit habituellement au réseau de transport (comme l'a indiqué le chapitre précédent), le but du processus de black-start dans le concept d'îlotage intentionnel au niveau du réseau de distribution est de privilégier la réalimentation des charges prioritaires et des lignes qui donnent l'accès aux points de

reconnexion possibles avec d'autres zones. En outre, contrairement à la condition de faible charge lors des premiers pas du processus sur le réseau de transport, au niveau du réseau de distribution, la GED black-start doit a priori faire face à des charges lourdes (par rapport à sa taille) et préexistantes sur le départ. Ce qui implique des problèmes différents (notamment par rapport à la capacité de fonctionnement des GED en gradient de montée en puissance MW/seconde) que l'on verra plus loin dans ce chapitre.

Un processus de black-start réseau peut être observé à partir de trois types de grandeur : Le premier est l'évolution de la puissance injectée au réseau (figure 3 - 2) qui représente la reprise progressive des charges ; Le deuxième est la variation de fréquence durant le processus (figure 3 - 3) décrivant l'équilibre « production - consommation » et la stabilité du système ; et enfin, le troisième concerne les valeurs de tension en tous les nœuds du réseau.

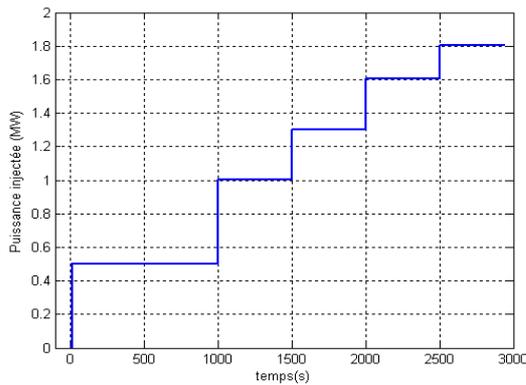


Figure 3 - 2. Puissance active injectée au réseau pendant le processus de black-start

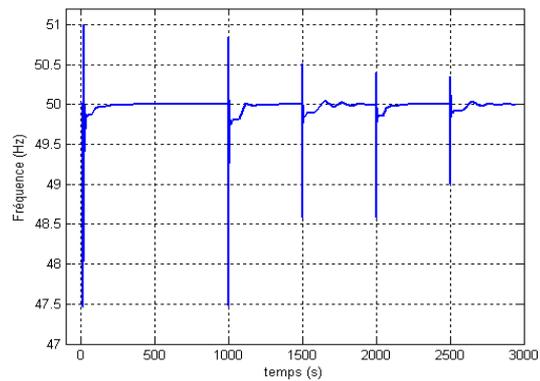


Figure 3 - 3. Variation de fréquence pendant le processus black-start

2.2. Tenue en tension et en fréquence

Les conditions les plus importantes, pour que le black-start réseau soit faisable et que le mode d'îlotage intentionnel à base de GED soit accepté, concernent la capacité d'assurer la qualité de service en terme de tension et de fréquence.

Actuellement, les groupes GED sont tous considérés comme des nœuds de type P-Q ou P-V. S'il s'agit de GED de type P-V, elles participent à la régulation de tension sur le réseau avec une constante de temps assez grande (par rapport à celle des groupes de production dans le réseau de transport). C'est le cas pour la plupart des générateurs dont la puissance fournie n'est pas marginale. Selon la réglementation de raccordement au réseau public français, ces générateurs doivent être capable de tenir la tension à leurs bornes dans une marge prédéfinie (normalement entre +/-5% $U_{nominale}$). Donc, au passage en mode d'îlotage, la GED doit être munie des moyens nécessaires pour assurer le profil de tension (notamment le réglage primaire de tension).

Par contre, dans le cadre du réseau de distribution français, les GED ne sont pas susceptibles de faire le réglage de fréquence. De ce fait, elles sont équipées d'une protection à maximum et minimum de fréquence avec des seuils assez contraignants, ce qui ne s'adapte pas au mode d'îlotage intentionnel car le système, quelque soit le mode de fonctionnement, doit faire face constamment à des variations.

Nous proposons le processus du réglage de fréquence pour les GED dans le mode d'îlotage intentionnel comme suit:

- réglage primaire au niveau des groupes GED à l'aide du régulateur de vitesse. Il a pour but de stabiliser la fréquence du réseau suite à une perturbation (dans une plage limitée),
- réglage secondaire au niveau du centre de réglage qui donne l'ordre de modification de la puissance de consigne des GED permettant de ramener la fréquence à la valeur nominale. La différence entre le réglage secondaire au niveau du réseau de distribution et celui au niveau du réseau de transport est que le maintien de la puissance de transit sur les lignes d'interconnexion devient non nécessaire. En effet, les lignes d'interconnexion entre les cellules du réseau de distribution à base de GED sont celles d'inter-départs qui sont normalement ouvertes et ne peuvent être utilisées que pour les raisons de secours ou de sécurité.
- Comme le mode d'îlotage est un mode dégradé du système, on cherche à reconstruire au plus vite le système, il n'y a donc pas d'intérêt à considérer le réglage tertiaire (répartition économique de puissance fournie entre les groupes).

2.2.1. Réglage primaire de fréquence pour les GED

Le réglage primaire peut s'appliquer normalement sur tous les types de GED si leur technique le permet. En effet, on rappelle que le réglage primaire est la répartition automatique de façon prévisible sur un certain nombre de machines de la variation du bilan de puissance. Il doit être assez rapide (typiquement 30 secondes). Le principe ci-dessus mentionné est reporté sur la figure 3 – 4, pour un système à deux GED.

La capacité de régler la puissance active fournie est représentée par la pente de la caractéristique du réglage de fréquence. En fonction de la puissance et du type de générateurs, cette pente correspond à un coefficient de statisme (noté *stat*) à fixer. Pour les générateurs synchrones de puissance de moins de 10 MW connectés au réseau de distribution, le statisme est, selon les groupes, entre 2,5% et 4%.

$$\frac{P_{mec} - P_{M0}}{P_{nom}} = - \frac{1}{stat} \cdot \frac{\Delta f}{f_{nom}} \quad \Leftrightarrow \quad \Delta P = - \frac{1}{stat} \cdot \frac{\Delta f}{f_{nom}} \cdot P_{nom} \quad (3-1)$$

Avec : P_{mec} : puissance de consigne

f : fréquence du réseau

P_{M0} : puissance mécanique

f_{nom} : fréquence nominale ($f_{nom} = 50\text{Hz}$)

P_{nom} : puissance nominale du générateur

Pourtant, le statisme n'est pas forcément une grandeur fixe. Il se peut que, pour les cellules de réseau de distribution à base d'une seule GED, le statisme soit modifiable afin de pouvoir s'adapter à plusieurs modes d'opération.

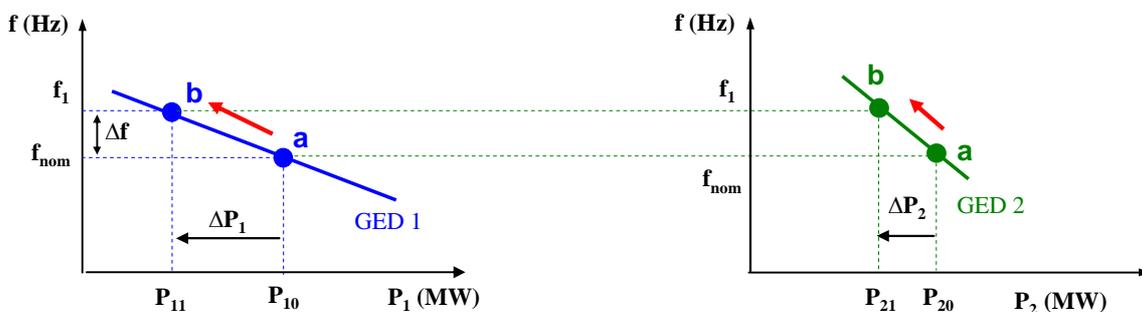
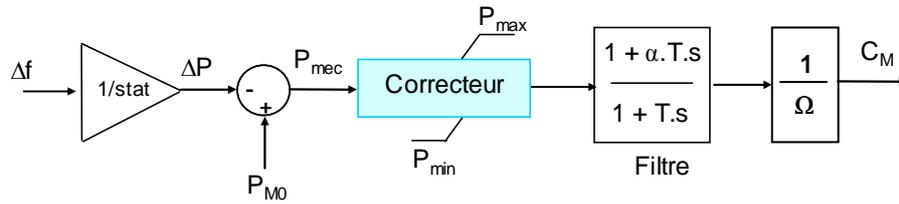


Figure 3 - 4. Principe du réglage primaire

Comme le montre la figure 3 - 4, c'est donc le statisme qui détermine le taux de participation de chaque générateur au réglage. Plus le statisme est petit, plus le générateur réagit de façon importante à la variation de charge considérée. ($stat_1 < stat_2 \rightarrow \Delta P_1 > \Delta P_2$)



Avec : Ω : vitesse de rotation C_M : coupe mécanique
 P_{max}/P_{min} : limite maximale et minimale de la réserve disponible
 α, T : paramètres du filtre de avance - retard

Figure 3 - 5. Modélisation du régulateur de vitesse

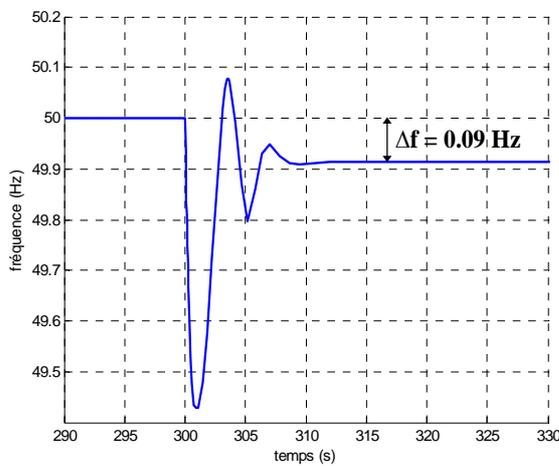


Figure 3 - 6. Variation de fréquence sous l'action du réglage primaire

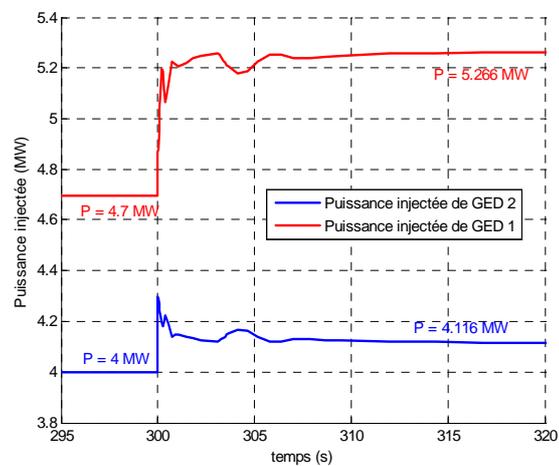


Figure 3 - 7. Puissance injectée des GED participant au réglage primaire de fréquence

Sur la réponse du système suite à une perturbation, une variation de charge par exemple, (figure 3 - 6 et figure 3 - 7), on remarque que l'action rapide et nécessaire du réglage primaire laisse toujours un écart de fréquence non nul ($\Delta f \neq 0$) qui persiste si aucun contrôle additionnel n'est mis en place. La puissance injectée des générateurs augmente mais la puissance de consigne ne change pas. Cet écart sera annulé par le réglage secondaire.

2.2.2. Réglage secondaire de fréquence pour les GED

Le Figure 3 – 8. a). décrit le comportement du système sous l'action du réglage secondaire de fréquence. Au début, la charge du système est P_{C1} , correspondant à la production P_1 (point **a**). Lorsque la charge augmente de P_{C1} à P_{C2} , suivant le statisme prédéfini dans le régulateur de vitesse, la fréquence du réseau diminue de f_1 à f_b (point **b**). L'action du réglage secondaire est le processus de déplacer la caractéristique $P(f)$ de $P_1(f)$ à $P_2(f)$ permettant d'augmenter la puissance de production de P_1 à P_2 pour atteindre un nouvel équilibre "production - consommation" où la fréquence revient à sa valeur nominale (point **c**).

Le réglage secondaire peut être réalisé soit manuellement au groupe selon un ordre de l'opérateur du réseau soit automatiquement et de manière centralisée à partir du centre de réglage (figure 3 - 8.b)).

L'application du réglage secondaire, pourtant, ne concerne pas forcément tous les générateurs du réseau. La figure 3 - 10, présente le comportement de deux GED face à une variation de charge, dont l'une participe au réglage secondaire et l'autre non.

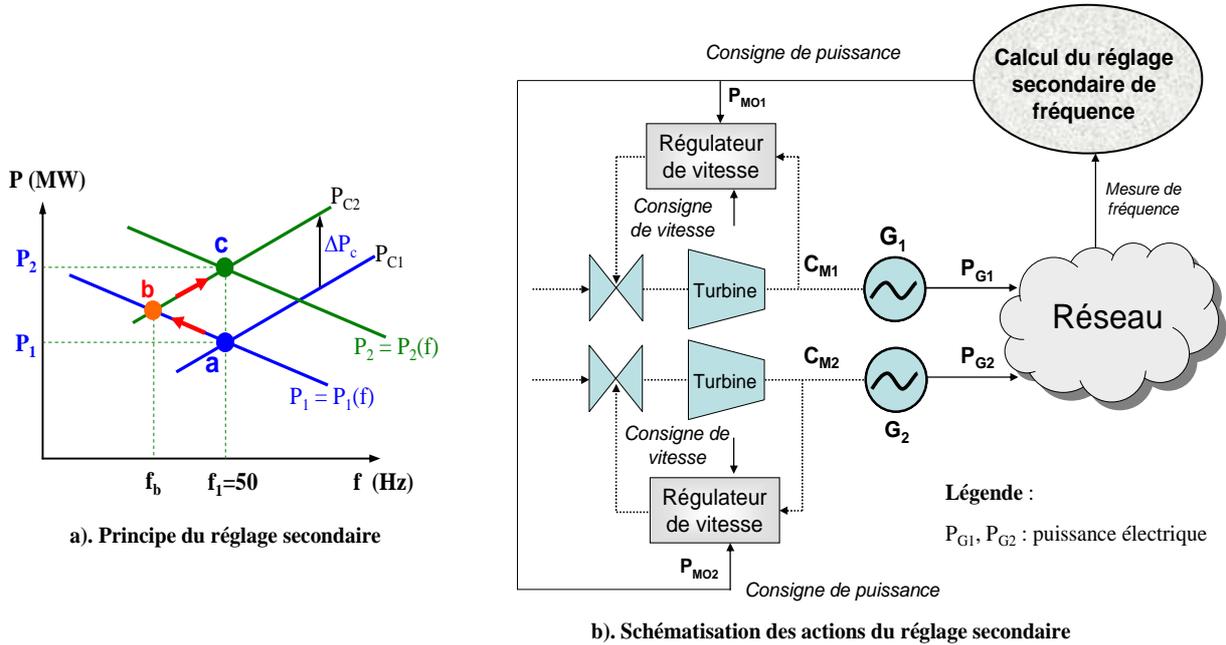


Figure 3 - 8. Principe du réglage secondaire

Pour celles qui ne participent pas au réglage secondaire, après la période de réglage primaire, leur puissance injectée revient à la valeur de consigne initiale. Toute la variation du système sera prise en charge par les GED participant au réglage secondaire.

La constante de temps du réglage secondaire est plus importante que celle du réglage primaire pour éviter les interactions entre les deux.

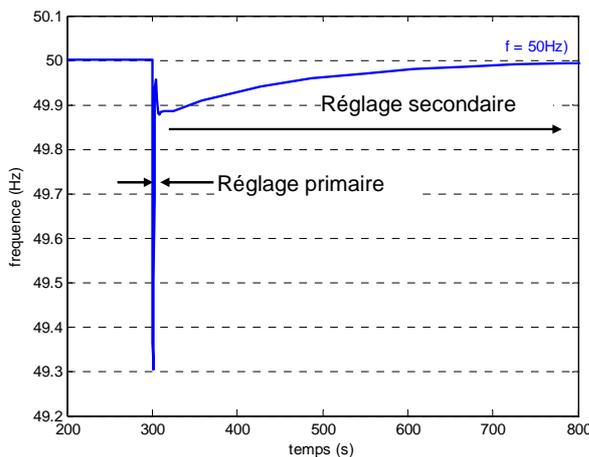


Figure 3 - 9. Variation de fréquence sous l'action de réglage secondaire

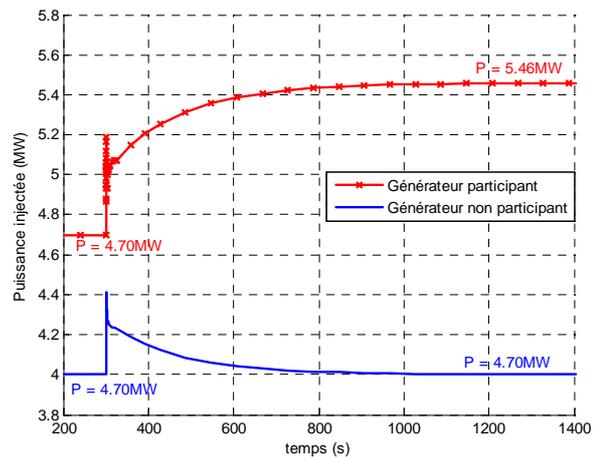


Figure 3 - 10. Puissance injectée des GED participant et non au réglage secondaire de fréquence

2.2.3. Marge de réserve totale

Afin de réaliser ces réglages face à l'aléa des charges, il faut maintenir pendant le fonctionnement en îlotage, au moins sur une GED avec capacité de black-start, une marge de puissance active dont la valeur ($P_0 \pm \Delta P$) est comprise entre P_{\max} et P_{\min} du générateur. (Figure 3 - 11).

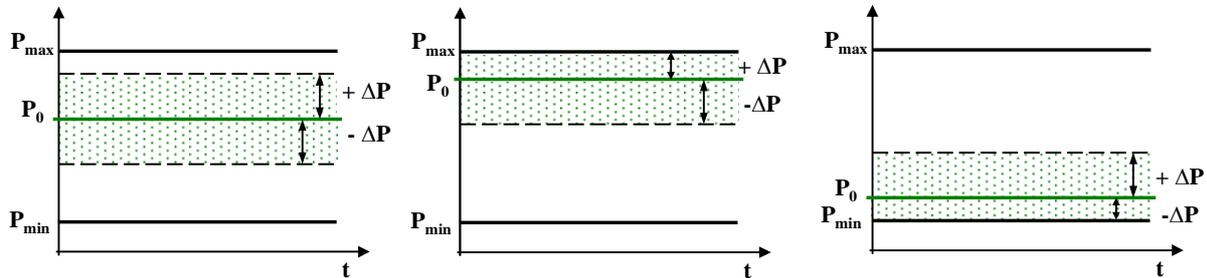


Figure 3 - 11. Marge de puissance active

Pour un générateur participant au réglage secondaire, cette marge se compose de deux parties: le réglage primaire $\Delta P_{\text{primaire}}$ et le réglage secondaire $\Delta P_{\text{secondaire}}$.

$$\Delta P = \Delta P_{\text{primaire}} + \Delta P_{\text{secondaire}}$$

La valeur totale est normalement fixée à $2.5\% P_{\text{nom}} \leq \Delta P \leq 15\% P_{\text{nom}}$ (en plus ou en moins). La répartition chronologique des réserves appelées est donnée sur la figure 3 - 12.

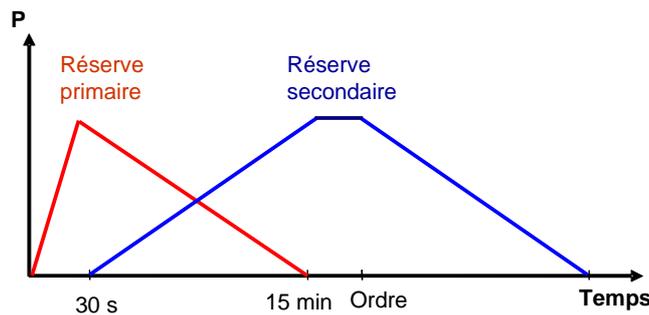


Figure 3 - 12. La répartition chronologique des réserves appelées

2.3. Etude de stabilité

Nous nous intéressons dans cette étude à la limite de stabilité de la zone îlotée en considération. Elle est caractérisée par les fluctuations maximales acceptables des puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées.

L'analyse s'effectue normalement sur deux catégories de limite de stabilité: la limite de stabilité en petits signaux (stabilité dynamique) et la limite de stabilité en grands signaux (stabilité transitoire).

Dans le cadre de l'étude de faisabilité de l'îlotage intentionnel à base de GED, l'analyse de la stabilité en petits signaux intervient surtout pour la phase de conception des régulateurs de tension et de vitesse des GED.

L'étude de stabilité transitoire, quant à elle, permet de déterminer l'ampleur des perturbations maximales supportées par les GED en fonction de la taille de la cellule du réseau étudiée.

2.3.1. Stabilité en petits signaux

Définition : la stabilité en petits signaux est définie par la capacité du système, suite à de petites perturbations, de revenir à son point de fonctionnement initial, ceci avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre.

✚ Critère d'évaluation de la stabilité en petits signaux

Considérons une zone ayant n générateurs avec ses régulateurs de tension et vitesse associés. Supposons que les charges sont modélisées par des impédances constantes.

Le réseau électrique est modélisé par un système d'équations différentielles non linéaires du type :

$$\dot{X} = F(X, U) \quad (3-2)$$

$$Y = G(X, U) \quad (3-3)$$

avec \dot{X} est un vecteur des variables d'état du réseau, U contient les entrées (petites perturbations) :

$$X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad U = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad F = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad G = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix}$$

L'analyse de la stabilité en petits signaux d'un réseau consiste à voir son comportement au voisinage d'un point de fonctionnement (X_0, U_0) . Il s'agit donc de linéariser les équations (3-2) et (3-3). Nous avons alors:

$$\Delta \dot{X} = A \cdot \Delta X + B \cdot \Delta U \quad (3-4)$$

$$\Delta Y = C \cdot \Delta X + D \cdot \Delta U \quad (3-5)$$

avec A, B, C et D les matrices suivantes

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & & \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \frac{\partial f_2}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial u_r} \\ \vdots & & \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial g_2}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_2}{\partial x_n} \\ \vdots & & \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \frac{\partial g_2}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_2}{\partial u_r} \\ \vdots & & \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

et ΔX , ΔU , et ΔY sont les variables d'état, d'entrée et de sortie respectivement :

$$\Delta X = X - X_0, \quad \Delta U = U - U_0, \quad \Delta Y = Y - Y_0$$

Selon le **critère de stabilité de Lyapunov**, le système est dit stable en petits signaux si et seulement si toutes les valeurs propres λ_i de la matrice d'état A sont situées dans la partie gauche du plan complexe, c'est-à-dire, qu'elles ont une partie réelle négative.

Les valeurs propres de la matrice A sont déterminées par la solution de l'équation :

$$\det(A - \lambda \cdot I) = 0 \quad (3-6)$$

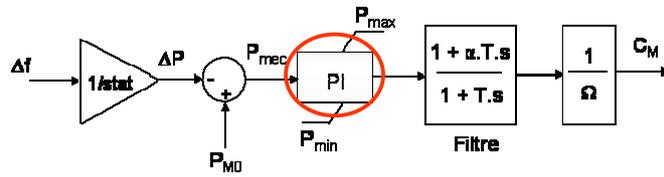
avec : I matrice unitaire.

Application

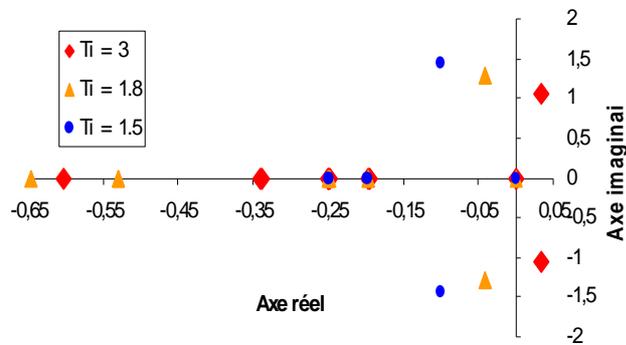
Les figures 3 - 13 présentent une analyse de la stabilité en petits signaux en tenant compte de l'influence du gain du régulateur de tension et de la rapidité du régulateur de vitesse.

(a) Stabilité en petits signaux en fonction de la rapidité du régulateur de vitesse

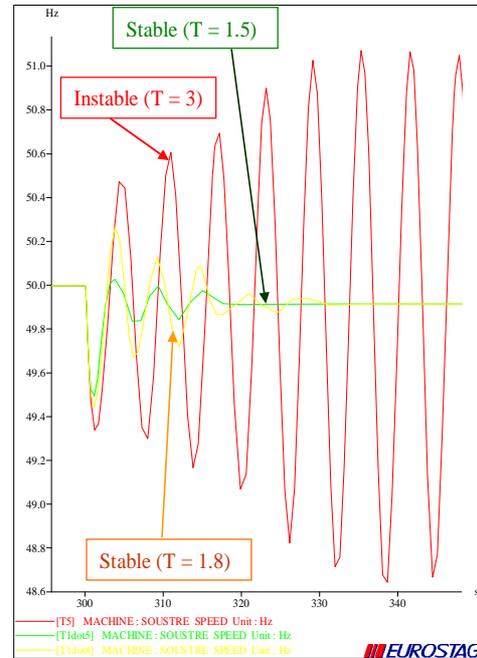
On rappelle le schéma du régulateur de la figure 3 - 5, le correcteur choisi par l'exemple est un correcteur PI :



a) La rapidité du régulateur dépend de la constante de temps T_i du correcteur



b) Répartition des valeurs propres en fonction de la rapidité du régulateur de vitesse du générateur



c) Réponse du système face à la variation de charge

Figure 3 - 13. Stabilité en petits signaux en fonction de la rapidité du régulateur de vitesse

On remarque que plus le régulateur réagit lentement, plus les valeurs propres s'approchent de l'axe imaginaire et plus l'oscillation pendant le régime transitoire est grande, voire divergente. On voit que l'oscillation correspondant à $T_i = 1.8$ est plus importante que par rapport au cas $T_i = 1.5$. Avec $T_i = 3$, le système a deux valeurs propres qui passent à la droite de l'axe imaginaire.

(b) Stabilité en petits signaux en fonction du gain du PSS (Power System Stabilizer) dans le régulateur de tension

La théorie et la pratique ont prouvé l'influence importante du régulateur de tension sur la stabilité du système [KUN-1994], [LA - 2001], [TRA-2001]. La figure 3 - 14 présente le fonctionnement de l'excitateur, et le principe du réglage de tension est donné dans la figure 3 - 15.

Pour assurer la tenue en tension aux bornes des GED conformément à la demande du gestionnaire du réseau, leurs régulateurs doivent avoir un gain statique d'excitation G assez grand (typiquement de 3.5 à 4.5) (figure 3 - 14). Cela peut provoquer une haute sensibilité du régulateur face à une perturbation. L'aspect négatif de cela est qu'il risque d'y avoir des oscillations entre les régulateurs entraînant l'instabilité du système.

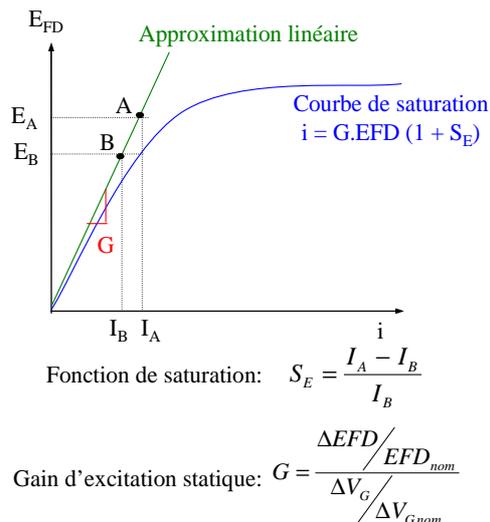


Figure 3 - 14. Fonctionnement de l'excitateur

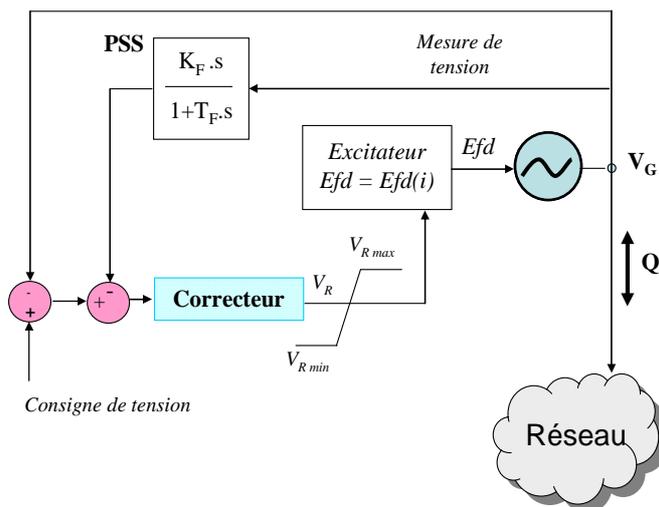


Figure 3 - 15. Principe du réglage de tension

Avec : Efd, i : tension et courant de l'excitateur ;

$V_G, V_{G_{nom}}$: tension et tension nominale aux bornes du générateur

Afin d'éviter cet inconvénient, on améliore la structure du régulateur par une boucle de stabilisation qui permet d'ajuster les dérivées des paramètres d'état du système. Ce type de boucle est appelé PSS et une structure simplifiée est donnée dans la figure 3 - 15. Il existe d'autres structures plus complexes [MEK-2002], mais elles n'apporteraient rien de plus pour notre démonstration.

Un exemple de l'influence du choix du gain du PSS d'une GED (noté K_F sur la figure 3 - 15) sur la stabilité en petits signaux est présenté sur les figures 3 - 16 et 3 - 17 (de a) à c)).

Sur la répartition des valeurs propres du système en fonction de la valeur de K_F choisi, on remarque que plus K_F est faible, plus le système s'approche du domaine de l'instabilité. Pour K_F suffisamment petit (dans ce cas $K_F = 0.3$) une petite perturbation provoque l'instabilité du système (figure 3 - 17. a). En augmentant K_F , pour une même perturbation, l'instabilité est amortie voire éliminée. Pourtant, une valeur trop importante choisie pour K_F n'est pas nécessaire non plus car le régulateur risque d'être trop sensible.

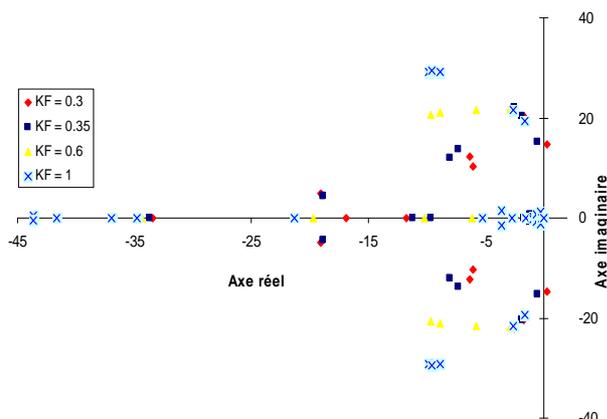


Figure 3 - 16. Valeurs propres en fonction de K_F

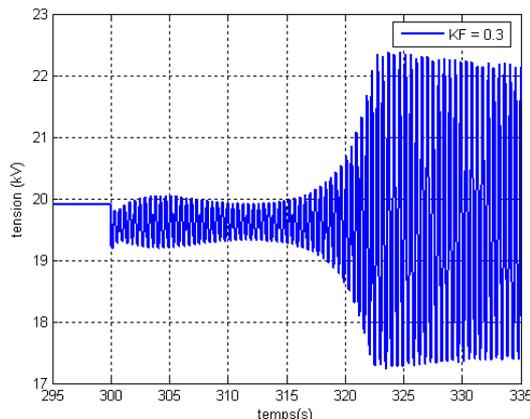


Figure 3 - 17. a). $K_F = 0.3$

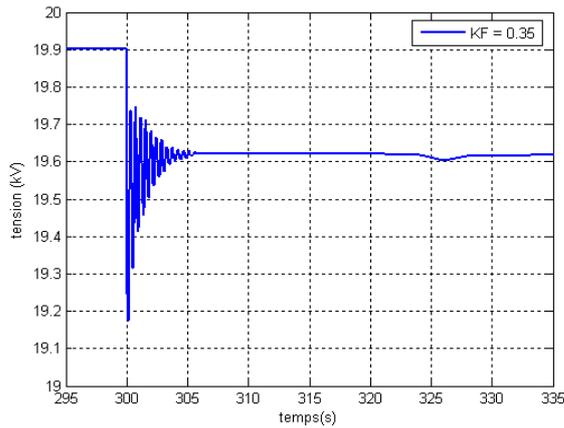


Figure 3 - 17. b). $K_F = 0.35$

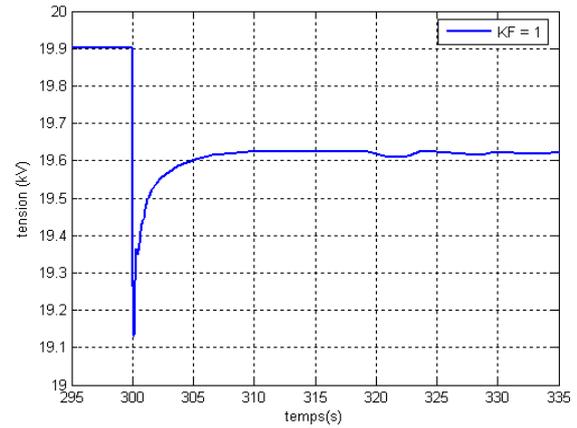


Figure 3 - 17. c). $K_F = 1$

Figure 3 - 17. Réponse du système en fonction de K_F

2.3.2. Stabilité en grands signaux

Définition : La stabilité en grands signaux est définie par la capacité du système, suite à une perturbation importante, d'éviter tout régime oscillatoire divergent et de revenir à un état d'équilibre. Ce changement d'un état stable à un autre s'accompagne d'un régime transitoire amorti considéré comme acceptable à l'égard des fourchettes prédéfinies de ΔU , Δf , Δt .

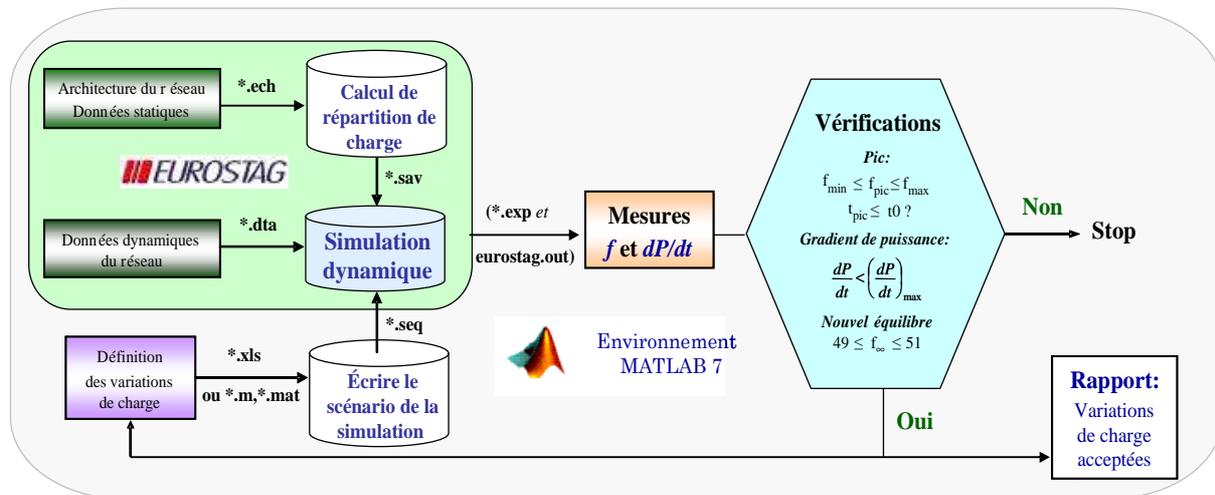
L'étude consiste en général à envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte d'énergie mécanique, perte de source électrique, variation de charge, etc., et prédire le comportement du réseau face à ces perturbations.

Dans notre cas, le mode d'îlotage intentionnel à base de GED est considéré comme un mode dégradé du système (le système est censé revenir à l'état normal le plus rapidement possible). Si toutefois, au cours du fonctionnement en îlotage, il arrive un second événement critique comme la perte d'un élément (source GED, ligne...) du départ HTA, il n'y a pas d'intérêt à considérer ce mode de fonctionnement. Autrement dit, l'îlotage intentionnel ne sera pas dimensionné pour assurer la règle de sécurité N-1.

Par contre, les variations de charge apparaissent quelque soit le mode de fonctionnement. Normalement, elles ne sont pas considérées comme des grandes perturbations sauf dans le cas de reconstitution du système après un black-out lorsque l'on considère la remontée progressive des blocs de charges. Ceci est d'autant plus important en cas de reconstitution du réseau à base de GED puisque, contrairement au réseau de transport, lors d'une opération d'un organe de coupure (fermeture ou ouverture) au niveau du réseau de distribution, les blocs de charge sont préexistants. En fonction de la taille des GED et de la réserve de puissance disponible, l'oscillation due à cet effet ne pourra peut-être pas être supportée par les GED. Par conséquent, ces dernières risquent de se re-déconnecter et le réseau se retrouvera en black-out à nouveau. L'ampleur de la variation de charge représente donc la plus grosse contrainte imposée sur les GED qui assurent le bon fonctionnement de la zone de distribution en îlotage.

C'est pour cette raison que l'étude de stabilité en grands signaux, dans le cadre de l'étude de faisabilité de l'îlotage intentionnel à base de GED, est censée surtout déterminer quel niveau de perturbation elles peuvent supporter.

La figure 3 - 18 présente l’algorithme conçu à l’aide du logiciel de simulation dynamique des réseaux électriques (EUROSTAG™) en Mode Batch (mode de simulation particulier [EUR-2004] piloté par un programme codé sous Matlab7™).



Nota : t_{pic} : durée du pic de fréquence dont la valeur est supérieure à la limite autorisée. Ce paramètre sert à comparer avec le seuil de déclenchement de la protection de découplage du générateur.

Figure 3 - 18. Algorithme de détermination de la variation de charge maximale acceptée par la zone îlotée

Nous obtenons une liste des variations acceptées par la zone îlotée donnée dans le tableau 3 – 2. Les figures 3 - 19 et 3 - 20 (événements non critiques) permettent à l’opérateur du réseau d’avoir un ordre de grandeur sur la dynamique du réseau. La plage de fréquence autorisée est de 47 - 51Hz, le gradient de puissance maximale est de 1 à 1,5 MW/secondes selon les GED, la temporisation du déclenchement de la protection à maximum et minimum de fréquence est de 0.2 - 0.5 secondes.

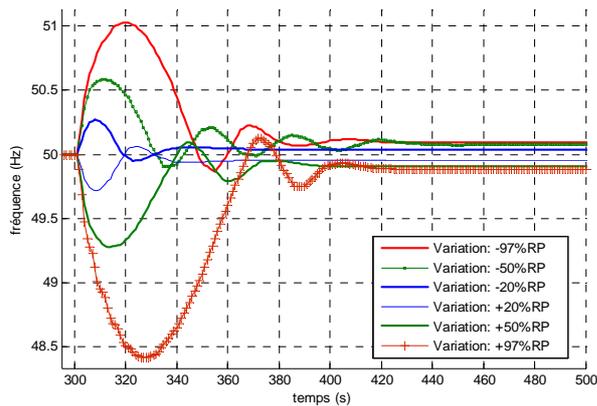
$\Delta P/RP$	$\pm 10\%$	$\pm 20\%$	$\pm 30\%$	$\pm 40\%$	$\pm 50\%$	$\pm 60\%$	$\pm 70\%$	$\pm 80\%$	$\pm 90\%$	$\pm 97.6\%$
Δf_{∞} (Hz)	49.989/ 50.011	49.978/ 50.022	49.967/ 50.031	49.956/ 50.041	49.945/ 50.051	49.933/ 50.061	49.922/ 50.071	49.910/ 50.080	49.898/ 50.090	49.886/ 50.099
f_{max} (Hz)	49.989/ 50.011	49.977/ 50.023	49.818/ 50.179	49.748/ 50.244	49.671/ 50.321	49.591/ 50.393	49.461/ 50.529	49.306/ 50.584	48.976/ 50.744	48.438/ 51.03
dP/dt	0.01	0.018	0.0206	0.0267	0.04	0.07	0.18	0.21	0.216	0.24

Nota : RP est la réserve rapide disponible des GED

Tableau 3 - 2. Liste des variations de charge acceptées par la zone en îlotage

A l’issue de la récapitulation du comportement du réseau face à des événements non critiques, on remarque que les GED sont beaucoup plus contraintes au niveau de la fréquence qu’au niveau du gradient de puissance.

Si l’on envisage une variation de charge plus grande, on pourra constater que la puissance fournie par les GED est en butée. Ceci est dû essentiellement au fait que les réserves rapides disponibles dans les GED sont toutes sollicitées. La variation de charge dans ce cas là devient un événement critique qui peut conduire à un deuxième black-out à cause de la déconnexion des GED sur la baisse de fréquence induite.



Note : La légende de la figure 3 - 20 est la même de celle de la figure 3 -19

Figure 3 - 19. Variation de fréquence en fonction de l'ampleur de la variation de charge

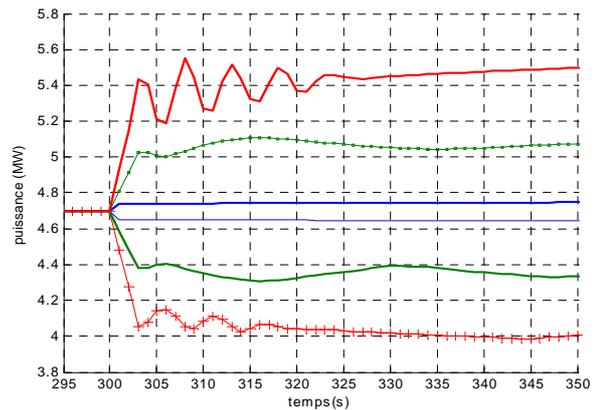


Figure 3 - 20. Variation de gradient de puissance en fonction de l'ampleur de la variation de charge

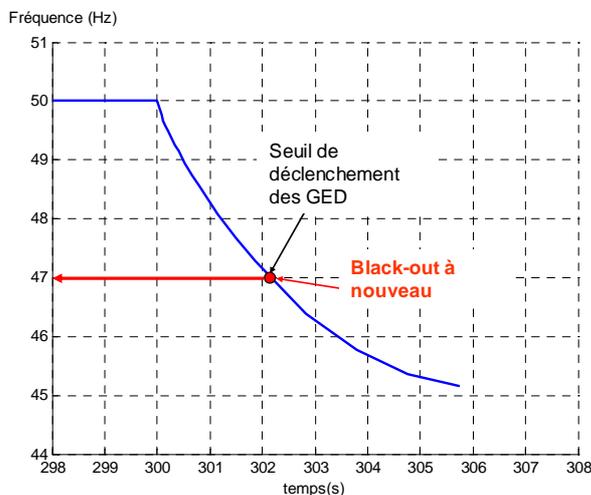


Figure 3 - 21. Variation de fréquence

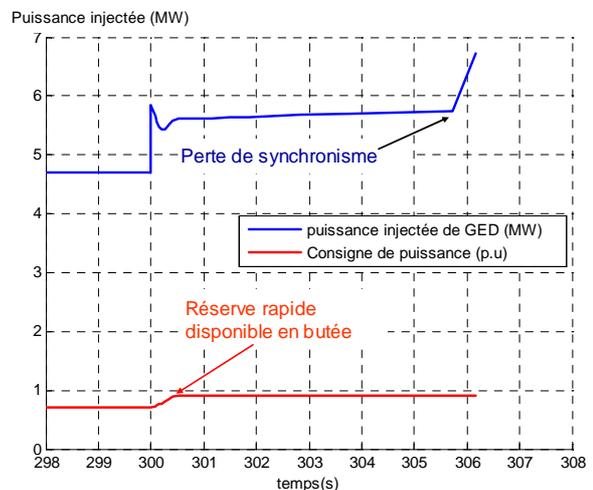


Figure 3 - 22. Variation de gradient de puissance

On peut donc tirer une conclusion importante : la variation maximale de charge acceptée par la zone flotée à base de GED doit toujours être inférieure au total de la réserve rapide disponible des GED. Ainsi, la temporisation des protections de découplage des GED ne doit pas dépasser 3 secondes pour éviter la perte de synchronisme.

2.4. Adaptation du système de protection des GED aux nouveaux services

On prévoit deux types de protection du groupe GED selon l'objectif final de la protection. Ce sont :

- La protection entre le réseau et la production décentralisée: elle est placée au point de raccordement de la GED. Sa mission est de protéger le générateur d'un mauvais état de fonctionnement du réseau.
 - Protection de découplage : se compose d'une protection à maximum / minimum de tension composée, d'une protection à max de tension homopolaire, et d'une protection à maximum / minimum de fréquence.
 - Protection contre les courts-circuits au réseau: La plupart des GED sont connectées au réseau via un transformateur en montage triangle - étoile (Δ/Y), le neutre du générateur est

donc isolé. La protection est assurée par une protection à maximum de courant terre, et une protection à maximum de tension résiduelle.

- Les protections internes du générateur ont pour but de protéger contre les défauts à l'intérieur du groupe et de ses auxiliaires. Selon la puissance installée, le système de protection du générateur requiert une complexité différente [TRA-2001].
 - Pour les petits groupes de moins de 5 MW, le système de protection comprend: une protection contre les défauts masse stator, une protection contre les défauts masse rotor, une protection contre le retour de puissance active, une protection contre la surcharge du stator, et une protection contre la perte de l'excitation.
 - Pour les groupes dont la puissance installée est de 5 à 50 MW, il faut ajouter également la protection à maximum de courant inverse et la protection différentielle générateur.

Parmi celles qui sont citées ci-dessus, seules les protections entre le réseau et la GED sont concernées par l'étude de faisabilité de l'îlotage intentionnel, car elles sont les premières qui risquent d'être impactées par le changement de mode de fonctionnement du réseau. Les différents aspects abordés (réglage de fourchette des protections, régime de neutre...) permettent d'analyser l'adaptation du système de protection actuel aux nouveaux services proposés.

2.4.1. Protection de découplage

Sur la figure 3 - 23, un exemple de protection de découplage est montré. Dans cet exemple, la protection prend en compte la mesure de tension et, à partir de celle-ci, elle identifie la fréquence du réseau. Ensuite, les valeurs de tension et de fréquence sont comparées aux seuils qui détermineront le déclenchement de la protection.

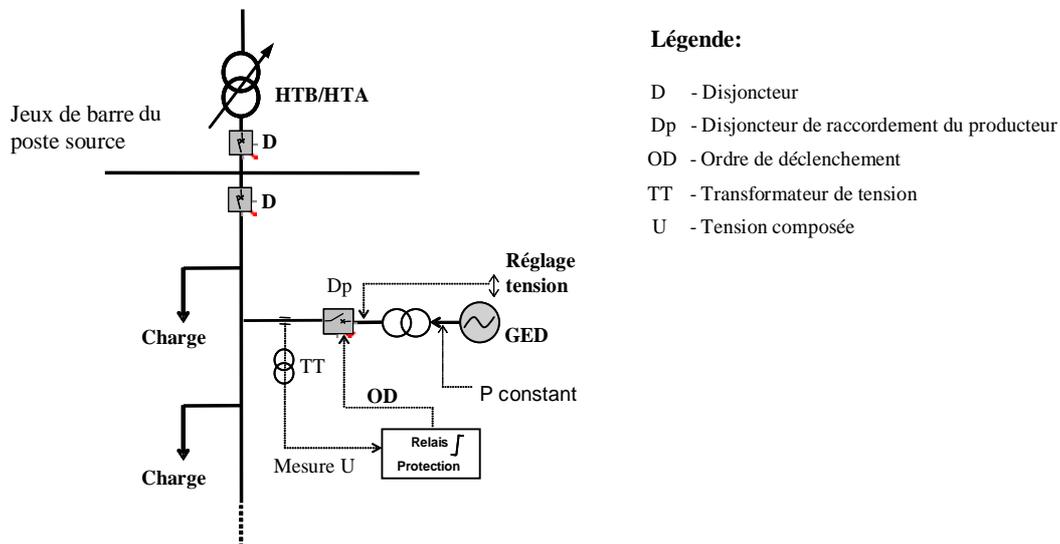


Figure 3 - 23. Protection de découplage d'une GED dans le réseau de distribution

Selon le règlement de raccordement des GED au réseau électrique [ARR-2003], une des missions de la protection de découplage est de détecter les situations de fonctionnement en réseau séparé, sous réserve de l'apparition d'un déséquilibre initial entre les productions et consommations et de l'absence de régulation de fréquence - puissance et de tension.

Si l'on prévoit le mode d'îlotage intentionnel au réseau de distribution, la tenue en fréquence et en tension sera prise en charge par les GED avec leurs systèmes de régulation associés. Il faut donc

penser à un système de verrouillage de la protection de découpage avant le redémarrage du groupe GED.

Les fourchettes de protection de tension et de fréquence du générateur sont aussi des éléments à remettre en cause. Pratiquement, l'absence du système de régulation associé au groupe GED nous impose à rechercher les seuils les plus serrés possibles compte tenu des conditions d'utilisation du réseau soit, [ARR-2003] :

- En tension, des seuils fixés à 85 % et 115 % de la tension nominale pour permettre le fonctionnement dans la totalité de la plage des tensions contractuelle. Leur action peut être temporisée à $t = 0.2 - 0.5$ secondes.
- En fréquence, des seuils sont réglés à 49.5 et 50.5 Hz (type 1.3) avec déclenchement instantané ou 47.5 et 51 Hz (type 1.4 et 1.4 modifié). Le premier type est envisagé pour tout projet de raccordement de production décentralisée. Il est aussi fortement recommandé pour les groupes GED de puissance supérieure à 1 MW et non marginale raccordés à un réseau HTA issu d'un réseau HTB équipé de réenclencheurs rapides. Le second est affecté aux centrales de puissance supérieure à 1 MW et non marginale. Leur action peut être temporisée à $t + 0.5s$.

On peut remarquer que la fourchette de fréquence 49.5 - 50.5 Hz avec le déclenchement instantané semble trop serrée et irraisonnable. Cela peut conduire au fait que la GED soit trop sensible et susceptible d'être déconnectée du réseau lors d'une petite perturbation. Ceci n'est valable que tant qu'on considère les GED comme des sources marginales et que leur rôle est négligeable par rapport au réseau principal. Lorsqu'on décide de faire fonctionner le réseau en îlotage, il est donc nécessaire, en fonction de la puissance des GED, du système de régulation (tension et fréquence) et de la topologie du réseau îloté, de faire une étude plus précise afin d'élargir cette plage.

2.4.2. Protection contre les défauts du réseau en îlotage

Il est nécessaire de souligner qu'une fois isolées du réseau principal, les GED doivent également prendre en charge la protection contre les défauts. Cela veut dire que la protection du départ contre les défauts sur les lignes est désormais remplacée dans le réseau îloté par les protections des générateurs. Ces dernières doivent être capable de détecter et de déconnecter les GED s'il apparaît des défauts dangereux.

Considérons un départ du réseau HTA en présence d'une GED. Nous considérons qu'un défaut se trouve au point A sur le départ.

Par la suite, on note :

- $Z_{d\ GED}, Z_{i\ GED}, Z_{h\ GED}$: impédance directe, inverse et homopolaire de la GED
- $Z_{d\ PS}, Z_{i\ PS}, Z_{h\ PS}$: impédance directe, inverse et homopolaire du poste source
- Z_{dLi} : impédance directe, inverse et homopolaire de la ligne i
- C_{Li} : capacitance de la ligne i

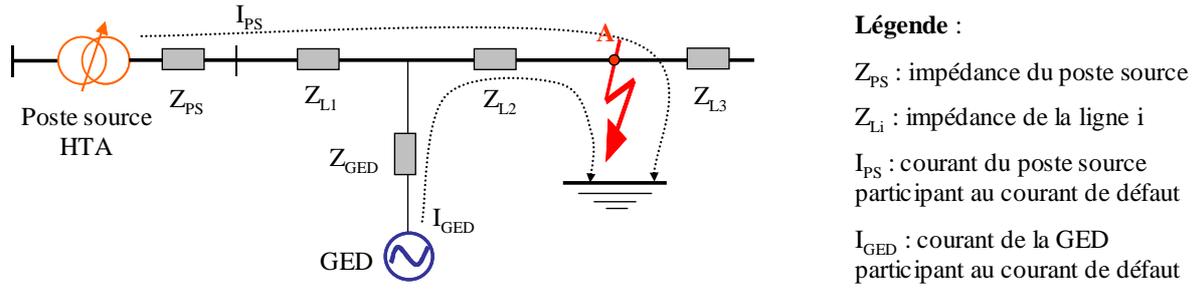


Figure 3 - 24. Défaut sur un départ du réseau HTA

a) Défauts polyphasés:

On suppose que l'on connaît les caractéristiques du réseau en amont du défaut. Sur cet exemple, le courant de défaut se compose, en effet, de deux parties: participation de la GED et du poste source. La participation de la GED est calculée approximativement par:

- Court circuit triphasé:

$$I_{GED}^{cc-tri} \cong \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \left(Z_{dGED} + Z_{dL2} \cdot \left(\frac{1}{Z_{dPS} + Z_{dL1}} + 1 \right) \right)} \quad (3-7)$$

- Court circuit biphasé:

$$I_{GED}^{cc-bi} \cong \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \left(Z_{dGED} + Z_{dL2} \cdot \left(\frac{1}{Z_{dPS} + Z_{dL1}} + 1 \right) + Z_{iGED} + Z_{iL2} \cdot \left(\frac{1}{Z_{iPS} + Z_{iL1}} + 1 \right) \right)} \quad (3-8)$$

C'est en se basant sur ces calculs que l'on détermine les seuils de protection à maximum de courant.

Lors du fonctionnement en îlotage, le courant de court-circuit n'est alimenté que par la GED, la formulation mathématique de l'équation (3-7) et (3-8) devient:

- Court circuit triphasé en îlotage:

$$I_{GED}^{en\ îlotage}^{cc-tri} \cong \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \left(Z_{dGED} + Z_{dL2} \cdot \left(\frac{1}{Z_{dL1}} + 1 \right) \right)} \quad (3-9)$$

$$\rightarrow I_{GED}^{en\ îlotage}^{cc-tri} < I_{GED}^{cc-tri}$$

- Court circuit biphasé en îlotage:

$$I_{GED}^{en\ îlotage}^{cc-bi} \cong \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \left(Z_{dGED} + Z_{dL2} \cdot \left(\frac{1}{Z_{dL1}} + 1 \right) + Z_{iGED} + Z_{iL2} \cdot \left(\frac{1}{Z_{iL1}} + 1 \right) \right)} \quad (3-10)$$

$$\rightarrow I_{GED}^{en\ îlotage}^{cc-bi} < I_{GED}^{cc-bi}$$

La différence entre le courant de court-circuit polyphasé dans le réseau initial et celui dans le régime îloté vient du fait qu'on est isolé du réseau principal. L'absence de l'impédance du poste source fait augmenter l'impédance équivalente vue par la GED. Pourtant, la valeur de l'impédance du poste source

(de l'ordre de 10 Ω) fait que cette différence n'est pas très importante. Le courant diminue mais si légèrement que la protection à maximum de courant peut toujours détecter les défauts.

On peut conclure que le mode de fonctionnement en îlotage à base de GED ne causera **pas de problème** au plan de protection en cas de défaut polyphasé.

b) Défauts monophasés:

En considérant le défaut monophasé, on a constaté un autre phénomène : c'est le **changement du régime de neutre** du réseau en îlotage.

Dans un poste source HTA, le neutre peut ou non être relié à la terre. La connexion du neutre à la terre, s'il y en a une, peut être réalisée directement ou par l'intermédiaire d'une résistance ou d'une impédance. S'il n'existe aucune liaison entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé.

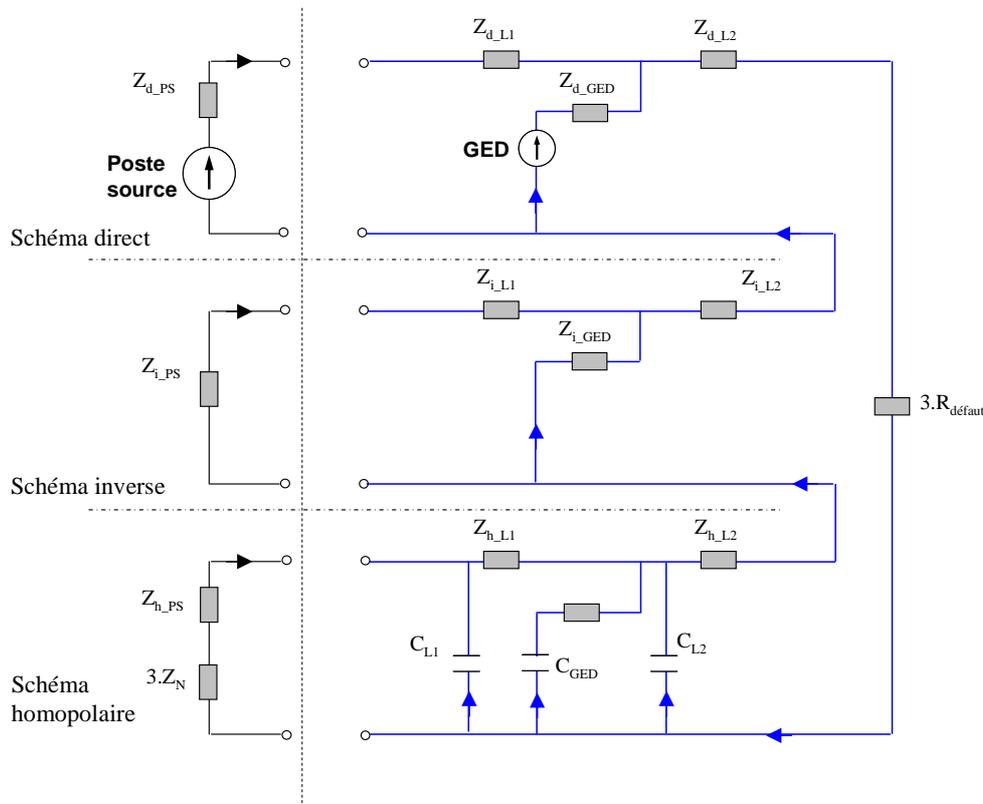


Figure 3 - 25. Schéma équivalent d'un court-circuit monophasé

Comme le montre la figure 3 - 25, dans le cadre du réseau de distribution français, le neutre est relié à la terre via une impédance (Z_N). En fonctionnement connecté avec le réseau, le courant de court-circuit monophasé est calculé par:

$$I_{cc-mono}^{GED} \cong \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \left(Z_{d_GED} + Z_{d_L2} \cdot \left(\frac{1}{Z_{d_L1}} + 1 \right) + Z_{i_GED} + Z_{i_L2} \cdot \left(\frac{1}{Z_{i_L1}} + 1 \right) + Z_{h_L1} + Z_{h_L2} + 3.Z_N \right)} \quad (3-11)$$

On voit que l'impédance homopolaire de la GED n'intervient pas sur le courant de court-circuit monophasé car la GED est connectée au réseau via un transformateur en montage triangle - étoile (Δ/Y), le neutre du générateur est donc isolé.

Lorsqu'il s'agit du réseau principal, le réseau en îlotage perd la connexion du neutre à la terre, donc, passe au régime de neutre isolé. Dans ce cas, le courant de court-circuit est **le courant capacitif** dont la valeur est :

$$I_{cc-mono}^{ilottage} = 3.(C_{L1} + C_{L2} + C_{GED}).\omega.V_{nom} \quad (3-12)$$

En fonction de l'emplacement de la GED et de la localisation du défaut, si ce courant de défaut ne vérifie pas la condition:

$$I_{cc-mono}^{ilottage} \geq 1,2.I_{nom}$$

on pourra laisser alors le réseau continuer à fonctionner. Sinon, la GED sera déconnectée.

3. Accessibilité fournie par les réseaux électriques

3.1. Présentation de la problématique

Actuellement, sur le réseau de distribution HTA, on trouve un disjoncteur au début de chaque départ et deux types d'interrupteurs le long du départ, manuel ou télécommandé. Ils sont utilisés pour le service de reconfiguration et de sécurité du réseau (localisation des défauts et mise hors tension pour réparation). Pour des raisons économiques, le nombre des interrupteurs télécommandés (notés par la suite IMT – Interrupteur de Moyenne tension Télécommandé) sur un départ est limité (2 ou 3 dans le cas du réseau de distribution de type français). Ils sont situés sur l'artère principale.

De plus, les réseaux de distribution sont initialement dimensionnés pour recevoir, de façon hiérarchisée, un transit de puissance dans le sens du système de transport vers le système de distribution. Ce qui veut dire que la connexion d'un ensemble de charges préexistantes suite à la fermeture d'un disjoncteur du départ ou d'un interrupteur au long d'une ligne au niveau du réseau de distribution, ne pourra en aucun cas violer les contraintes dynamiques du réseau en amont. Or, comme nous l'avons montré dans la partie 2.3.2, ceci est une contrainte très forte imposée sur les GED (en mode d'îlotage) à cause des limites de capacité dynamique dues à leur taille petite ou moyenne.

C'est pour cette raison qu'au niveau du réseau, il nous faut des moyens pour, tout d'abord, séparer la zone îlotée du reste du réseau; puis pour découper plus finement le réseau îloté afin que chaque bloc de charges reconnecté n'entraîne pas l'instabilité des GED en service.

Il est donc nécessaire d'installer plus d'interrupteurs, notamment ceux qui peuvent être télécommandés. Le but de ce renforcement est de tirer les meilleurs bénéfices de l'utilisation des GED, d'avoir une haute flexibilité et automatisation dans la reconfiguration et d'accélérer le processus de reconstruction du réseau en cas d'incident.

Puisque l'on propose de faire de nouveaux investissements dans les réseaux de distribution, on doit se poser ces trois questions essentielles :

- Combien d'interrupteurs télécommandés faut-il pour un départ HTA en présence de GED ?
- Où peut-on placer de manière optimale ces interrupteurs ?
- Le budget correspondant est-il réaliste ?

L'étude présentée dans cette partie va directement chercher une approche d'optimisation pour répondre à ces questions. Cela se traduit, en fait, par un problème d'optimisation multi-objectifs qui vise à

maximiser le volume de charges réalimentées par les GED ainsi que la flexibilité de la reconfiguration du réseau tout en limitant le nombre des IMT installés et en optimisant leurs placements.

Voici les principaux éléments à prendre en compte:

- **Topologie du réseau:** Les réseaux de distribution HTA ont normalement une structure radiale ou maillée exploitée en boucle ouverte.
- **Disponibilité des sources de GED:** Les GED sont souvent des sources intermittentes.
- **Charge:** c'est la puissance de consommation des clients. Elle varie en fonction du temps. Dans l'approche d'optimisation, il faut en tenir compte afin de pouvoir utiliser au maximum l'apport des IMT dans différents modes d'opération.
- **Priorités des charges:** il existe une notion de client « prioritaire » classé suivant son importance sociétale et économique (de 1 à 5) dont les hôpitaux et grandes usines sont placés au niveau 1 et le niveau 5 contient les charges domestiques (habitat). Dans l'étude de la reconstitution du système, on cherche notamment à réalimenter le plus vite possible les charges classées selon leur priorité.
- **Qualité de service** fournie par la zone îlotée (tenue en tension, fréquence, etc.)
- **Position des IMT:** Un IMT peut être placé sur n'importe quel tronçon du départ. Donc, si l'on a un réseau de (N+1) noeuds, on aura N possibilités pour placer un IMT.

Vu la complexité du problème, il est préférable de le décomposer en deux sous problèmes. Le premier vise à maximiser le volume de charges réalimentées (en tenant compte de leur priorité) en minimisant le nombre d'IMT utilisés. C'est un problème d'optimisation combinatoire avec une complexité de l'ordre de 2^N . Le second a pour objectif de maximiser la flexibilité de reconfiguration du réseau tout en réduisant le nombre d'IMT sollicités.

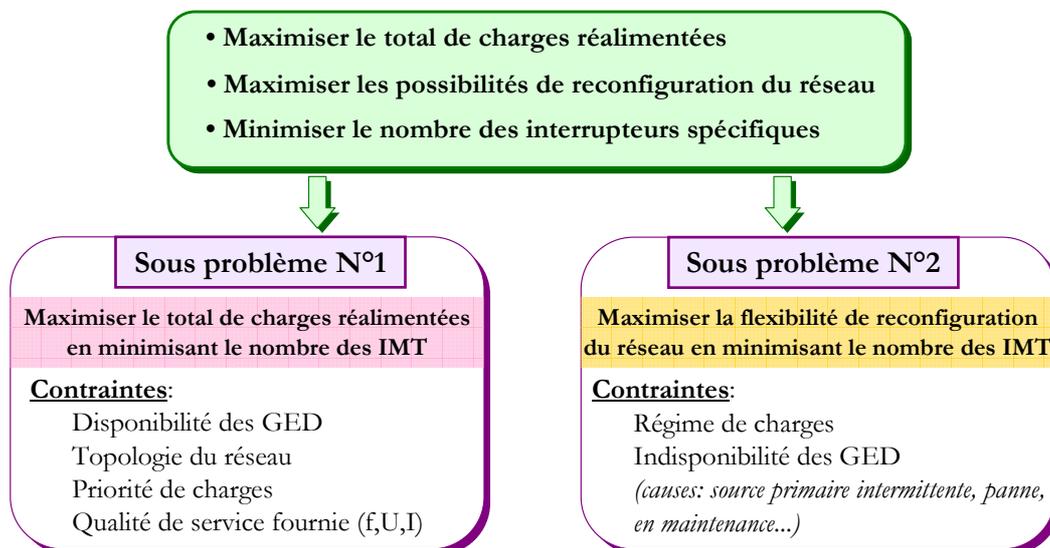


Figure 3 - 26. Décomposition du problème d'optimisation du nombre et du placement d'IMT

3.2. Résolution du Problème 1

3.2.1. Formulation du problème

Supposons dans un premier temps que l'on dispose d'IMT initialement placés sur tous les tronçons du départ. Voici les principales notations employées par la suite.

- L'index i désigne un tronçon,
- L'index j désigne un incrément de la puissance totale des GED dans le départ,
- P_i la puissance active consommée par la charge connectée à la i^{e} branche,
- x_i est une variable binaire telle que $x_i=1$ si la i^{e} branche est remise sous tension et $x_i=0$ sinon,
- S_i est une variable binaire telle que $S_i=1$ si l'IMT sur le i^{e} tronçon est sollicité pour commander la charge. $S_i=0$ sinon et l'installation d'un IMT sur le tronçon i est considérée comme non nécessaire.
- D est une matrice de taille $N \times N$ dont chaque élément $d_{i,m} \in [0,1]$ représente la contrainte topologique électrique entre les charges L_i et L_m tel que $d_{i,m}=1$ s'il existe un arc entre L_i et L_m où L_i est le prédécesseur et L_m est le successeur ; La charge L_m n'est réalimentée que si et seulement si L_i est réalimentée. $d_{i,m}=0$ dans le cas contraire.
- w_i est la priorité de la charge L_i

La formulation du problème qui nous intéresse peut être effectuée en deux étapes:

✚ *Étape 1 : Maximiser le volume de charge réalimenté à l'aide des GED*

Dans cette étape, nous nous intéressons au problème où un sous ensemble de charges est réalimenté initialement par un groupe GED ayant la capacité black-start, et dont la puissance maximale est P_{BS} . Durant le processus de reconstruction du réseau, si l'on arrive à remettre les autres GED sans capacité black-start sous tension afin de les redémarrer, la puissance totale de la cellule devient :

$$P_{\max} = P_{BS} + \sum_{k=1}^G P_{GEDk} \quad (3-13)$$

Où : G - nombre de GED sans capacité black-start présentes dans le départ

P_{GEDk} - puissance maximale de la GED numérotée k

Sachant que l'énergie fournie par les GED est rarement suffisante pour réalimenter toutes les charges du départ concerné, l'objectif est donc de choisir un sous ensemble de charges à réalimenter tel que le volume total est borné par P_{\max} , mais tends vers un maximum ; nous avons quelque chose qui ressemble relativement au « problème du sac à dos »

Description du problème sac à dos: « On dispose de N éléments, ayant chacun un poids a_i et une valeur b_i , ainsi que d'un sac-à-dos d'une contenance limitée V . Il s'agit alors de choisir un ensemble d'éléments à placer dans le sac-à-dos pour maximiser la valeur totale, sans dépasser le poids maximum du sac à dos. ».

Le problème du **sac à dos** est donc un problème d'optimisation combinatoire de type non polynôme complet (NP - complet) et il est mathématiquement prouvé comme étant difficile. C'est à dire qu'il n'a pas de méthode générale pour construire une solution optimale, à part l'examen systématique de toutes les combinaisons [TOT-2000], [MAR-2000].

Il est pourtant important de souligner que notre problème est plus qu'un problème « sac à dos » simple et classique en raison des relations topologiques des charges dans le réseau électrique. L'application à notre problème nécessite donc des adaptations à proposer.

D'une part, une charge n'est prise comme candidate pour être réalimentée que si et seulement si la liaison électrique entre celle-ci et la ou les sources (les GED) est remise sous tension. D'autre part, l'alimentation de cette charge ne doit pas endommager la qualité de service en terme de profil de tension et de fréquence dans la cellule. Cela signifie que la valeur du bloc de charge P_i à réalimenter ne doit pas excéder la limite de la variation de charge maximale autorisée par la zone (c'est-à-dire la réserve primaire RP disponible dans les groupes de GED) comme cela a été mentionné dans le paragraphe §2.3.2. La réserve de puissance disponible dans la zone est calculée par :

$$RP = a\% \cdot P_{BS} + \sum_{k=1}^M b_k \% \cdot P_{GEDk} \quad (3-14)$$

Avec $a\% \cdot P_{BS}$ et $b_k\% \cdot P_{GEDk}$ sont les réserves primaires disponibles dans les GED black-start et non black-start, respectivement.

On cherche alors à maximiser le volume de charges réalimentées P_i , pondéré par les priorités de ces charges w_i , on appelle le volume pondéré V^* .

La fonction objectif et ses contraintes sont donc présentées comme suit:

- La fonction objectif :

$$\text{Maximiser } V^* = \sum_{i=1}^N P_i \cdot w_i \cdot x_i \quad (3-15)$$

- Les contraintes à respecter :

- Contrainte topologique du réseau :

$$D = [d_{i,m}] \text{ pour que } (d_{i,m} \cdot x_m \leq x_i) \quad (3-16)$$

- Contrainte de la puissance maximale que peuvent fournir les GED :

$$\sum_{i=1}^N P_i \cdot x_i \leq P_{\max} \quad (3-17)$$

- Limite de la réserve primaire disponible dans les GED en fonctionnement :

$$P_i \cdot x_i \leq RP \quad (3-18)$$

✚ Étape 2 : Minimiser le nombre d'IMT utilisés

Les résultats obtenus par la première étape sont basés sur l'hypothèse que l'on dispose d'IMT sur tous les tronçons du départ. L'idée de la seconde étape consiste à réduire le nombre des IMT nécessaires pour commander des sous ensembles de charge tout en assurant le volume V^* obtenu et la qualité de service (U, f) de la cellule. Ceci est aussi un problème d'optimisation dont la fonction objectif et ses contraintes sont :

- La fonction objectif :

$$\text{Minimiser } S = \sum_{i=1}^N S_i \quad (3-19)$$

- Les contraintes à respecter :

- Contrainte du volume de charges réalimentées :

$$\sum_{i=1}^N P_i \cdot w_i \cdot x_i = V^* \tag{3-20}$$

- Contrainte de la qualité de service dans la cellule formée :

$$P_i \cdot x_i \leq RP \tag{3-21}$$

3.2.2. Modélisation du réseau sous forme d'un graphe

L'approche proposée dans cette étude utilise la Théorie des Graphes (comme dans le chapitre 2, §3.3.2.1) appartenant au domaine de la Recherche Opérationnelle [MOR-1999], [TOT-2000], [MAR-2000]. Pour l'application de cette théorie aux réseaux électriques, un départ HTA peut être modélisé par un graphe $G \{L,A\}$ orienté sans circuit. Chaque nœud représente une charge L_i (qui a la même notation L_i). L'arrête du graphe représente la liaison électrique (un tronçon de ligne) entre la source d'énergie (venant d'une GED avec capacité black-start) et la charge ou entre les charges. Sur une arrête, un IMT peut être placé pour mettre des sections sous tension.

S'il existe entre les charges L_i et L_j une arrête $A_{i,j}$ et si l'énergie est envoyée de i à j , on dit que L_i est prédécesseur de L_j et L_j est successeur de L_i .

Dans son concept initial, le « problème sac à dos » permet de choisir librement un objet parmi un ensemble pour le mettre dans un sac. Dans le réseau électrique, ce choix est beaucoup plus restreint vu qu'il existe des contraintes topologiques entre les charges. Il faut dans ce cas re-numéroter les branches du réseau électrique (les nœuds et les charges, par conséquent) en partant de la source de GED black-start dans l'ordre du processus de remise sous tension et selon le choix du chemin d'envoi de l'énergie.

La topologie d'une cellule du réseau, la re-numérotation et la modélisation du réseau sous forme d'un graphe sont illustrées dans la figure 3-27.

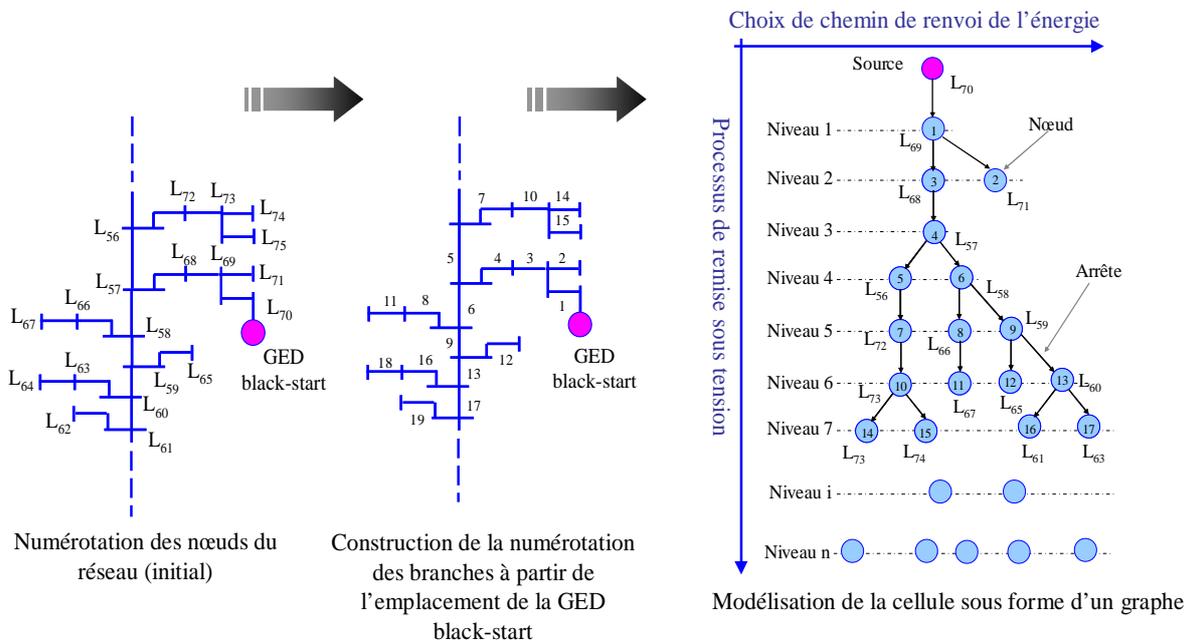


Figure 3 - 27. Modélisation d'un réseau électrique sous forme d'un graphe

3.2.3. Méthodes d'optimisation

✚ *Étape 1 : Maximiser le volume de charge réalimenté à l'aide des GED*

Nous avons utilisé plusieurs approches pour trouver la méthode la mieux adaptée à notre problème.

Les méthodes de recherche exactes, permettant de balayer tout l'espace de solutions applicable à notre problème et qui sont généralement basées sur la Procédure de Séparation et Evaluation (PSE), sont limitées à un nombre de placements d'IMT possibles N relativement faible à cause de l'explosion combinatoire en 2^N . Une approche stochastique fondée sur les algorithmes génétiques a été aussi mise en oeuvre mais ensuite abandonnée car le temps d'exploitation reste trop coûteux.

Une autre approche, inscrite dans la famille des méthodes déterministes et appelée la Programmation Dynamique, a donné une nouvelle façon d'analyser notre problème [BEL-1957]. Son idée est de diviser le très grand problème en plusieurs petits sous problèmes, de résoudre « TOUS » les sous problèmes, de les stocker et ensuite, de les combiner pour résoudre le plus grand problème. Bien que très puissante, l'application de cette approche est limitée, dans la mesure où le problème qu'elle adresse doit vérifier *le principe d'optimalité* et les données d'entrée doivent être des nombres entiers et non négatifs. De ce point de vue, c'est bien le cas de notre problème.

Note : *Le principe d'optimalité* (de Bellman) : « Une sous trajectoire d'une trajectoire optimale est elle-même optimale pour la fonction objectif restreinte aux trajectoires ayant pour origine celle de cette trajectoire ».

Algorithme de programmation dynamique:

Dans cette approche, le problème qui nous intéresse est discrétisé en $\{(N+1) \times (P_{max}+1)\}$ sous problèmes dont chacun correspondra à un élément d'une matrice $P_{i,t} = [P_i,t]$ (figure 3 - 28). Chaque case de cette matrice représentera la solution optimale du sous problème dont la taille du sac est t en utilisant les i premières charges.

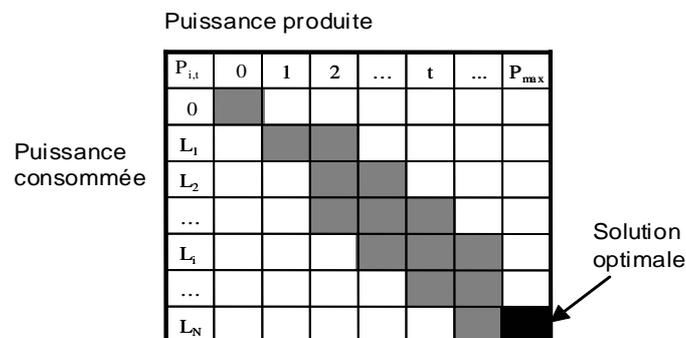


Figure 3 - 28. Représentation de l'espace des solutions sous forme d'une matrice

On rappelle que notre problème consiste, considérant une capacité de production donnée (somme des puissances des GED), à optimiser le volume de charges réalimentées en tenant compte des contraintes techniques et topologiques du réseau.

Le mécanisme pour remplir récursivement de la matrice P est le suivant :

Le calcul de la case $P_{i,t}$ nécessite au plus l'utilisation des éléments $P_{i-1,t}$, $P_{i,t-1}$, et ceux de $P_{i-1,0}$ à $P_{i-1,P_{max}-t}$ (qui sont de la ligne immédiatement au dessus à gauche).

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{i,t} = P_i + \text{Max} \left\{ \begin{array}{l} P_{i-1,t} \\ P_{i,t-1} \\ P_{i-1,0} \dots P_{i-1,t-P_i} \end{array} \right\} \quad \text{si } \{ \{d_{i,m} \cdot x_m \leq x_i\} \text{ et } (P_{i,t} \leq P_i) \} \quad (a) \\ P_{i,t} = \text{Max} \left\{ \begin{array}{l} P_{i-1,t} \\ P_{i,t-1} \end{array} \right\} \quad \text{sinon} \quad (b) \end{array} \right. \quad (3 - 22)$$

La première clause de l'équation 3-22 (a) correspond aux cas où la charge L_i est choisie pour être alimentée, auquel cas on doit vérifier les contraintes topologiques du réseau et décider comment L_i sera incluse en fonction du bénéfice associé.

- Les contraintes à respecter sont:
 - La liaison entre la charge L_m et la source est entièrement remise sous tension. Ceci s'exprime par le fait que la charge L_i , étant prédécesseur de la charge L_m ($d_{i,m}=1$), a été déjà alimentée ($x_i=1$)
 - La puissance totale consommée ($P_{i,t}$), y compris la puissance due à la charge L_i ajoutée, ne dépasse pas la puissance produite t .
- L_i sera ajoutée considérant la meilleure des trois solutions suivantes:
 - La puissance totale consommée ($P_{i,t}$), y compris la puissance due à la charge L_i ajoutée, est supérieure à la solution avec la même taille de source t qui ne contient pas la charge L_i , ($P_{i,t} \geq P_{i-1,t}$)
 - La puissance totale consommée ($P_{i,t}$), y compris la puissance due à la charge L_i ajoutée, est supérieure à la solution avec la taille de source ($t-1$) contenant le même nombre de charge, ($P_{i,t} \geq P_{i,t-1}$)
 - En regardant dans toutes les solutions trouvées pour ($i-1$) charges correspondant à la taille du sac de 0 à ($t-P_i$), s'il existe une solution qui donne la possibilité d'ajouter la charge L_i (condition précédente satisfaite) et qui apporte une puissance totale consommée plus grande.

La deuxième clause de l'équation 3-22 (b) représente tous les cas qui ne vérifient les conditions mentionnées dans la clause l'équation 3-22 (a) où on ne doit pas inclure la charge L_i . $P_{i,t}$ sera prise comme la meilleure valeur entre celle de la même colonne de la ligne précédente $P_{i-1,t}$, et celle à gauche de la même ligne $P_{i,t-1}$.

L'algorithme décrit ci-dessus nous permet à chaque étape de connaître l'identité de la dernière charge ajoutée mais non pas la liste des charges réalimentées. Il faut, donc, pendant le processus de calcul, utiliser une autre variable de type matrice $U = [U_{i,t}]$ dont chaque élément est une liste $U_{i,t,k}$ ($k=1, \dots, N$) qui mémorise toutes les charges réalimentées dans l'étape considérée.

Finalement, après avoir rempli les deux matrices P et U , la solution optimale en terme de puissance réalimentée sera à la case $P_{N+1, P_{max}+1}$ et la liste se trouve dans la case $U_{N+1, P_{max}+1}$.

Afin de tenir compte de la priorité des charges, appelons $V_{i,t}$ le volume pondéré obtenu par les i premières charges ($L_1 \dots L_i$) alimentées par la source de taille P_t . On ajoute une nouvelle matrice V dont le mécanisme de remplissage ressemble à celui appliqué à la matrice P :

$$\begin{cases} V_{i,t} = w_i \cdot P_i + \text{Max} \begin{cases} V_{i-1,t} \\ V_{i,t-1} \\ V_{i-1,0} \dots V_{i-1,t-P_i} \end{cases} & \text{si } \{(d_{i,m} \cdot x_m \leq x_i) \text{ et } (P_{i,t} \leq P_i)\} \\ V_{i,t} = \text{Max} \begin{cases} V_{i-1,t} \\ V_{i,t-1} \end{cases} & \text{si non} \end{cases} \quad (3 - 23)$$

Démonstration :

Voici la démonstration de l'algorithme sur un exemple simple d'un système comprenant une source de taille 7 MW et 4 charges dont les puissances consommées sont de 3 MW, 2 MW, 5 MW et 4 MW, respectivement. La topologie du réseau, sa modélisation sous forme d'un graphe et sous forme du problème sac à dos sont présentées dans la figure 3-29.

On a $P_{\max} = 7$ et $N = 4$. Dans ce cas, on va diviser le sac en 7 incréments et le problème est divisé en $(N+1) \times (P_{\max}+1)$ donc (5×8) sous problèmes.

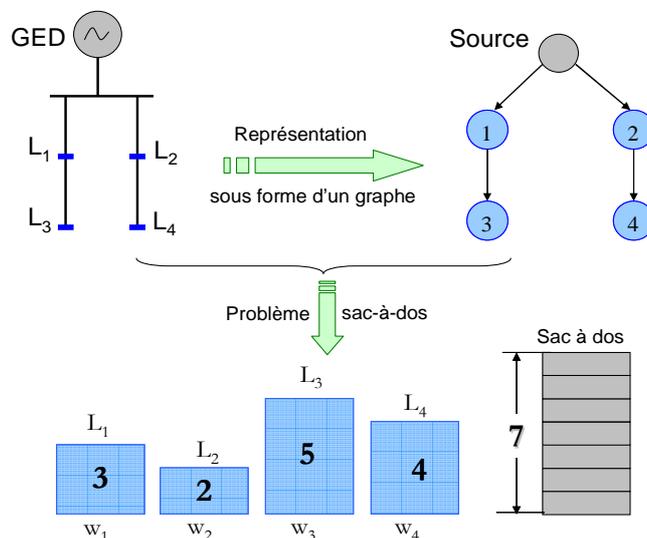


Figure 3 - 29. Modélisation du réseau sous forme d'un graphe

a) Supposons que toutes les charges ont la même priorité $w_i=1, (i = 1, \dots, 4)$

Le contenu du sac est initialement vide. Les $P_{i,t}$ sont initialisés à 0.

- En considérant la charge L_1 , on voit qu'elle ne peut être alimentée qu'à partir du sac ayant la taille de 3.

P	0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1	0	0	0	3	3	3	3	3
L2								
L3								
L4								

U	0	1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-	-	-
L1	-	-	-	L1	L1	L1	L1	L1
L2								
L3								
L4								

- En considérant la charge L_2 , on voit que le sac de taille 2 peut alimenter L_2 . Mais pour le sac de taille 3 ou 4, l'alimentation de la charge L_1 est plus avantageuse, donc, L_1 est choisie et pas L_2 pour ces deux tailles. Ensuite, à partir du sac de 5 à 7, on est capable de prendre les deux charges L_1 et L_2 parce qu'elles satisfont toutes les contraintes décrites dans la clause 3-22 (a).

P	0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1	0	0	0	3	3	3	3	3
L2	0	0	2	3	3	5	5	5
L3								
L4								

U	0	1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-	-	-
L1	-	-	-	L1	L1	L1	L1	L1
L2	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2
L3								
L4								

- En considérant la charge L_3 , on voit que dans tous les cas, on ne pourra jamais alimenter cette charge car il faut impérativement alimenter L_1 avant, et on dépasse alors la taille maximale du sac à dos. On garde donc, les solutions obtenues dans l'étape précédente.

P	0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1	0	0	0	3	3	3	3	3
L2	0	0	2	3	3	5	5	5
L3	0	0	2	3	3	5	5	5
L4								

U	0	1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-	-	-
L1	-	-	-	L1	L1	L1	L1	L1
L2	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2
L3	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2
L4								

- La charge L_4 ne pourra pas être considérée tant que la taille du sac reste inférieure à 4 MW. Avec le sac de taille 4 et 5, le volume est suffisamment important pour alimenter L_4 , mais la connexion entre L_4 et la source n'existe pas encore (la charge L_2 n'est pas alimentée et si elle l'était, la somme de L_2 et L_4 dépasse les tailles de 4 et 5), on ne peut pas donc choisir L_4 . Les solutions restent telles qu'elles étaient dans l'étape précédente.

Lorsqu'on dispose d'un sac de taille de 6 MW, en regardant toutes les solutions obtenues pour la troisième étape ayant la taille du sac de 0 à 2 ($t - P_i = 6 - 4 = 2$) et comprenant les cases: $P[3,1]$; $P[3,2]$; $P[3,3]$, on voit dans la case $P[3,3]$ que si l'on alimente L_2 , qui satisfait la condition précédente pour ajouter L_4 , ceci va apporter un bénéfice de 6 qui est supérieur à l'état actuel 5. Donc, la meilleure solution pour ce cas sera d'alimenter L_2 et L_4 .

P	0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1	0	0	0	3	3	3	3	3
L2	0	0	2	3	3	5	5	5
L3	0	0	2	3	3	5	5	5
L4	0	0	2	3	3	5	6	6

U	0	1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-	-	-
L1	-	-	-	L1	L1	L1	L1	L1
L2	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2
L3	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2
L4	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L2 L4	L2 L4

En fin, la solution optimale est trouvée:

Le volume maximal de charges alimentées est 6 MW en alimentant les charges L_2 et L_4 .

b) Prise en compte de la priorité des charges

Si les charges n'ont pas la même priorité, on rajoute une matrice V dont chaque élément est défini par $V_{i,t} = P_{i,t} \cdot w_i$. Comme on est limité par la taille des GED (P_{max}) mais pas par le volume V (qui est une variable de calcul), la fonction objectif est donc calculée à partir de la matrice V en utilisant la matrice P comme une contrainte supplémentaire. Les valeurs des pondérations w_i peuvent être choisies arbitrairement. Ceci n'augmente pas la complexité du problème, mais le rend complet.

Dans l'exemple ci-dessus, si l'on prend la charge L_1 comme étant la charge la plus prioritaire et les trois autres ayant la même priorité, on affecte donc $w_1 = 10$ et $w_2 = w_3 = w_4 = 1$, par exemple. Cela permet de s'assurer que L_1 sera alimentée lors du processus. Le calcul est détaillé dans les tableaux qui suivent:

P	0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1	0	0	0	3	3	3	3	3
L2	0	0	2	3	3	5	5	5
L3	0	0	2	3	3	5	5	5
L4	0	0	2	3	3	5	5	5

V	0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1	0	0	0	30	30	30	30	30
L2	0	0	2	30	30	32	32	32
L3	0	0	2	30	30	32	32	32
L4	0	0	2	30	30	32	32	32

U	0	1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-	-	-
L1	-	-	-	L1	L1	L1	L1	L1
L2	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2
L3	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2
L4	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2

La solution optimale:

Le volume maximal de charges alimentées est 5 MW en alimentant les charges L₁ et L₂.

On constate que le volume de charges réalimentées obtenu est moins important que dans le cas précédent, mais l'important est que la charge L₁, étant un client très prioritaire, soit réalimentée à coup sûr par la GED et que le volume total de charge réalimenté soit maximum en fonction de cette contrainte de priorité.

c) Prise en compte de l'indisponibilité d'un composant du réseau

Au cours du processus de reconstitution du réseau, il est possible que certains éléments puissent se retrouver en panne ou momentanément indisponibles. Cet algorithme permet également de prendre en compte ces événements en affectant à chaque composant un facteur d'indisponibilité (ID_i) dont les valeurs sont également choisies arbitrairement. On remplit une matrice que l'on appelle P' dont chaque case est calculée par: $P'_{i,t} = P_{i,t} \cdot ID_i$.

Toujours dans l'exemple ci-dessus, on suppose que l'IMT₄ est en panne, on affecte alors ID₄ = 10 et ID₁ = ID₂ = ID₃ = 1. Le facteur ID₄ va faire que la valeur de charge L₄ lié à IMT₄ devient trop grande pour mettre dans le sac. Donc, on ne pourra jamais alimenter L₄, ce qui modélisera bien l'indisponibilité de l'IMT₄.

P'	0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1	0	0	0	3	3	3	3	3
L2	0	0	2	3	3	5	5	5
L3	0	0	2	3	3	5	5	5
L4	0	0	2	3	3	5	5	5

U	0	1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-	-	-
L1	-	-	-	L1	L1	L1	L1	L1
L2	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2
L3	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2
L4	-	-	L2	L1	L1	L1 L2	L1 L2	L1 L2

La solution optimale :

Le volume maximal de charges alimentées est 5 MW en alimentant les charges L₁ et L₂.

d) Prise en compte des interrupteurs existants sur le réseau

Actuellement, sur un départ du réseau HTA, il existe déjà quelques IMT. Ils sont utilisés pour la localisation des défauts et la reconfiguration du système en cas de problème. Afin de s'adapter aux nouveaux services du réseau en utilisant des GED, on pourrait remettre en cause ces interrupteurs : soit on les déplace, soit on les garde ?

Si on les déplace afin d'obtenir l'optimum global, l'algorithme se déroule tel que précédemment.

Si l'on veut conserver leur emplacement (pour des raisons techniques, économiques...), il suffit de considérer ces interrupteurs comme les charges prioritaires et l'on affecte un grand facteur de pondération pour qu'ils soient absolument pris en compte dans la solution optimale.

Conclusion sur l'utilisation de la Programmation Dynamique:

L'algorithme explore tout l'espace de solutions par essais successifs en recherchant les chemins les plus favorables et donne un optimum global.

Par ce mécanisme de construction récursive des matrices P, V et U, toutes les contraintes du problème « sac-à-dos » initial ainsi que celles liées au réseau électrique (topologie, priorité de charges et indisponibilité d'un composant) sont entièrement prises en compte. L'existence à l'origine de quelques IMT sur le départ est également considérée.

Les solutions montrent que l'algorithme permet non seulement d'atteindre un optimum global mais aussi d'introduire une analyse d'un compromis entre les critères.

On retiendra qu'une résolution brutale du problème requiert une complexité de l'ordre de 2^N alors que la programmation dynamique permet de faire chuter cette complexité à $(P_{\max} \cdot N^2)$, ce qui reste exponentiel bien sûr, mais quand même bien réalisable en terme de temps de calcul. A titre d'exemple, pour un réseau ayant 24 possibilités de placer un IMT ($N=24$), voici un tableau récapitulatif sur le temps de calcul estimé par les différentes méthodes que nous avons envisagé pour la résolution du problème.

Méthode d'optimisation	Nombre d'itérations	Temps de calcul estimé (**)
Déterministe		
<i>PSE + Arbre de décision</i> (+)	$\sim 5,4 \cdot 10^9$	~ 85 ans
<i>PSE + Arbre binaire</i> (+)	$1,7 \cdot 10^7$	~ 98 jours
<i>Programmation dynamique</i>	$P_{\max} \cdot 576$ (*)	quelques minutes
Stochastique		
<i>Algorithme génétique + PSE</i>	-	5,7 ans

(*) P_{\max} doit être converti en nombre entier.

(**) Les méthodes sont mises en codage sous Matlab7 (R14) sous PC, Windows XP, processeur : Pentium 4, 3GHz, mémoire vive : 1Go DDR-SDRAM.

(+) Le temps d'exécution d'une itération est d'environ 0,5 seconde

Tableau 3 - 3. Récapitulatif des méthodes d'optimisation utilisées

✚ Étape 2 : Minimiser le nombre des IMT utilisés

La solution de la première étape donne bien évidemment le volume des charges réalimentées (V^*) mais aussi la forme de la cellule du réseau réalimentée en décrivant le chemin d'envoi de énergie en provenance des GED ($X = \{x_i\}$). L'objectif de la seconde étape est d'éliminer le maximum d'IMT en gardant seulement ceux nécessaires pour commander des sous ensemble de charges, de telle sorte que le volume de charges réalimentées reste inchangé et que l'opération de chaque IMT n'endommage pas la qualité de service fournie par la cellule.

On fait appel encore une fois à la Théorie des Graphes en utilisant, cette fois-ci, la méthode d'Analyse de l'Arbre Arborescente (exploration de toutes les combinaisons possibles).

Déroulement de l'Analyse de l'Arbre Arborescente

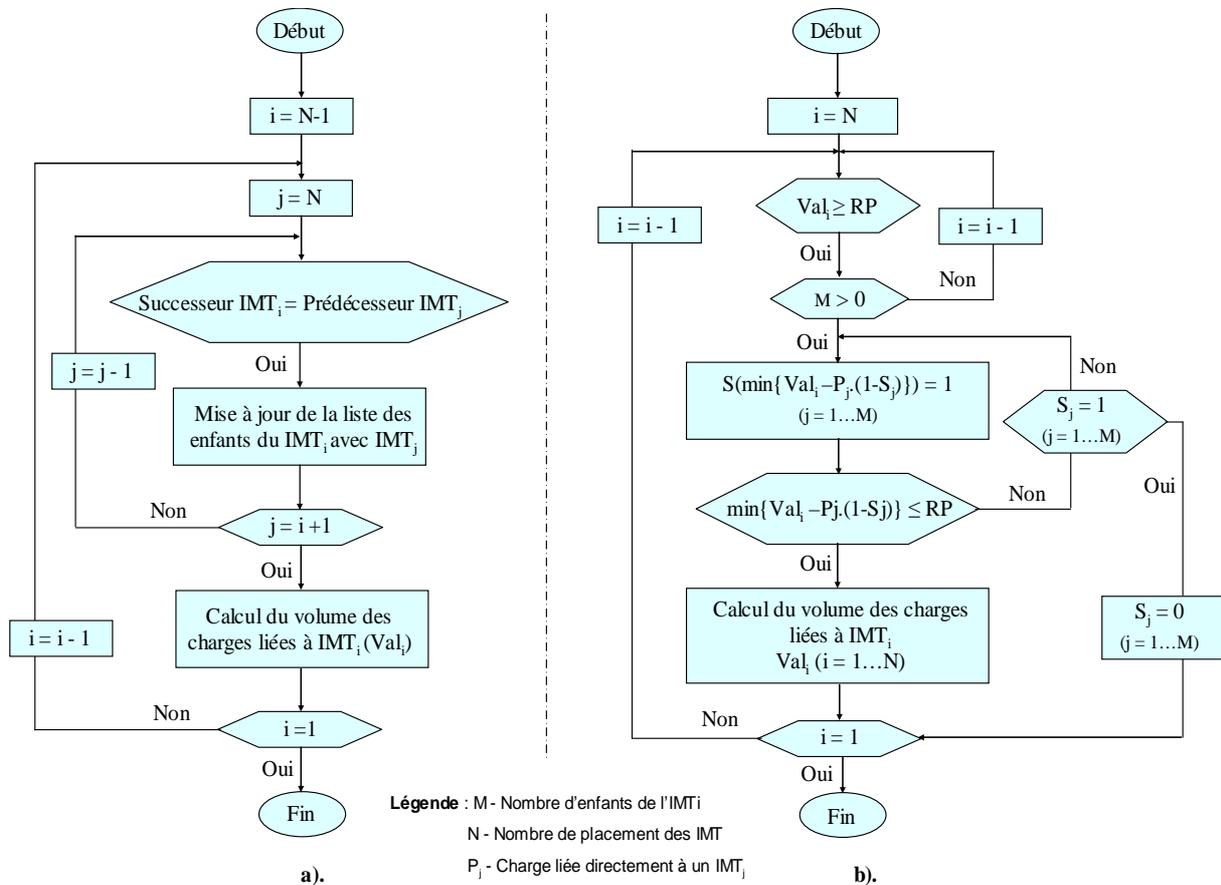
- d'abord, nous suggérons d'enlever le $i^{\text{ième}}$ IMT ($S_i=0$) à l'endroit où, soit le tronçon i se présente dans la liste de ceux qui sont déjà remis sous tension ($x_i=1$), soit le tronçon i ne l'est

pas ($x_i=0$) et son prédécesseur non plus. L'interprétation mathématique s'exprime de la manière suivante:

$$\begin{cases} S_i = 0 & \text{si } \begin{cases} x_i = 0 & \text{et } \{x_m = 0 \text{ de telle sorte que } (d_{m,i} \cdot x_i \leq x_m)\} \\ x_i = 1 \end{cases} \\ S_i = 1 & \text{sinon} \end{cases} \quad (3 - 24)$$

Le volume de charges réalimentées reste constant. Sur le départ, il ne reste que les IMT nécessaires pour séparer la cellule du réseau réalimentée par les GED et le reste du réseau encore dans le « noir ».

- puis, il nous faut rajouter des IMT de telle sorte que le sous-ensemble de charges lié à un IMT ne dépasse pas la réserve primaire disponible dans la cellule formée. Le processus de rajouter progressivement les IMT se déroule comme indiqué dans le diagramme dans la figure 3 - 30.



a). Déterminer le volume des charges liées à un IMT - b). Déterminer l'emplacement pour rajouter un IMT ($S_i = 1$)

Nota : Sachant que la notion « enfant » d'un interrupteur IMT est définie comme ceci : « si le successeur de l'IMT_i est le prédécesseur de l'IMT_j on dit que l'IMT_j est un enfant d'IMT_i ».

Figure 3 - 30: Algorithme d'Analyse de l'Arbre Arborescente

L'idée est du processus en fait :

- partant du niveau le plus haut vers le plus bas du graphe, l'algorithme à gauche (figure 3 - 30.a)) nous permet de retrouver tous les « enfants » de chaque IMT pour pouvoir calculer la puissance totale des charges qui seront connectées au réseau suite à la fermeture de chaque IMT.

- partant, ensuite, du niveau le plus haut vers le plus bas du graphe, (figure 3 - 30.b, algorithme à droite), voir si le total de charges lié à un IMT ne dépasse pas la réserve disponible (RP). Si ce n'est pas le cas, il faut se séparer d'une ou plusieurs charges les unes après les autres, (rajouter des IMT pour enlever des charges dans le groupe concerné), stocker les différentes solutions et puis choisir la meilleure. Le choix est fait en fonction du critère maximum qui imposera d'enlever la charge la plus grande du groupe, donc un volume minimal possible de charges (inférieur ou égal à RP) passant par IMT.

Démonstration :

Afin de clarifier la méthode proposée, voici un exemple de démonstration où une cellule de réseau modélisée sous forme d'un graphe avec ses données numériques de source et charges est donnée dans le tableau 3-4 et et la figure 3 - 31.

Supposons que cette cellule est formée à l'aide d'une source GED de 12 MW avec une réserve primaire de 5 MW, par exemple.

En appliquant l'Etape 1 (programmation dynamique), on obtient une zone alimentée maximale dont le volume total est de 12, composée de $\{L_1-L_2-L_4-L_7-L_8-L_{11}\}$, donc :

$$X = \{11010011001\},$$

Selon l'équation (3 - 24), $S = \{0010110010\}$, les $IMT_1, IMT_2, IMT_4, IMT_7, IMT_8, IMT_{11}$ sont enlevés (figure 3 - 32)

	P_i	Enfants	Charges liées à IMT_i	ΣP_{IMT_i}
GED	-	$IMT_1 - IMT_2$	0	0
IMT_1	3	$IMT_3 - IMT_4$	L_1	3
IMT_2	1	$IMT_5 - IMT_6 - IMT_7$	L_2	1
IMT_3	4	-	L_3	4
IMT_4	2	IMT_8	L_4	2
IMT_5	3	-	L_5	3
IMT_6	4	IMT_9	L_6	4
IMT_7	2	-	L_7	2
IMT_8	1	$IMT_{10} - IMT_{11}$	L_8	1
IMT_9	3	-	L_9	3
IMT_{10}	1	-	L_{10}	1
IMT_{11}	3	-	L_{11}	3

Tableau 3 – 4. Données du réseau en test

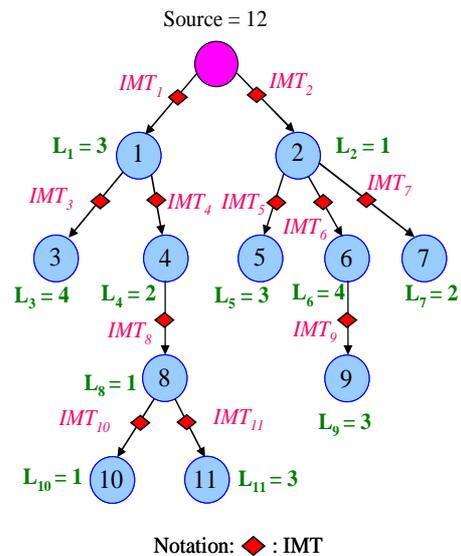


Figure 3 – 31. Réseau test sous forme d'un graphe

Si l'on dispose d'une réserve primaire de $RP = 5$, on voit que le groupe GED ne pourra pas prendre tout d'un coup un ensemble de charges de 12 à cause de cette limite.

Le processus d'ajouter davantage d'IMT afin de satisfaire cette contrainte se déroule dans deux étapes : séparation de la zone réalimentée de celle qui reste encore dans le « noir » (figures 3 - 32) et ajout d'IMT afin d'assurer la contrainte de la limite de RP (figure 3- 33 de a). à g.).

La solution optimale est donnée sur la figure 3 - 34.

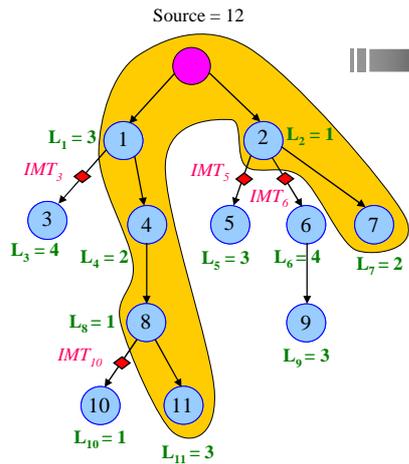


Figure 3 - 32. Séparation de la zone réalimentée par la GED et le reste du réseau

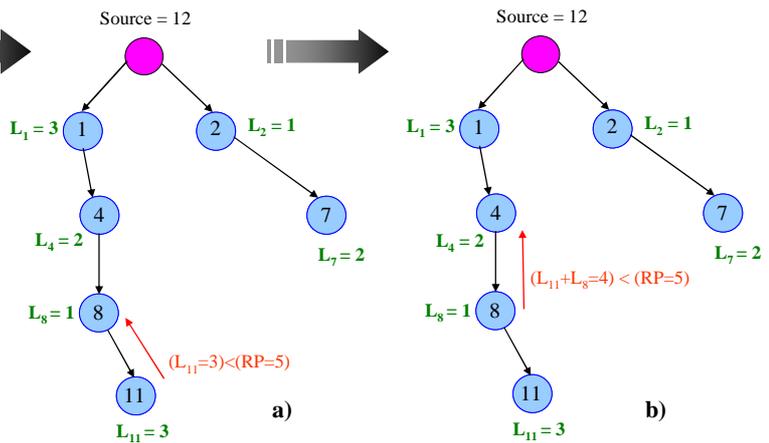


Figure 3 – 33. Recherche des emplacements pour mettre davantage d'IMT

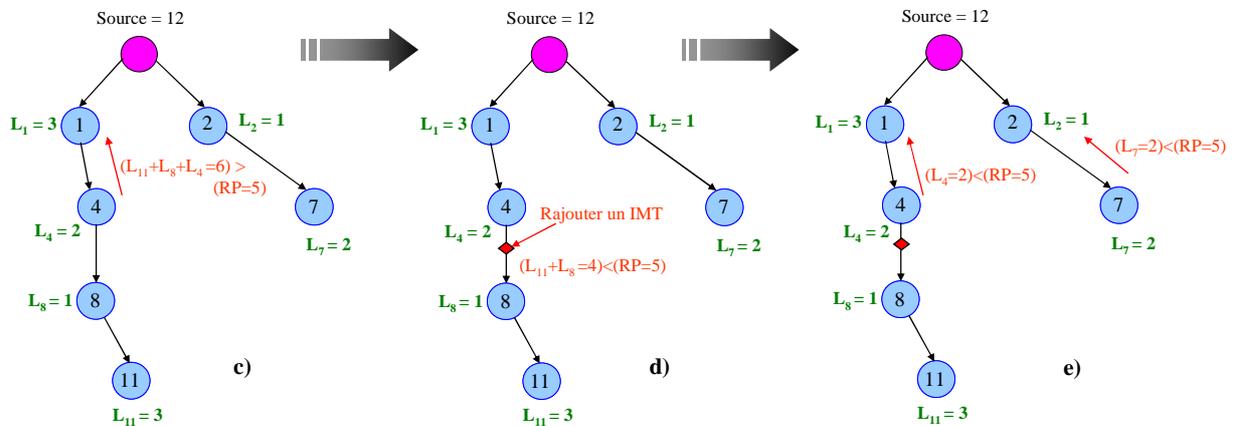


Figure 3 - 33. Recherche des emplacements pour mettre davantage d'IMT

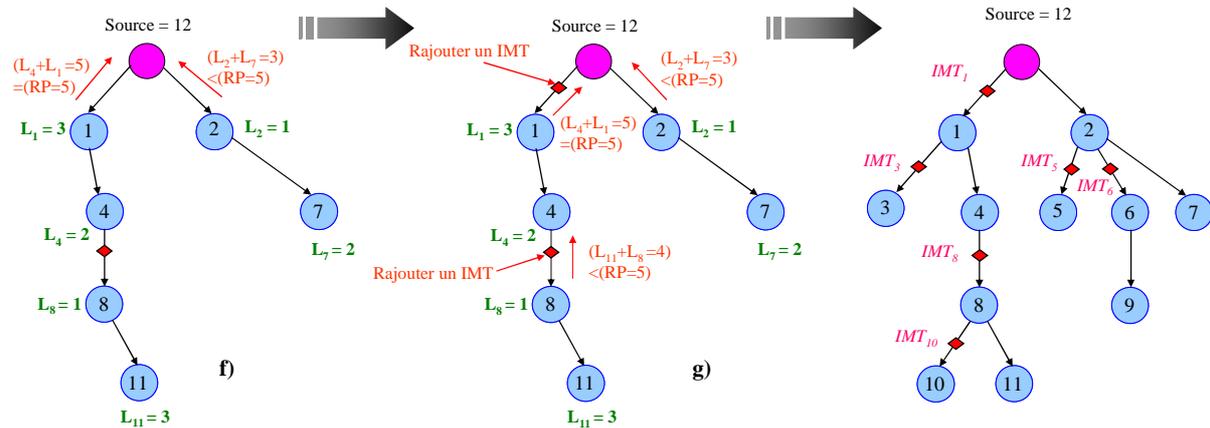


Figure 3 – 33. Recherche des emplacements pour mettre davantage d'IMT

Figure 3 – 34. Solution finale

On retient enfin que la solution finale réclame au total 6 IMT à mettre en place dont $\{IMT_3, IMT_5, IMT_6 \text{ et } IMT_{10}\}$ ont pour but d'isoler la cellule de 12 MW, correspondant à la puissance de la GED, et $\{IMT_1 \text{ et } IMT_8\}$ permettent d'assurer la contrainte dynamique une fois que la zone se trouve en mode d'ilotage.

Conclusion sur la résolution du Problème 1

L’algorithme de Programmation dynamique dans l’étape 1 donne non seulement la solution optimale, mais également l’ensemble des résultats intermédiaires stockés dans les matrices P, V et U. L’application de l’Analyse de l’Arbre Arborescente pour ces solutions nous amène à des remarques intéressantes.

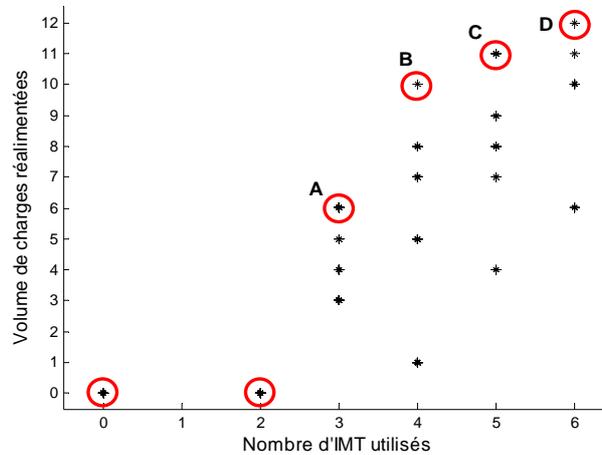


Figure 3 – 35. Les solutions possibles pour l'exemple du paragraphe 3.2.3.2

Sur la figure 3 - 35, on trouve la relation directe entre le nombre d’IMT utilisés et le total de charges réalimentées. Pourtant, le nombre d’IMT recommandé ne porte pas en lui suffisamment d’informations. En effet, pour une même recommandation de 4 IMT par exemple, on comptabilise 9 possibilités de placement qui correspondent à 9 chemins d’envoi de l’énergie différents et qui conduisent finalement à 5 volumes de charges réalimentées différents qui varient entre 1 et 10 MW.

Point	Nombre d’IMT	Charge maximale alimentée	Nombre de chemins possible d’envoi de l’énergie	Localisation optimale
A	3	6 MW	1	IMT1_IMT5_IMT6
B	4	10 MW	2	IMT1_IMT5_IMT6_IMT9
				IMT1_IMT5_IMT7_IMT9
C	5	11 MW	2	IMT1_IMT3_IMT5_IMT6_IMT8
				IMT2_IMT3_IMT4_IMT6_IMT7
D	6	12 MW	1	IMT1_IMT3_IMT5_IMT6_IMT8_IMT10

Tableau 3 - 5. Tableau récapitulatif sur la recherche du meilleur compromis

(a). On retire une **première remarque** importante que les deux objectifs (maximisation du volume de charges réalimentées et minimisation du nombre d’IMT utilisés) ne se relient pas directement entre eux, mais par un lien conflictuel sous adjacent. Par les contraintes topologiques du réseau, le nombre et la localisation optimale des IMT sont directement définis par la forme de la cellule réalimentée. Or, cette dernière s'associe à la maximisation des charges réalimentées.

(b). Sur cette figure 3 - 35, on relève une **deuxième remarque** sur la recherche de la meilleure solution. Contrairement au problème d'optimisation à objectif unique, on trouve ici une courbe formée par les meilleurs compromis. On voit qu'entre les points A et B, le point B semble meilleur. Mais le point C est-il meilleur que le point B ? Est-ce que le point D est la solution la meilleure ? (on réalimente le maximum de charges, mais en utilisant plus d’IMT pour un bénéfice modeste)

La réponse dépendra d'autres critères dont le preneur de décision dispose. La solution peut être limitée par un nombre d'IMT précis. Cependant, un des critères de choix les plus utilisés est le facteur de bénéfice BF qui est quantifié comme suit:

$$BF = \frac{\text{Dépense globale de la solution C}}{\text{Dépense globale de la solution D}} \quad (3 - 25)$$

Si $BF > 1$ on dit que la solution C est meilleure que la solution D.

Le calcul de dépense globale d'une solution est effectué comme suit:

On appelle OuC le coût de l'énergie non distribuée par année:

$$OuC = P.k_1 + P.t_1.k_2 + P.t_2.k_3 \quad (3 - 26)$$

Où : P : puissance interrompue

k_1 (€/kW), k_2 et k_3 (€/kWh) sont les coefficients de pénalité,

$t = (t_1 + t_2)$: temps de rupture d'électricité

$t_2 = 0$ si $t \leq t_1$

On prend ensuite C_{IMT} comme étant le coût d'investissement annuel des IMT:

$$C_{IMT} = \text{coût d'investissement d'un IMT} \cdot \text{nombre d'IMT recommandé} \quad (3 - 27)$$

Enfin la dépense totale d'une solution est

$$\text{Dépense globale} = C_{IMT} + OuC \quad (3 - 28)$$

(c). On peut extraire enfin **une troisième remarque** sur la présentation de la courbe des meilleurs compromis. Cette courbe montre une relation directe entre le volume maximal de charges réalimenté et le nombre d'IMT recommandé, donc, sous entendu le budget financier demandé. Ceci permet à l'opérateur du réseau de choisir la qualité de service en fonction de ses contraintes budgétaires et de la demande de ses clients.

3.3. Résolution du Problème 2

Selon le découpage du problème mentionné dans l'introduction du paragraphe 3.1, le sous problème 1 est fondé sur l'hypothèse que le réseau est exploité sous une condition de fonctionnement précise (état de charge, du réseau, des GED...). Or, un réseau de distribution possède plusieurs modes d'opération différents. Bien que chaque mode a une probabilité d'occurrence différente, il faut lui accorder une considération suffisante. Le preneur de décision doit donc en tenir compte afin d'atteindre la plus haute flexibilité possible dans la reconfiguration en utilisant le minimum d' IMT.

Les principales notations suivantes seront utilisées par la suite :

- L'index h désigne un mode d'opération du réseau,
- p_h représente la probabilité d'occurrence du mode h (donnée fournie à priori par le gestionnaire du réseau)
- P_h^* et V_h^* sont la puissance maximale consommée par les charges réalimentées et le volume pondéré des charges avec ses priorités, respectivement, obtenus par la résolution du sous problème 1 pour le mode h

- S_h est un vecteur contenant le nombre et l'emplacement des IMT utilisés obtenu par le Problème 1 appliqué au mode h ,

3.3.1. Formulation du problème

Le problème qui nous intéresse à présent est, encore une fois, un problème d'optimisation multi-objectifs car il faut à la fois adapter l'installation des IMT au maximum de modes d'opération du système, assurer au maximum la réalimentation des charges et réduire au minimum le nombre d'IMT. La traduction mathématique s'écrit comme suit :

- S'il existe plusieurs types de charge (priorités différentes), on choisit la première fonction objectif associée au volume pondéré de charges avec ses priorités (V^*) :

$$\text{Maximiser } F'_{1_{V^*}} = \sum_h p_h \cdot V_h^* \cdot z_h \quad (3 - 29)$$

z_h est une variable binaire telle que $z_h=1$ si le mode h est satisfait; et $z_h=0$ sinon.

Si non, une fonction objectif liée à P^* suffira :

$$\text{Maximiser } F'_{1_{P^*}} = \sum_h p_h \cdot P_h^* \cdot z_h \quad (3 - 30)$$

- Le deuxième objectif vise à minimiser le nombre d'IMT utilisés :

$$\text{Minimiser } F_2 = \sum OU(S_h \cdot z_h) \quad (3 - 31)$$

OU : opérateur logique

Dans cette conception, il n'y a pas de différence de calcul que l'on considère la fonction objectif avec V^* ou P^* . Donc, par la suite, on choisit $F'_{1_{V^*}}$. Le raisonnement est identique pour $F'_{1_{P^*}}$.

On remarque que ce problème est aussi un problème d'optimisation combinatoire qui est relativement proche du problème de Sélection des Projets dont l'idée est la suivante: supposons qu'une entreprise a N projets en attente d'approbation. Si le $j^{ième}$ projet est approuvé, il demande un investissement financier de a_{1j} euros et une ressource humaine de a_{2j} personnes. Or, le budget total disponible pour tous les projets et le nombre d'employés sont limités à b_1 euros et b_2 personnes respectivement. Si le $j^{ième}$ projet est approuvé, son bénéfice souhaité, sa probabilité de succès et l'ensemble des pertes (amortissement et autres) sont d_j , p_j et g_j respectivement. Le problème est de déterminer quels projets méritent d'être approuvés afin d'obtenir un maximum de l'ensemble des bénéfices (c_1) en minimisant l'ensemble des pertes (c_2) et en respectant les limites de ressources [SAK-2002].

Notre préoccupation, dans la mesure où l'on remplace le total des bénéfices souhaités (c_1) par la fonction objectif $F'_{1_{V^*}}$ et l'ensemble des pertes (c_2) par la fonction d'objectif F_2 , est un peu plus simple car ici, on n'est pas contraignant par rapport aux ressources.

Il suffit de bien choisir les variables $z_h \in [0,1]$ de façon à atteindre un meilleur compromis entre les deux objectifs cités ci-dessus.

Deux commentaires peuvent être extraits de la formulation du problème :

- (a). Le premier concerne la possibilité d'introduire la variable p_h représentant la probabilité d'occurrence d'un mode d'opération du système. Ceci est intéressant au sens où l'optimisation est capable d'ajuster et de mieux privilégier les modes d'opération les plus fréquents.

(b). La seconde remarque concerne le choix d'un opérateur logique « OU » dans la deuxième fonction objectif. Comme le montre le tableau des « données type » (tableau 3-6), le nombre et la localisation des IMT sont présentés sous forme d'un vecteur binaire S résultant du Problème 1 appliqué au mode d'opération h . Au cours du processus, nous nous intéressons non seulement à la somme numérique des éléments mais aussi à l'interprétation de ce vecteur.

h	p_h	$S_h = S_h \{S_j\}$	$GS = \sum S_i$	P^*_{max}	z_h
1	$p_1\%$	[0 1 .. 0 0 1 ..]	GS_1	P_{1max}	[0,1]
2	$p_2\%$	[0 1 .. 0 0 0 ..]	GS_2	P_{2max}	[0,1]
3	$p_3\%$	[0 1 .. 1 0 1 ..]	GS_3	P_{3max}	[0,1]
...	...	[... ..]
n	$p_n\%$	[1 0 .. 0 0 1 ..]	GS_n	P_{nmax}	[0,1]

Tableau 3 - 6. Données type des modes d'opération d'un réseau

C'est l'opérateur logique OU qui nous permet d'introduire la notion de **Flexibilité** de la reconfiguration en associant deux ou plusieurs solutions pour en constituer une qui soit adaptée à plusieurs modes d'opération en considération. Voici la présentation de la notion de « Flexibilité de la reconfiguration du réseau » :

$$\left. \begin{array}{l} S_1 = \{1\ 0\ 1\ 0\ 0\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0\} \\ S_2 = \{1\ 0\ 0\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0\} \end{array} \right\} \text{Solution flexible } S^* \\ \text{Solution flexible } S^* = \{1\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0\} \text{ satisfaisant à fois } S_1 \text{ et } S_2$$

3.3.2. Méthode d'optimisation

Un problème de maximisation se transforme en un problème de minimisation en inversant le signe de la fonction. Donc, nous récrivons les deux fonctions objectif:

$$\text{Minimiser } F_1 = -\sum_h p_h \cdot V_h^* \cdot z_h \tag{3 - 32}$$

$$\text{Minimiser } F_2 = \sum OU(S_h \cdot z_h) \tag{3 - 33}$$

A la conception du problème, il faut souligner que c'est un problème d'optimisation difficile résultant du fait que les objectifs n'ont pas une liaison directe mais, par contre, ils ont des conflits sous adjacents et ne peuvent être optimisés simultanément. De fait, pour un mode d'opération, le maximum en terme volume de charges réalimentées n'a pas d'effet direct sur le nombre d'IMT à minimiser. Or, c'est la forme de la cellule du réseau îloté, reliée au problème de maximisation du volume de charges réalimentées, qui va définir le nombre minimal et la localisation optimale des IMT. De plus, la nature mathématique de ces deux fonctions objectif est totalement différente.

Pour pouvoir construire une fonction d'évaluation en tenant compte de ce qui précède, voici la démarche à suivre:

- dans un premier temps, ces fonctions doivent être normalisées. L'usage est de retenir les représentations dans un nouvel intervalle [0,1]. Appelons μ_1 et μ_2 les variables normalisées de ces deux fonctions en considération, elles s'obtiennent grâce à des transformations simples:

$$\mu_i = \begin{cases} 0, & \text{si } F_i > w_i^{\max} \\ \frac{F_i - w_i^{\max}}{w_i^{\min} - w_i^{\max}}, & \text{si } w_i^{\min} \leq F_i \leq w_i^{\max} \\ 1, & \text{si } F_i \leq w_i^{\min} \end{cases} \quad (3 - 34)$$

Dans lesquelles i est l'index de la fonction objectif, F_i est une variable réelle, w_i^{\min} sa borne inférieure et w_i^{\max} sa borne supérieure.

La description du problème devient:

$$\text{Minimiser } \mu = (\mu_1, \mu_2) \quad (3 - 35)$$

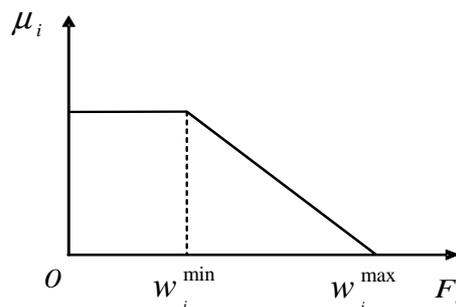


Figure 3 - 36. Fonction de la relation linéaire des fonctions objectif normalisées

- puis, au lieu d'une solution optimale dans le cas d'une optimisation à objectif unique, il existe ici plutôt un ensemble de solutions qui sont des "meilleurs compromis"; cet ensemble est généralement dénommé "l'ensemble des solutions optimales de Pareto" (les points A, B et C dans la figure 3 - 37 ci-dessous).

Ce sont les solutions optimales dans le sens qu'aucune solution dans l'espace de recherche n'est inférieure à elles, lorsque tous les objectifs sont considérés simultanément. Cet ensemble forme une frontière qui sépare l'espace des solutions possibles et impossibles, appelé également "Frontière de Pareto" [SAK-2002].

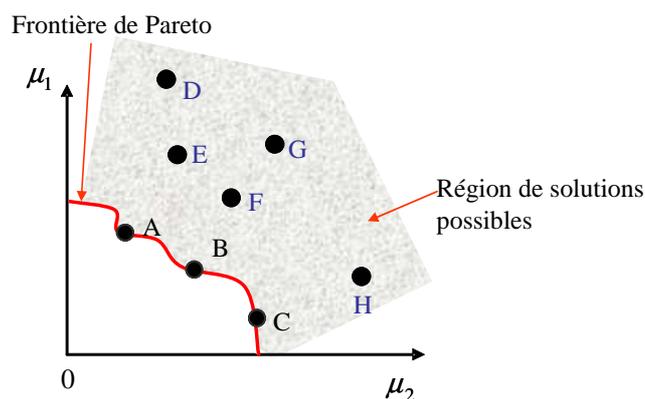


Figure 3 - 37. Illustration de l'optimalité dans l'espace des objectifs

- puis, comme il est toujours difficile d'identifier explicitement la fonction de relation μ entre des fonctions objectif de nature très différentes, il est conseillé [SAK-2002], d'appliquer une valeur de référence $\bar{\mu}_i$ pour chaque fonction en considération.

- ensuite, considérons à nouveau notre problème et appliquons l'optimalité de Pareto et les valeurs de référence $\bar{\mu}_i$, on obtient un problème d'optimisation *minimax* qui est interprété par:

$$\text{Minimiser } \left\{ \text{Max} \left\{ \left(\bar{\mu}_1 - \mu_1 \right), \left(\bar{\mu}_2 - \mu_2 \right) \right\} \right\} \quad (3 - 36)$$

Afin d'améliorer la performance du test de l'optimalité de Pareto, on ajoute un élément positif suffisamment petit dans l'équation (3-36) tel que $\varepsilon = \rho \cdot \frac{2}{1} (\bar{\mu}_i - \mu_i)$ où ρ est un nombre positif suffisamment petit. L'équation (3-36) devient:

$$\text{Minimiser } \left\{ \text{Max} \left\{ \left(\bar{\mu}_1 - \mu_1 \right), \left(\bar{\mu}_2 - \mu_2 \right) \right\} + \rho \cdot \frac{2}{1} (\bar{\mu}_i - \mu_i) \right\} \quad (3 - 37)$$

- Enfin, la fonction d'évaluation de notre problème s'écrit:

$$FO = (1 + 2 \cdot \rho) - \left\{ \text{Max} \left\{ \left(\bar{\mu}_1 - \mu_1 \right), \left(\bar{\mu}_2 - \mu_2 \right) \right\} + \rho \cdot \frac{2}{1} (\bar{\mu}_i - \mu_i) \right\} \quad (3 - 38)$$

A partir des analyses précédentes sur la construction de la fonction d'évaluation, le problème qui nous intéresse peut être effectivement résolu par la Programmation Interactive 0-1 multi-objectifs [SAK-2002] avec intégration de l'Algorithme Génétique dont la structure et le processus sont présentés dans la figure 3 - 38.

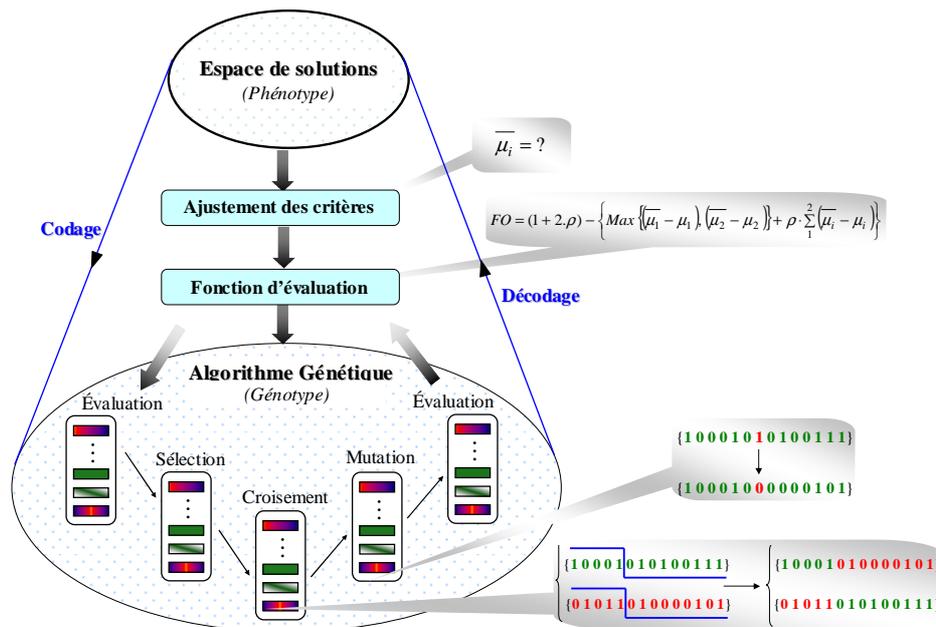


Figure 3 - 38. Structure de la programmation interactive 0-1 avec algorithme génétique

L'algorithme génétique et la programmation interactive 0-1 multi-objectifs:

- *Etape 1:* Expliciter chaque fonction objectif sous forme d'une fonction normalisée. Calculer leurs bornes supérieure et inférieure.
- *Etape 2:* Sélectionner la valeur de référence de $\bar{\mu}_i$ en imposant une priorité spéciale (si nécessaire). Si le choix de ces valeurs de référence paraît difficile, (c'est malheureusement la majorité des cas) ces valeurs sont assignées à 1.
- *Etape 3:* Etablir la fonction d'évaluation et résoudre le problème en utilisant l'algorithme génétique

- *Etape 4 (optionnelle)*: Rajuster les valeurs de référence. Avec les résultats obtenus à la fin de l'étape 3, un certain compromis est proposé sur la base duquel le preneur de décision spécifie davantage d'informations de préférence pour soit arrêter, soit ajuster les valeurs de référence pour guider la recherche.

3.4. Conclusion sur l'optimisation du nombre et du placement d'IMT

La complexité du problème nous a amené à découper le problème d'optimisation du nombre et du placement d'IMT en plusieurs étapes. On aperçoit à chaque étape, un problème d'optimisation où les objectifs ont toujours des conflits sous-jacents et où les fonctions objectif sont de nature très différentes. En outre, le risque d'explosion combinatoire présent dans ce genre de problème oblige à avoir recours à des méthodes d'optimisation différentes. Parmi ces méthodes, la programmation dynamique et l'analyse de l'arbre arborescente ont fait preuve de performance et efficacité. Les appliquer à notre problème permet :

- d'avoir une **représentation** proche du processus physique de la reconstitution du réseau avec GED suite à un événement critique. La réalimentation du réseau partant des GED ayant la capacité black-start et qui, ensuite, se propage au fur et à mesure, est facile à surveiller.
- de disposer non seulement du **meilleur compromis** entre les critères d'optimisation et les contraintes, mais aussi d'une **vue globale** sur tout l'espace de solution pour réalimenter le réseau à partir des GED.
- d'avoir un **large choix** d'investissement (nombre d'IMT) en fonction du budget disponible et des bénéfices apportés.
- d'une **approche ouverte** permettant au preneur de décision d'orienter la recherche en s'appuyant sur différents critères qui lui sont propres.

Sachant qu'il n'existe pas une méthode d'optimisation parfaite, le principal inconvénient des problèmes d'optimisation combinatoire est le coût de calcul. Dans le cadre de ce travail, nous avons tenté de diminuer le temps de calcul mais il reste important si la taille du graphe augmente. Ceci oblige l'utilisateur, pour un réseau réel, à choisir une précision raisonnable.

4. Amélioration du système de coordination intelligent de contrôle et de commande pour le système intégré (transport et distribution)

4.1. Introduction

Le système électrique est géographiquement très large et dispersé. Il est également très complexe au sens où des incidents peuvent se produire à tout moment et il faut constamment faire face à des problèmes très variés.

Actuellement, le télécontrôle et la télécommande sur le réseau de transport se fait à partir de systèmes de type SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) ou, plus récemment, WAMS (Wide Area Measurement System). Ce sont des systèmes de téléconduite centralisée qui assurent la surveillance des équipements électriques, mécaniques ou électroniques d'un réseau, et qui permettent aux opérateurs, depuis le centre de contrôle, de traiter, en temps réel, les différents types d'incidents.

Pourtant, selon le type du réseau, les priorités peuvent être sensiblement différentes [BON-1993]:

- Réseau de transport: le système de conduite permet une mise en œuvre rapide des mesures à distance indiquées par les programmes informatiques d'optimisation et de sécurité du système de production - transport.
- Réseaux de distribution: le système de téléconduite permet surtout d'agir sur les disjoncteurs de départ ou sur les interrupteurs (télécommandés) pour reconfigurer et réalimenter au plutôt la clientèle à la suite d'une perturbation.

On conçoit donc que la priorité accordée au niveau des réseaux de distribution s'est limitée à donner l'ordre d'exécution des manœuvres d'exploitation. L'absence d'informations de retour des composants dans le réseau, notamment des sources GED, a empêché l'observabilité et la proactivité du système. C'est pour cette raison qu'au cas d'anomalie, surtout s'il agit de grandes perturbations, les réseaux de distribution ne peuvent rien faire d'autre qu'attendre jusqu'au moment où le réseau en amont est rétabli et capable de donner l'ordre de réalimentation.

Or, le système électrique aujourd'hui est en pleine évolution.

Avec la pénétration de la production décentralisée dont le taux de pénétration s'accroît de plus en plus, beaucoup de nouveaux services, comme nous l'avons présenté dans les paragraphes précédents, seront mis en place, notamment dans les réseaux de distribution. Le système de grande coordination de contrôle et de commande à l'intérieur des réseaux de distribution ainsi que pour le système intégré (transport et distribution inclus) devra évoluer et se développer pour s'adapter au nouveau contexte.

Pour répondre à ce besoin, nous proposons, dans cette quatrième partie, une nouvelle structure de coordination intelligente de télécontrôle et de télécommande destinée au système intégré basée sur l'approche de Système Multi - Agents Intelligents (SMA). Cette structure sera présentée en deux parties: la conception du système de coordination et la communication entre les agents.

4.2. Conception

4.2.1. L'approche de Système Multi - Agents (SMA)

Pour définir ce qu'est un Système Multi-Agent, il convient de préciser ce qu'est un agent. Voici une définition qui correspond aux agents que nous allons utiliser : "Un agent est une entité autonome, réelle ou virtuelle, qui est capable d'agir sur elle-même et sur son environnement et qui, dans un univers multi - agents, peut communiquer avec d'autres agents et dont le comportement est la conséquence de ses observations, de ses connaissances et des interactions avec les autres agents" [VID-2001].

Dans un SMA, les agents perçoivent leur environnement et agissent sur celui-ci en choisissant parmi des comportements prédéfinis, celui qui est adapté à la situation. La schématisation de ces interactions entre un agent et son environnement est reportée sur la figure 3 - 39 :

C'est une approche permettant d'appréhender un problème complexe. Par sa conception de modularité, de flexibilité et d'ouverture, elle correspond bien à la structure de coordination de téléconduite que l'on souhaite développer.

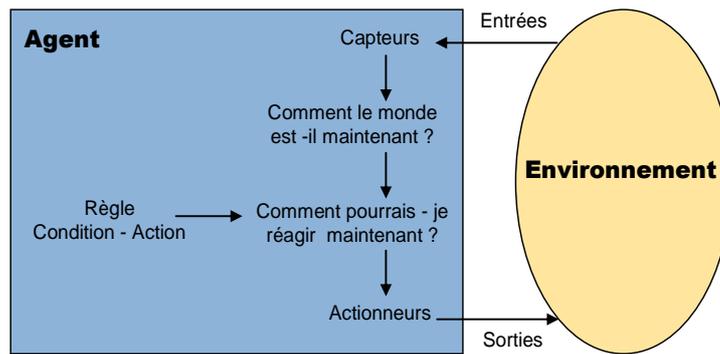


Figure 3 - 39. Interaction agent - environnement

4.2.2. SMA au niveau de cellule du réseau de distribution

Voici l'architecture du SMA proposé pour le télécontrôle et la télécommande au niveau des cellules du réseau de distribution:

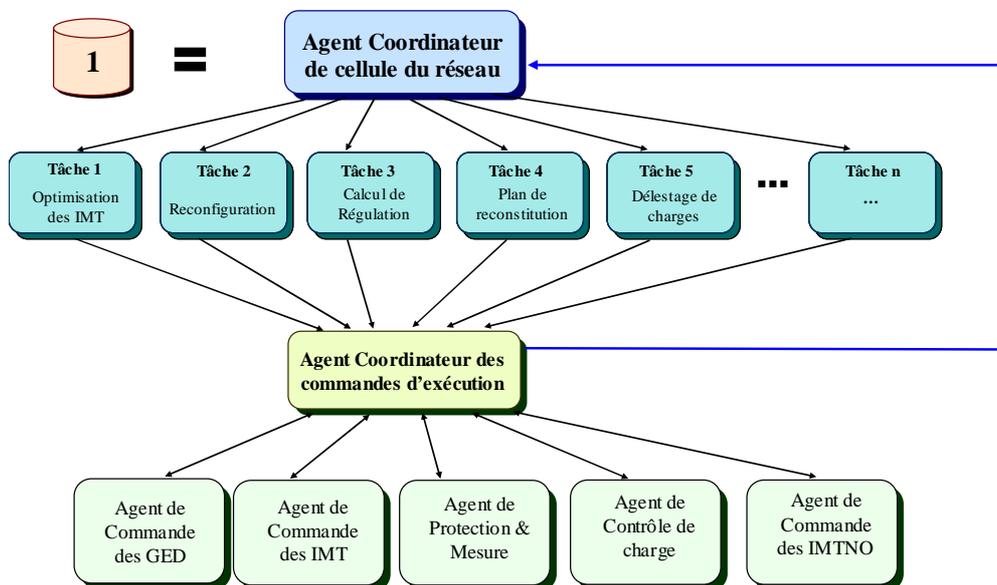


Figure 3 - 40. Architecture du SMA proposé pour la coordination de contrôle et de commande au niveau du réseau de distribution

Deux types d'agent sont présentés: l'agent *Coordinateur*, qui gère les informations et prend des décisions, et Agent d'*Exécution*, qui réalise une tâche.

- *Agent Coordinateur de cellule du réseau*: assure les missions principales qui suivent:
 - reçoit l'information de l'état de la cellule sous sa responsabilité, l'information sur la perturbation venant du réseau principal ou l'ordre d'exécution du système de téléconduite au niveau supérieur.
 - active les modules de calcul d'optimisation locaux pour choisir la meilleure solution adaptée à la situation.
 - renvoie les informations concernant l'état de la cellule établie (telles que la puissance délivrée par les GED, le volume de charges réalimentées, la tenue en fréquence et en tension, la possibilité d'interconnexion avec d'autres cellules à proximité, etc.) au système de contrôle du niveau supérieur.

- Agent *Tâche*: est un module de calcul qui a pour objectif de trouver la solution la mieux adaptée à la situation. Les données d'entrée sont les perturbations du réseau principal et/ou l'état de la cellule en considération. Les résultats obtenus à la sortie d'un agent *Tâche* sont la procédure d'opération des groupes de GED, la séquence d'opération des interrupteurs télécommandés, la durée estimée du processus de réalimentation de la cellule, etc. Ces informations sont ensuite envoyées à l'agent *Coordinateur des commandes d'exécution*. Un agent *Tâche* peut être l'un parmi les modules suivants :
 - *Tâche 1* : c'est un module d'aide qui sert à la phase de planification du réseau lors de l'insertion des GED. Il effectue une étude qui minimise le nombre et optimise la localisation des IMT en maximisant le volume de charges réalimentées et la flexibilité de fonctionnement d'un réseau (*Optimisation des IMT*).
 - *Tâche 2* : c'est un module d'aide pour la phase d'anticipation du fonctionnement du réseau. Il a pour but, à partir des données du réseau, de proposer un « menu de reconfigurations » qui correspond aux différents types de défaillances pouvant se produire dans le réseau (*Reconfiguration*).
 - *Tâche 3* : c'est un module de calcul conçu pour la phase de réaction en temps réel. En fonction de la tenue en fréquence et en tension de la cellule considérée et des limites des moyens de régulation de puissance active et réactive disponibles dans la cellule, il a pour mission de définir une procédure de contrôle des GED afin d'ajuster le profil de tension et la fréquence si nécessaire (*Calcul de régulation*).
 - *Tâche 4* : c'est aussi un module destiné à la phase de réaction en temps réel. Il définit la procédure de la reconstitution du réseau à base de GED. Ceci sera utilisé dans les situations critiques (black-out) aussi bien qu'en cas de "délestage fictif" (*Plan de Reconstitution*).
 - *Tâche 5* : c'est également un module de calcul de la phase de réaction en temps réel. Il doit proposer une séquence d'opérations afin d'optimiser le délestage de charge si nécessaire (*Délestage de charges*).

Note: Les agents *Tâche* ci-dessus cités sont ceux qui sont utilisés dans le cadre de l'étude sur les impacts des GED dans la gestion des situations critiques du système. Ce sont des modules qui fonctionnent indépendamment les uns des autres, ce qui laisse un environnement ouvert pour ajouter davantage de services, si possible, dans le système de contrôle.

- Agent *Coordinateur des commandes d'exécution*: collecte des informations comprenant les mesures de tension, de courant, de l'état du disjoncteur et des interrupteurs télécommandés du réseau; puis active un ou plusieurs agents *d'exécution* spécifiques suivant le scénario défini par un agent *Tâche*. Après avoir fini les tâches demandées, l'agent *Coordinateur des commandes d'exécution* récupère les informations sous forme d'un rapport sur l'état de la cellule formée et l'envoie à l'agent *Coordinateur de cellule du réseau*.
- Agent *d'Exécution*: envoie les signaux d'ordre directement aux entités physiques du réseau. Ces signaux peuvent être l'ajustement de la puissance active/réactive des groupes de GED, l'ordre d'ouverture ou de fermeture d'un disjoncteur ou d'un interrupteur télécommandé, etc.

4.2.3. SMA entre des cellules du réseau de distribution

Par la conception du SMA destiné aux cellules des réseaux de distribution proposée ci-dessus, l'agent *Coordinateur de cellule du réseau*, en fonction des informations qu'il reçoit, préférera et sélectionnera l'alternative la plus avantageuse de manière locale.

Sachant que les nouveaux services des réseaux de distribution sont basés sur la participation des sources GED qui sont, de fait, de nature très dispersée et très diverse, la répartition non uniforme des sources d'énergie mène à l'inadéquation entre la production et la demande entre les cellules. Par conséquent, il se peut qu'un certain nombre de charges ne soit pas réalimentées alors que les sources GED ne sont pas encore complètement sollicitées.

Afin d'atteindre un optimum global sur l'ensemble des réseaux de distribution concernés, les cellules doivent être capable de communiquer et de coopérer entre elles. Nous proposons donc un environnement virtuel au service de la coordination de contrôle entre les cellules basé sur la formation de regroupements des SMA et dont l'architecture est présentée sur la figure 3 - 41.

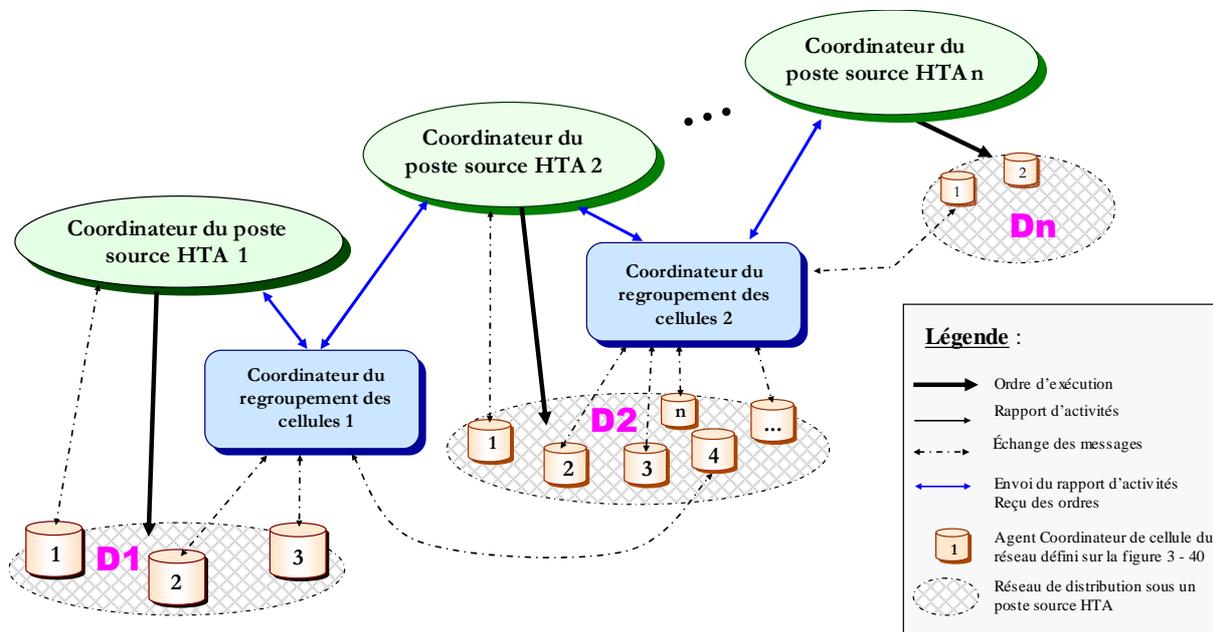


Figure 3 - 41. Architecture du SMA proposé pour la coordination entre les cellules du réseau

En fait, la formation des regroupements des SMA est un processus de formation d'un rapport profitable entre des cellules qui ne sont pas forcément situées sous le même poste source HTA, mais qui possèdent des liaisons physiques via les lignes d'interconnexion entre les départs. Sachant que si l'on trouve des interrupteurs normalement ouverts (IMTNO) sur les lignes d'interconnexion qui ne servent qu'à la reconfiguration, on pourrait très bien les utiliser pour former des zones d'ilotage étendues.

A titre d'exemple, sur la figure 3 - 41, on voit un regroupement 1 qui est formé à partir des SMA de 3 cellules dont 2 SMA appartenant au réseau de distribution **D1** (SMA D1 - 2 et SMA D1 - 3) et 1 SMA du réseau de distribution **D2** (SMA D2 - 4).

La formation d'un regroupement est contrôlée par le *Coordinateur du regroupement des cellules* qui :

- reçoit les informations concernant: la puissance active/réactive fournie par les GED, la fréquence, le total de charges réalimentées, l'état des lignes d'interconnexion et la durée estimée de la formation de chaque cellule participante,

- donne l'ordre à l'agent *Coordinateur de cellule du réseau* de chaque cellule participante d'ajuster les contraintes de synchronisation (différence de tension, de phase, et de fréquence),
- donne l'ordre de la synchronisation dès que possible,
- estime le temps de formation du regroupement,
- envoie le rapport sur l'état du regroupement formé aux gestionnaires des réseaux de distribution ayant des cellules participant au regroupement.

A l'issue de cette formation, le regroupement devient un centre de contrôle intermédiaire entre les cellules et le réseau principal. Il sera, par la suite du processus de contrôle, considéré comme une cellule de réseau équivalente et les informations fournies par les agents *Coordinateur de cellule du réseau* seront exploitées par l'agent *Coordinateur de poste source HTA*.

Avec sa connaissance du réseau de distribution, l'agent *Coordinateur de poste source HTA* est capable de donner l'ordre d'étendre la zone réalimentée en optimisant les séquences d'opération des interrupteurs.

4.2.4. Intégration des SMA aux réseaux de distribution avec le système de téléconduite

Il faut rappeler que les SMA conçus pour chaque cellule du réseau de distribution sont de concept tout à fait nouveau. Par contre, le gestionnaire du réseau de distribution dispose d'un centre de dispatching régional qui regroupe plusieurs postes source HTA. Il est donc nécessaire d'intégrer les SMA de chaque poste source dans le système de téléconduite actuel ce qui donne l'architecture de la figure 3 - 42.

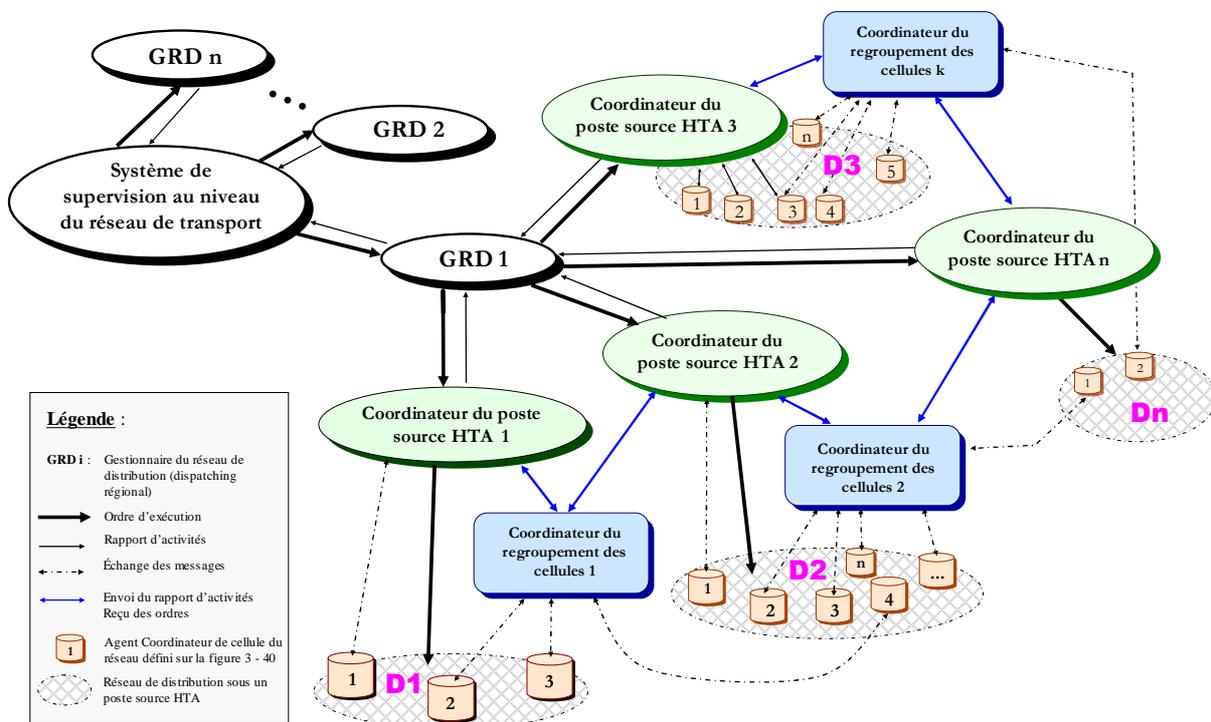


Figure 3 - 42. Architecture du SMA proposé pour la coordination du système intégré

4.3. Protocole de communications entre les agents

Comme indiqué dans la figure 3 - 42, il existe des flux multiples d'échange d'informations entre les agents dans le système de contrôle. Ces flux d'informations sont principalement transférés par échange

de messages. Ici, nous avons deux types de messages: *Ordre* et *Rapport*. Le premier est normalement émis par un agent de type *Coordinateur*, le second est celui qui est envoyé par un agent d'*Exécution* ou par l'agent *Coordinateur* au niveau inférieur vers ses homologues du niveau supérieur.

Dans notre application, les échanges de messages entre agents sont définis par un protocole de communication que nous appelons "Hiérarchique". Ce protocole est lié aux mécanismes de supervision et de contrôle dans le réseau électrique qui sont développés jusqu'à présent. Pour qu'une action soit mise en exécution, l'agent d'*Exécution* doit soumettre un *Rapport* sur son état actuel à l'agent *Coordinateur* au niveau supérieur; dès la réception des rapports, l'agent *Coordinateur* évalue la situation, effectue les calculs nécessaires et renvoie l'ordre d'exécution par un message *Ordre*.

5. Conclusion

Nous avons analysé dans ce chapitre plusieurs aspects qui justifient la faisabilité de la méthodologie « îlotage intentionnel multi-niveaux » Deep Build Together, que nous avons proposé parallèlement au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Les études sur les caractéristiques des GED avec leurs systèmes de régulation et la remise en cause du plan de protection nous permettent de mieux comprendre les atouts aussi bien que les enjeux relevés par les sources de production dispersée. En contrepartie, du point de vue de l'opérateur du réseau, l'étude sur l'accessibilité aux réseaux électriques a montré l'avantage d'un choix de renforcement de l'infrastructure du réseau pour un meilleur bénéfice d'utilisation des sources GED, ainsi que pour la flexibilité de reconfiguration et de l'automatisation de l'exploitation du système. Ce renforcement a été optimisé en fonction :

- du nombre d'IMT
- du maximum de charges réalimentées
- des charges prioritaires
- des IMT existant à l'origine sur les départ
- des probabilités d'occurrence des modes d'opération du réseau
- de la flexibilité de reconfiguration du réseau
- du budget du preneur de décision

L'amélioration du système de téléconduite complète notre proposition de la nouvelle stratégie de gestion des situations critiques dans le système intégré (transport et distribution) en présence de fort taux de pénétration des GED.

Nous avons pris en compte, dans cette étude, non seulement les contraintes techniques mais aussi opérationnelles du réseau (y compris les GED) pour que l'implantation de la méthodologie de reconstitution du système ainsi que l'architecture du système de téléconduite proposée soit possible.

Dans le chapitre suivant, les différents scénarios d'utilisation de cette méthodologie seront testés sur un réseau intégré (transport et distribution) pour valider ses avantages.

Chapitre 4

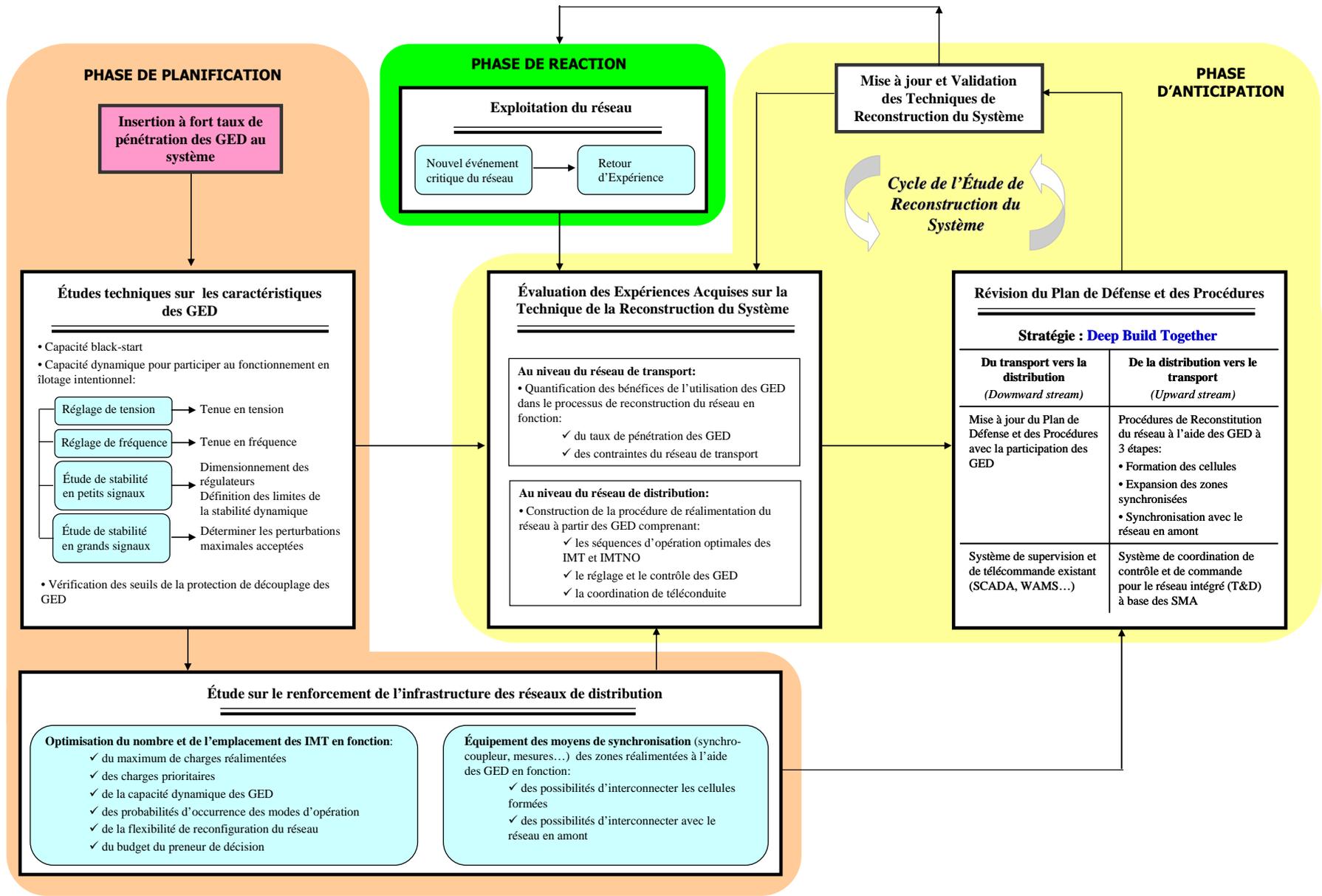
Validation de la méthodologie de reconstruction du réseau

1. Introduction

Les chapitres précédents ont apporté une méthodologie ainsi qu'une étude de faisabilité nécessaire pour gérer les situations critiques dans les systèmes électriques avec la présence de fort taux de pénétration de production décentralisée. Ce management permet non seulement de mieux profiter du potentiel des sources GED, mais également d'améliorer la coordination et la flexibilité des réseaux électriques, et notamment du réseau de distribution. La nécessité de l'évolution du système de téléconduite du système intégré dans ce nouveau contexte a été traitée. Avant d'aborder le quatrième chapitre, nous proposons, dans la figure 4 - 1, un diagramme de synthèse du cycle de l'étude de reconstruction du système à fort taux de pénétration de GED. Ce diagramme va permettre, d'une part, de cadrer le contexte dans lequel le problème de gestion des situations critiques s'est inscrit. D'autre part, par une présentation synthétisée de la méthodologie et des méthodes d'implantation proposées dans les deux chapitres précédents, il facilitera le suivi des validations qui seront effectuées dans ce présent chapitre.

Suite à cette introduction, ce chapitre est organisé comme suit : La première partie introduit des outils de simulation utilisés dans le cadre de ce travail tels que: une interface graphique utilisateur (GUI) développée pour le service de gestion des situations critiques du système électrique et les réseaux d'application sur la base desquels différents tests seront réalisés. La deuxième section présente les scénarios envisagés sur les réseaux - test en situations critiques.

Figure 4 - 1. Synthèse des techniques de reconstruction développées dans les chapitres 2 et 3



Deux types de stratégies de reconstruction, le Plan de Défense actuel et le Deep Build Together, seront mis en simulation en tenant compte des diverses contraintes rencontrées au cours du processus de reprise de service. Une analyse comparative concernant la quantification des bénéfices qu'apportent les GED en fonction leur taux de participation sera également présentée afin d'approfondir l'étude sur les impacts des GED dans les situations critiques.

2. Réseaux d'application - Outils de simulation

2.1. Réseaux d'application

Par la suite, l'état général des réseaux en considération dans le cadre de cette étude va être présenté en bref par des informations - clés sur la production et la consommation. Toutes les données topologiques détaillées des réseaux, des générateurs et des régulateurs associés ainsi que les protections seront détaillées dans l'Annexe 1.

2.1.1. Le réseau de transport

Nous avons pris dans le cadre de ce travail une partie du réseau IEEE 39 noeuds donné sur la figure 4 - 2. La zone du réseau de transport en étude (zone B) se compose de 4 générateurs et on suppose que deux d'entre eux (GEN5 et GEN7) sont de type hydraulique de 615 MW de puissance nominale. Les générateurs GEN4 et GEN6 sont de type thermique de 1000 MW (nucléaire). Le total de charges dans la zone en étude est de 2159.1 MW et 395.7 MVAR.

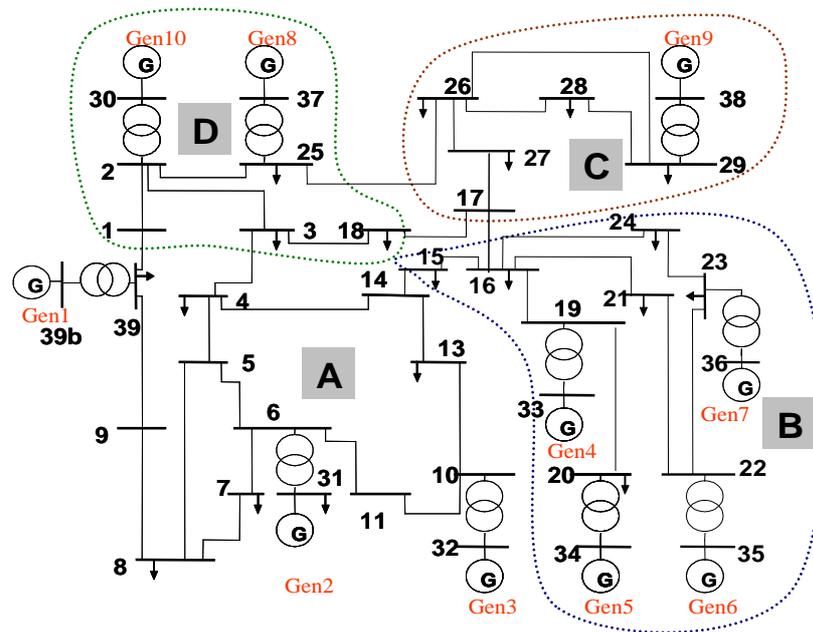


Figure 4 - 2. Réseau de transport IEEE New England 39 Noeuds

Noeud	Type	Nom	Consommation		Production		
			P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	Inertie H (MWs/MVA)
33	Production	GEN 4	-	-	632	42.38	2.3833
34	Production	GEN 5	-	-	508	218.23	2.166
35	Production	GEN 6	-	-	650	152.83	2.9
36	Production	GEN 7	-	-	560	31.70	2.2

15	Charge	B 15	320	153	-	-	-
16	Charge	B 16	329	32.3	-	-	-
20	Charge	B 20	680	103	-	-	-
21	Charge	B 21	274	115	-	-	-
23	Charge	B 23	247.5	84.6	-	-	-
24	Charge	B 24	308.6	-92.2	-	-	-
Total			2159.1	395.7	2350	588	

Tableau 4 - 1. Données sur la zone de transport en étude

2.1.2. Le réseau de répartition

L'interface entre le réseau de transport et les réseaux de distribution est un réseau de répartition 220/63kV. Un groupe éolien (noté GE1 sur la figure 4 - 3) de 45 MW, 4 GED synchrones (notées de NG1 à NG4) de 11 MW sont connectés aux jeux de barre 63kV. (Figure 4 - 3).

Parmi plusieurs postes sources HTA 63/20kV, nous allons considérer plus particulièrement les deux suivants :

- le premier, appelé par la suite PS1, dont la totalité de consommation est de 20.66 MW et 10.51 MVAR, se compose d'un réseau de distribution de 300 nœuds à 5 départs.
- le second, appelé par la suite PS2, dont la totalité de consommation est de 27.5 MW et 11 MVAR, se compose d'un réseau de distribution de 54 nœuds à 5 départs.

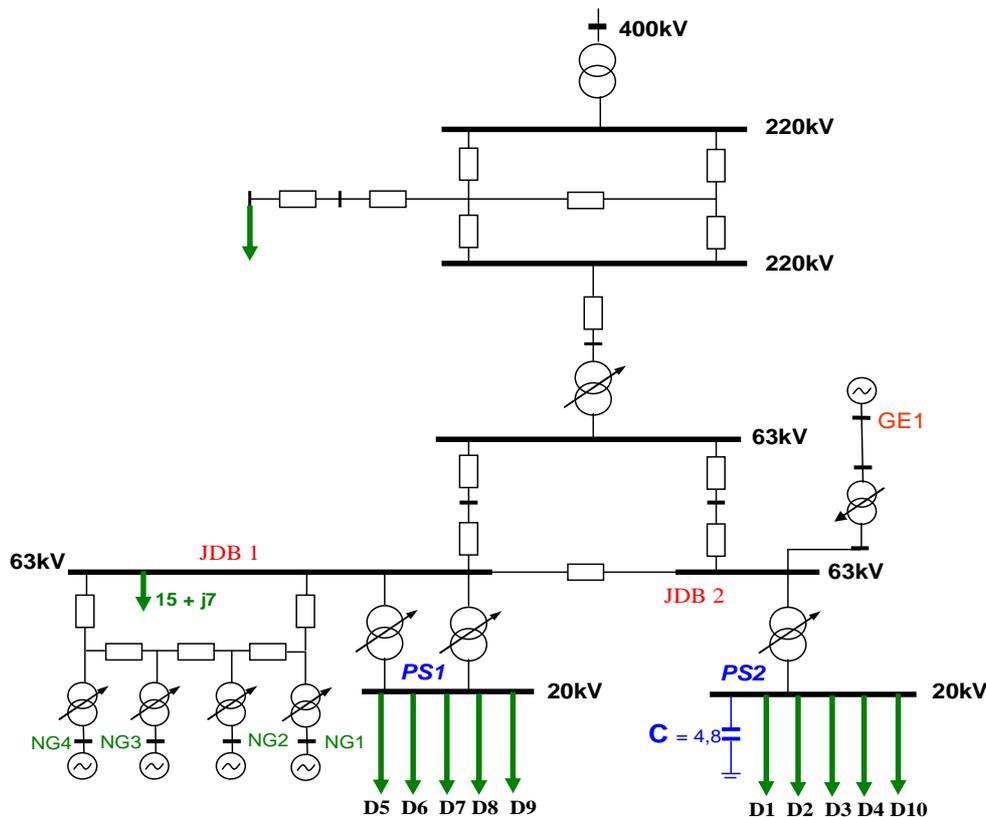


Figure 4 - 3. Réseau de répartition

Un banc de condensateur de 4.8 MVAR est connecté au poste source PS2.

2.1.3. Les deux réseaux de distribution

Deux réseaux de distribution sont en considération dans cette étude. Le réseau HTA de 300 noeuds sous PS1 se compose de 5 départs notés D5, D6, D7, D8 et D9. Le réseau HTA de 54 noeuds sous PS2 se compose de 5 départs D1, D2, D3, D4 et D10. Les informations sur la génération et la consommation de ces deux réseaux sont données dans le tableau 4 - 2.

A noter que le taux de pénétration de GED dans un réseau est calculé par :

$$\text{Taux de pénétration (\%)} = \frac{\text{Puissance nominale des GED (MW)}}{\text{Puissance nominale de consommation (MW)}} \cdot 100$$

Départ		Taux de pénétration des GED (%)	Production GED		Consommation	
			Capacité black-start (MW)	Pas de capacité black-start (MW)	P (MW)	Q (MVAR)
Réseau 54 noeuds			6.27	5.9	27.449	11
1	PS2 - D1	38.9%	1.3	0.6+0.4	5.9	2.4
2	PS2 - D2	0	-	-	2.7	1.1
3	PS2 - D3	133.3%	2.5	0.3	2.1	0.9
4	PS2 - D4	29.6%	-	0.5 + 0.3	2.7	1.1
5	PS2 - D10	44.6%	6.27	-	14.049	5.6
Réseau 300 noeuds			8.4	5.2	14.714	7.5144
6	PS1 - D5	52.14%	-	0.3	0.65	0.2872
7	PS1 - D6	55.7%	1.5	5 x 0.3	5.378	2.878
8	PS1 - D7	0%	-	0.3	1.1	0.5486
	PS1 - D81	460.5%	3	-	0.456	0.2335
9	PS1 - D82	161.64 %	1.2	3 x 0.3	1.856	0.934
10	PS1 - D9	96.7%	3	4 x 0.3	5.274	2.6331

Tableau 4 - 2. Données résumées sur les réseaux de distribution en considération

2.2. Outils de simulation

2.2.1. Les logiciels utilisés

Dans nos études, nous avons utilisé de manière complémentaire deux outils de simulation principaux :

- **EUROSTAGTM** pour la simulation dynamique des réseaux et des événements dans le réseau. Ce logiciel développé par Tractebel Energy Engineering et Electricité de France (EdF) a pour but de réaliser des simulations dynamiques et électromécaniques de grands systèmes électriques (étude de stabilité à long terme). Ce logiciel est utilisé tout d'abord pour le calcul de répartition de charge, afin d'obtenir à l'état initial le profil de tension aux noeuds, les courants dans les lignes et les puissances fournies par les GED. Puis, il permet de modéliser le comportement dynamique du réseau face à des événements envisagés.
- **MATLAB^{7TM}** pour la définition des contrôles et commandes à effectuer et l'implantation d'une interface graphique utilisateur. Il est utilisé, d'une part, comme un outil pour réaliser les différents programmes d'optimisation (optimisation des séquences d'opérations, de régulation; optimisation du nombre et du placement d'IMT). D'autre part, il modélise le dispatching du réseau (l'opérateur) et

pilote de manière interactive EUROSTAG™ (les composants), pour modéliser entièrement le processus de reconstitution du système à partir du black-start d'un groupe générateur jusqu'au retour à l'état normal du système.

2.2.2. L'interface graphique d'utilisateur développée

Pour implanter les services de reconstitution du système à l'aide des GED des réseaux de distribution sous le même gestionnaire du réseau de distribution, une interface graphique utilisateur a été développée sur la plate-forme GUIDE de MATLAB7™. Ce programme s'appuie sur le concept de la coordination de contrôle et de commande entre les cellules des réseaux proposés dans le chapitre précédent (cf. paragraphe 4.2 du chapitre 3). La fenêtre de supervision principale des deux réseaux de distribution en considération précédemment présentés est donnée dans la figure 4 - 4.

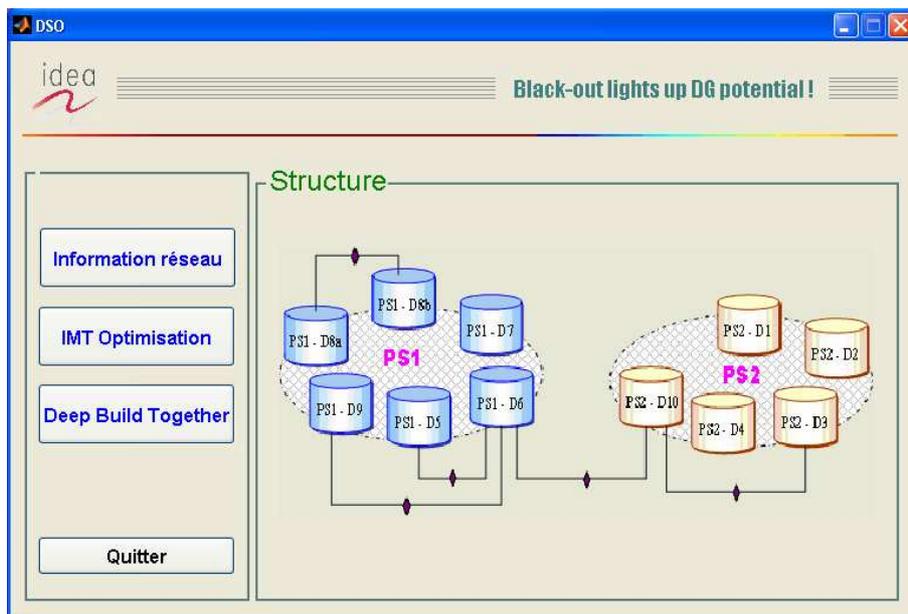


Figure 4 - 4. Fenêtre principale du programme DSO

Nous avons initialement réalisé trois modules : **Information Réseau**, **IMT Optimisation** et **Deep Build Together**.

Module : Information Réseau

Ce module, dont l'interface est présentée dans la figure 4 - 5, permet d'accéder aux informations électrotechniques de chaque départ HTA concernant les données statiques sur:

- les nœuds : identité, tension nominale
- les lignes : identité des nœuds d'extrémité, résistance, impédance, capacitance, tension
- les générations : nœud de raccordement, puissance nominale, limite inférieure et supérieure de la puissance réactive (générée / absorbée), tension nominale
- les charges : nœud de raccordement, puissance consommée, priorité (de 1 à 5).

Ces informations sont récupérées à partir des données sous EUROSTAG™ (fichier format IEEE : *.ech) ou saisies et modifiées directement depuis le programme. Seule, la priorité des charges est une

information non électrotechnique donnée à l'initiative de l'opérateur en fonction des exigences des clients spécifiques.

*** Ligne information ***

N°	de	à	R	X	C	U
01	106	107	0.0125	0.00250	23.00	20
02	100	101	0.0725	0.00225	23.00	20
03	100	102	0.0100	0.00250	23.00	20
04	099	100	0.0175	0.00200	23.00	20
05	099	103	0.0075	0.00250	23.00	20
06	098	099	0.0050	0.00250	23.00	20
07	094	095	0.0800	0.02750	23.00	20
08	094	096	0.0300	0.01000	23.00	20
09	093	094	0.0375	0.01000	23.00	20
10	092	093	0.0375	0.01000	23.00	20
11	092	097	0.0425	0.01250	23.00	20
12	091	092	0.1100	0.03750	23.00	20
13	091	098	0.0075	0.00250	23.00	20
14	090	091	0.0650	0.02000	23.00	20
15	090	104	0.1375	0.04500	23.00	20
16	089	090	0.0375	0.01500	26.30	20
17	088	089	0.0625	0.02750	26.30	20
18	088	105	0.2000	0.06500	23.00	20

PS 1
 PS 2

feeder D6

Modifier Enregistrer Quitter

Figure 4 - 5. Fenêtre du module : Information Réseau

Module : IMT Optimisation

C'est un module de calcul d'optimisation du nombre et du placement des IMT sur les départs HTA qui sert à la phase de planification du réseau conçu sur la base de la méthodologie proposée dans le paragraphe 2.2 du chapitre 2 et des méthodes de résolution proposées dans la section 3 du chapitre 3.

Sur la gauche de la fenêtre (figure 4 - 6), ce module fournit les paramètres d'entrée du programme de calcul. Il permet d'accéder, pour chaque départ, aux informations concernant les modes d'opération : état des charges (en pourcentage par rapport à la consommation nominale), état de production, des réserves disponibles ainsi que la probabilité d'occurrence des modes. Ces données peuvent se trouver dans des bases de données définies par défaut ou être régulièrement mises à jour directement depuis le programme.

La topologie du réseau en étude est donnée par EUROSTAGTM sous forme de fichiers *.nwk. Elle est exploitée par ce présent module et le module Deep Build Together. Lors du chargement des données du réseau, le décodage de la topologie graphique du réseau est également mis en œuvre.

En bas à gauche de la fenêtre, c'est la place réservée au réglage des paramètres de calcul. Comme l'avons mentionné dans la section 3 du chapitre 3 sur la performance de la méthode Programmation Dynamique, le temps de calcul est optimisé mais il peut éventuellement évoluer si la taille du problème augmente. C'est donc l'utilisateur qui choisit la précision de calcul en fonction de l'exigence de son cahier des charges. On prendra 0.01 pour le calcul s'effectuant avec une précision de 0.01 MW.

Nous avons également indiqué, lors du développement des méthodes, que le gestionnaire du réseau peut choisir le nombre d'IMT maximum en fonction de ses contraintes budgétaires.

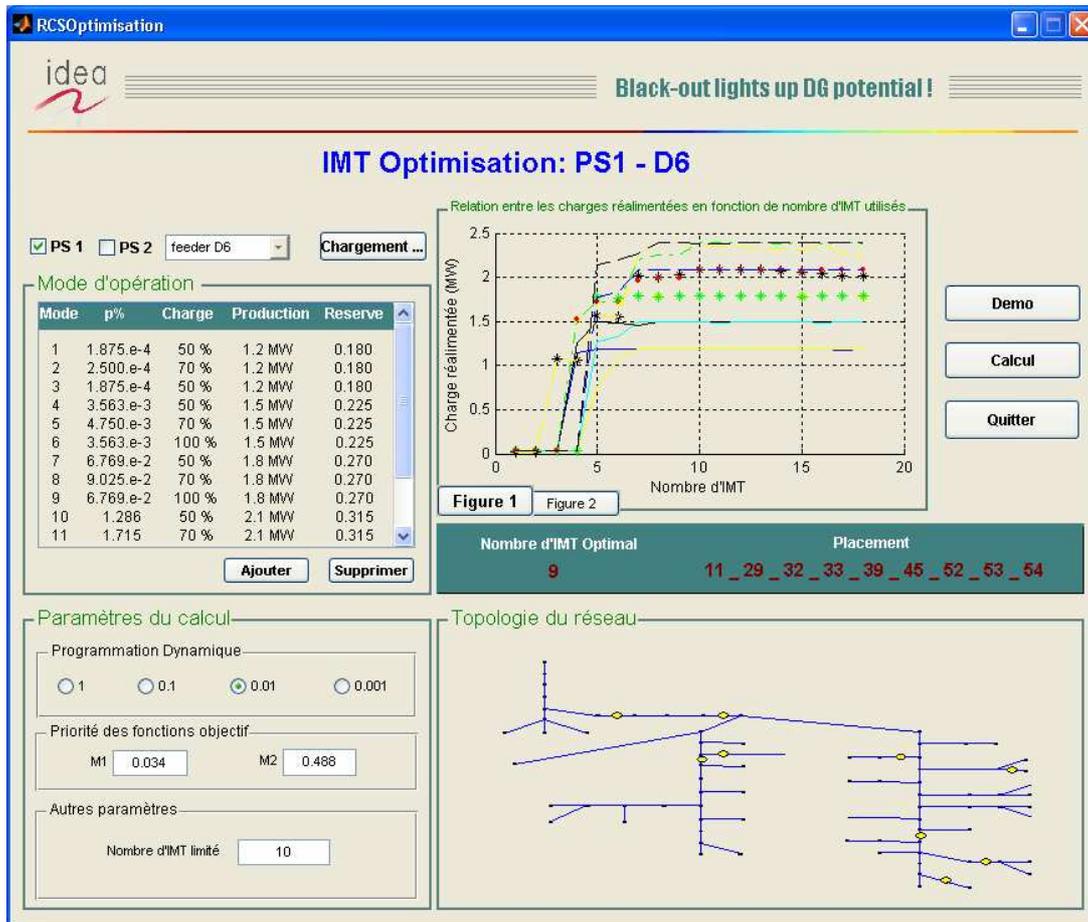


Figure 4 - 6. Fenêtre du module : IMT Optimisation

A la droite, c'est la place des résultats du calcul. Nous avons la première figure en haut, qui donne la relation entre les charges réalimentées en fonction du nombre d'IMT utilisé, correspondant à chaque mode d'opération. La deuxième figure, qui se trouve sur la couche inférieure, présente la relation entre les deux fonctions objectif (maximisation des charges réalimentées et minimisation du nombre d'IMT utilisé) fourni par la Programmation d'optimisation interactive 0 - 1 et l'Algorithme Génétique.

A l'issue de ces calculs, une solution optimale est proposée sous forme d'un nombre d'IMT optimal et de leur placement. Si elle ne convient pas à l'attente de l'utilisateur, il peut guider la recherche par l'affectation de priorités différentes à M1 et M2 ou modification du nombre d'IMT maximum.

Les résultats numériques peuvent être visualisés sur la topologie du réseau. Les points « ronds » sur la figure en bas à droite représentent la localisation des IMT proposée par la solution optimale.

Module: Deep Build Together

C'est un module de calcul qui définit les séquences d'opération optimales pour le processus de reconstitution dans le sens ascendant (de la distribution vers le transport). Il est utilisé à la phase d'anticipation du fonctionnement du réseau (cf. la section 2 du chapitre 2). Il peut être pris pour un système d'aide à la phase de réaction en temps réel pour proposer au gestionnaire du réseau la stratégie de contrôle la mieux adaptée à la situation.

Les données d'entrée du calcul sont l'état des charges et l'état de production sur le réseau, récupérables depuis le Module Information Réseau et qui peuvent être directement définis depuis ce module par la définition des scénarios (état des générateurs, de charges, disponibilité des IMT ...). On a rajouté les informations sur la disponibilité des interrupteurs (état des lignes) pour pouvoir simuler les différents événements qui peuvent éventuellement intervenir au cours du processus de reconstitution.

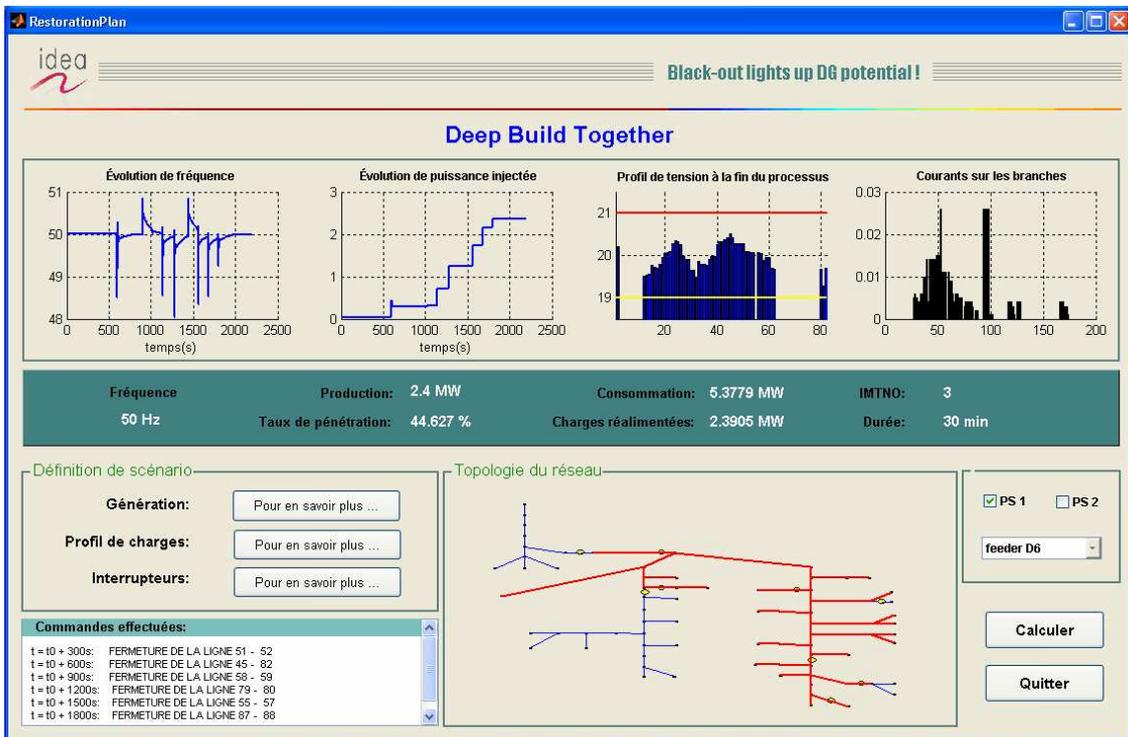


Figure 4 - 7. Fenêtre du module : Deep Buil Together

Ce module est conçu comme un opérateur du réseau qui pilote de manière interactive EUROSTAG™ pour simuler les opérations sur le réseau. L'opérateur va :

- récupérer les informations sur l'état du réseau (lire les résultats fournis par EUROSTAG™)
- définir des scénarios de contrôle
- établir la meilleure séquence d'opérations qui s'adapte à la situation et la faire simuler

Les résultats obtenus par la simulation dynamique sous EUROSTAG™ sont : la fréquence, l'évolution du volume de charges réalimentées (qui peut être présentée sous forme de l'évolution de puissance injectée des GED), le profil de tension (les nœuds sous tension, hors tension) et l'image des courants transités par les branches. Ils sont les sorties des calculs sous EUROSTAG™, exportées dans MATLAB7™ et exploitées par ce module Deep Build Together. Ils sont présentés sur les 4 figures situées en haut de la fenêtre du module dans la figure 4 - 7.

Ce module permet également de visualiser l'expansion de la zone géographique réalimentée sur la figure située en bas à droite de la fenêtre de contrôle. D'ailleurs, les commandes effectuées sont également sauvegardées et stockées dans la petite sous fenêtre située en bas à gauche de la fenêtre principale.

3. Scénarios envisagés

Nous allons prendre, dans ce paragraphe, deux scénarios correspondant à deux stratégies de gestion des situations critiques du réseau de transport :

Scénario 1 : Stratégie actuelle du processus de reconstitution du système (cas de référence)

Scénario 2: Nouvelle stratégie proposée : Deep - Build Together

La mise en simulation du Scénario 1 va, tout d'abord, nous permettre de mieux comprendre le processus de reconstruction de la zone de réseau de transport en étude concernant : les caractéristiques, les contraintes particulières liées à des générateurs, des charges, des lignes, la topologie du réseau, etc.). Ceci sera utilisé comme un cas de référence.

Ensuite, l'étude du Scénario 2 montrera le déroulement du processus de reconstitution simultanément dans les deux sens descendant et ascendant, notamment la procédure « **de la distribution vers le transport** », comme on l'a présenté théoriquement dans les paragraphes 3.2 et 3.3 du chapitre 2. Mais avant cela, une étude de planification sur l'optimisation du nombre et de l'emplacement des IMT sera effectuée afin de préparer l'infrastructure des réseaux au service de reconstruction du système de distribution à base des GED.

Enfin, en considérant ces deux stratégies avec différents taux de pénétration des GED, on pourra **vérifier** la faisabilité de la nouvelle stratégie proposée et **quantifier** les bénéfices d'utilisation des GED dans le processus de reprise du système suite à un incident majeur.

D'ailleurs, les tests menés vont permettre de **vérifier** le bon fonctionnement des modules de calcul, composants du programme DSO conçu sur la base des méthodes proposées.

Les hypothèses utilisées :

Au cours du développement de cette partie, voici les hypothèses adoptées:

- Les unités black-start (centralisées ou décentralisées) sont capables de redémarrer tout de suite après l'incident.
- Dans le cadre de ce travail, on suppose qu'au moment de l'incident, les groupes nucléaires ont réussi à s'iloter sur leurs auxiliaires. Le temps d'atteindre leur minimum de charge (400 MW) est de l'ordre de 4.5 heures.
- Les groupes GED asynchrones (type éolien) sont disponibles pour la reconnexion au réseau dans les 5 minutes suivant leur remise sous tension.
- La réserve primaire des générateurs hydroélectriques est de 20% de leur puissance nominale. Les tranches nucléaires peuvent participer au réglage primaire de fréquence avec un gradient de montée en puissance de 5% de puissance nominale par minute (ou 50 MW par minute dans notre cas) sous réserve d'avoir atteint le minimum de charge.
- En considérant la reprise du réseau de distribution à l'aide des GED, on suppose que le temps d'exécution d'un IMT ou un IMTNO est de 2 à 5 minutes. Ce temps comprend à la fois le risque de défauts (défauts à la sollicitation, par exemple) lié à l'IMT en question et la période transitoire lors de la fermeture de l'IMT pour connecter un bloc de charges).

3.1. Scénario 1 : Plan de défense actuel - Sans participation des GED (Downward Stream)

Préparation : Avant de procéder au processus de reconstitution, il faut assurer que le défaut d'origine soit éliminé. Les relais de délestage automatique des charges doivent être désactivés et passés en mode manuel. Les disjoncteurs de tous les départs 400/220 kV doivent être ouverts.

3.1.1. Première période (appelée black-start du réseau)

Le processus de reconstitution du système étudié après un écroulement total commence par le redémarrage de deux générateurs ayant la capacité black-start : GEN 5 et GEN 7.

Avec l'hypothèse que GEN 4 et GEN 5 ont réussi à s'iloter sur leurs auxiliaires, il suffit, ensuite, qu'on envoie l'énergie de GEN 5 à GEN 4 par la ligne B20 - B19 et l'énergie de GEN 7 à GEN 6 par la ligne B23 - B22 pour pouvoir synchroniser GEN4 avec GEN5 et GEN 6 avec GEN7, respectivement. Les charges connectées aux nœuds B20 et B23 sont utilisées pour stabiliser ces générateurs.

Puis, il faut progressivement charger GEN 4 et GEN 6 pour atteindre leur minimum de génération (400 MW) afin qu'ils puissent commencer leur remontée en charge.

A la fin de cette étape, il est souhaitable que l'on réussisse à intégrer les grands générateurs thermiques au réseau et à les charger au minimum de leur génération. On aura plusieurs sous - réseaux synchronisés à surveiller en parallèle. La description de la première période du processus est donnée dans la figure 4 - 8.

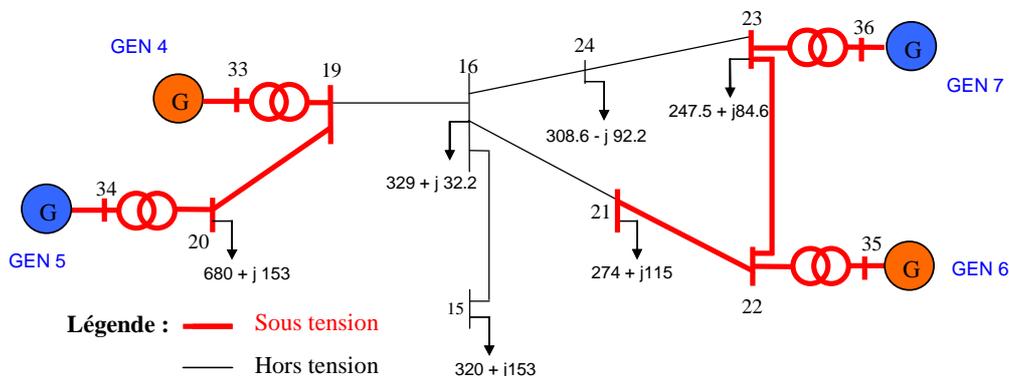


Figure 4 - 8. La première période du processus de la reconstitution du système

Plusieurs remarques peuvent être faites pour cette étape :

- La première remarque relève le problème de partage du réglage de fréquence et de tension dans les sous - réseau formés. Au cours des premiers pas du processus ($t = [0 : 16000]$ secondes), les générateurs black-start (GEN 5, GEN 7) sont les seuls à assurer le réglage fréquence et puissance active des sous - réseaux et la montée en charge. Après, ces charges seront progressivement transférées aux générateurs thermiques afin que ces derniers puissent commencer leur montée en puissance par paliers de 50 MW. Quant au réglage de tension, les deux types de générateurs sont concernés mais la participation des générateurs black-start est plus importante.
- La deuxième concerne la zone formée par GEN 6 et GEN 7. On remarque que la totalité des charges connectées au nœud B23 ne suffit pas pour assurer la limite de la génération minimale

pour GEN 6. Il est nécessaire, à cette étape, de bien choisir le chemin de renvoi de l'énergie au réseau et les charges à réalimenter.

Selon la topologie du réseau (figure 4 - 8), nous avons deux chemins de renvoi de tension au réseau : par la ligne B23 - B24, ou par la ligne B22 - B21. Comme la ligne B23 - B24 est 3.6 fois plus longue que B22 - B21, il est préférable de choisir la deuxième afin d'éviter un problème de surtension au bout de la ligne.

Dans ce sous - réseau, nous ne pouvons que compter sur les charges aux nœuds B23 et B21 pour stabiliser le sous - réseau et accélérer l'intégration du GEN 6 au processus de reconstitution du système. Ainsi, elles sont considérées comme des charges critiques.

- La troisième consiste en l'état de faible charge sur les deux sous réseaux formés. Le résultat est une tension haute au bout des lignes que l'on voit sur la figure 4 - 12. Il faut s'assurer que les générateurs sont capables d'absorber le réactif produit par les lignes et régler les consignes de tension des générateurs ainsi que les régleurs en charges des transformateurs de manière raisonnable.

L'évolution du processus s'exprime par les grandeurs caractéristiques du système telles que : fréquence, profil de tension sur les sous - réseaux formés, et les puissances injectées par les générateurs. Les résultats sont présentés sur les figures 4 - 9 à 4 - 20 dans deux colonnes signifiant le processus de reconstitution du système mené en parallèle sur les deux sous - réseaux.

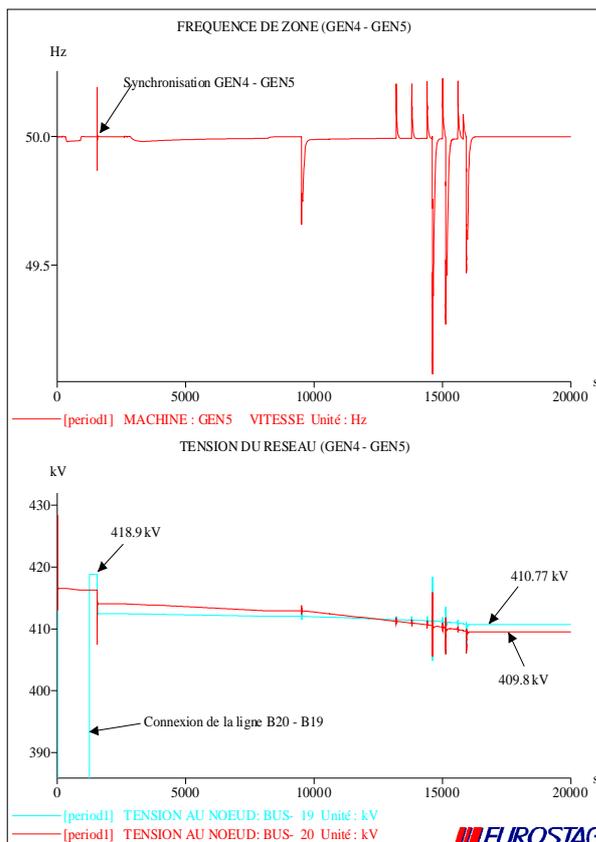


Figure 4 - 9, 10 : Fréquence et profil de tension de la zone (GEN4 - GEN5)

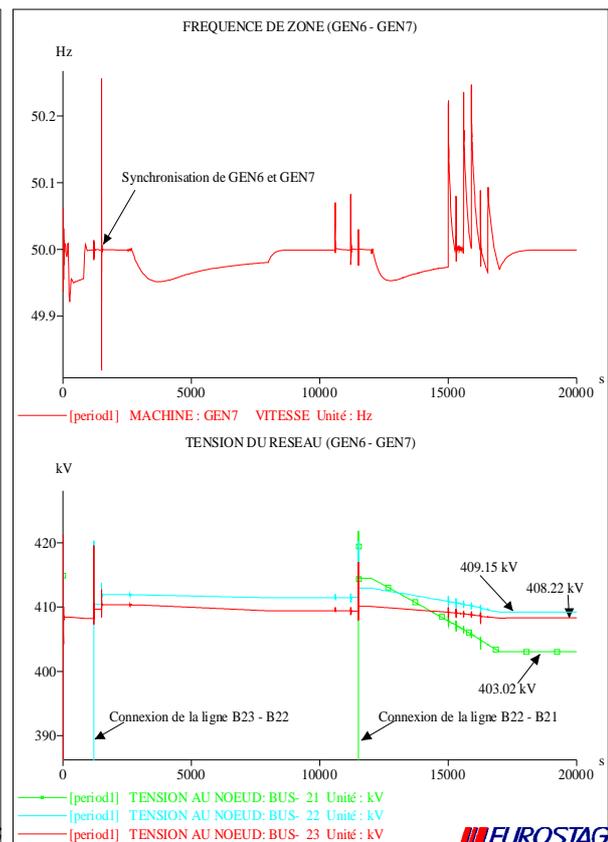


Figure 4 - 11, 12 : Fréquence et profil de tension de la zone (GEN6 - GEN7)

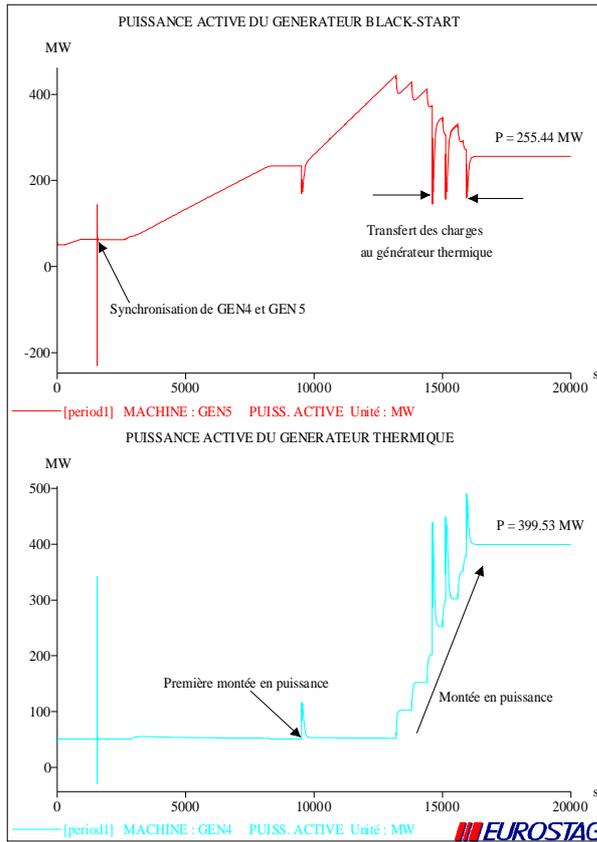


Figure 4 - 13, 14 : Puissance injectée par GEN4 et GEN5

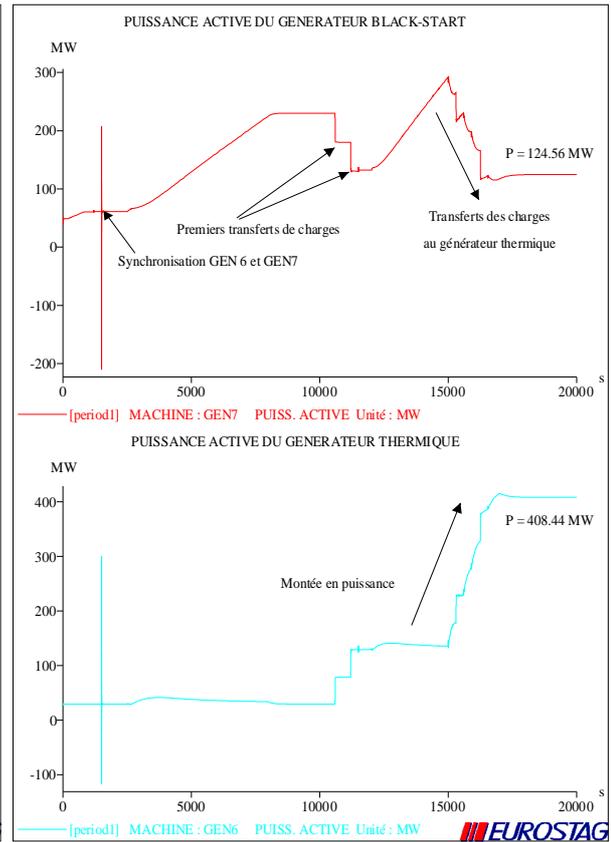


Figure 4 - 15, 16 : Puissance injectée par GEN6 et GEN7

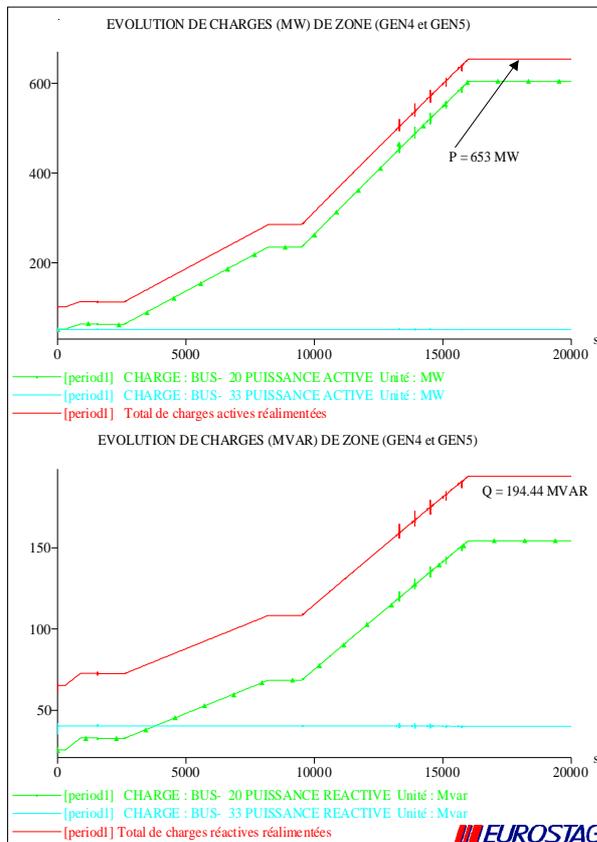


Figure 4 - 17, 18 : Evolution de charges réalimentées

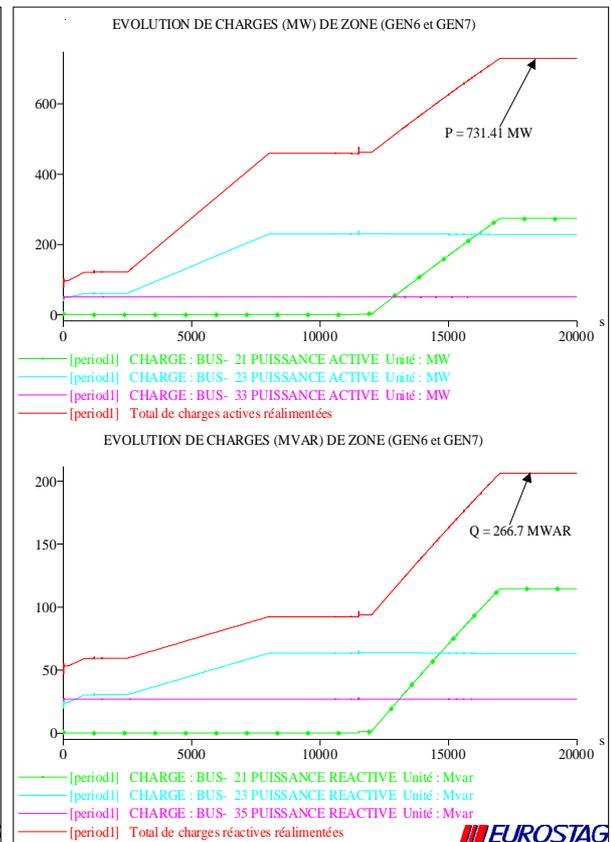


Figure 4 - 19, 20 : Evolution de charges réalimentées

A la fin de cette étape, les générateurs thermiques sont chargés à leur minimum de génération. La production de GEN 4 atteint 399.35 MW et celle de GEN 6 est de 408.44 MW.

Les figures 4 - 17 à 4 - 20 ont complété les informations sur l'état des deux sous - réseaux formés à la fin de la première période du processus par la présentation de l'évolution des charges (MW et MVAR) réalimentées à chaque nœud et en totalité dans chaque sous - réseau. Les sous -réseaux sont prêts à passer à l'étape suivante.

3.1.2. Deuxième période et fin

L'objectif de la deuxième période est de remettre progressivement sous tension des lignes et de réalimenter progressivement les charges par incréments.

Cette période prend moins de temps d'exécution que la première période car le temps d'opération des disjoncteurs est négligeable devant le temps d'intégration les générateurs au réseau. Pourtant, cette période est caractérisée par des problèmes à la fois de surtension et de tension basse, liés aux lignes de transport longues.

Dans notre cas, nous avons rencontré un problème de surtension lors de la reconnexion de la ligne B21 - B16. En effet, cette ligne est assez longue et la tension au bout (B16), lorsqu'elle est mise sous tension à vide, s'élève à 423.7 kV, ce qui dépasse la limite supérieure de la plage de tension autorisée. Or, comme on peut le voir sur la figure 4 - 22, la puissance réactive absorbée par le générateur black - start GEN 7 s'approche de sa limite inférieure ($180 \text{ MVAR} \leq Q_{GEN 7} \leq 360 \text{ MVAR}$). Il faut donc solliciter la baisse de la tension de consigne du générateur GEN6 afin de résoudre ce problème.

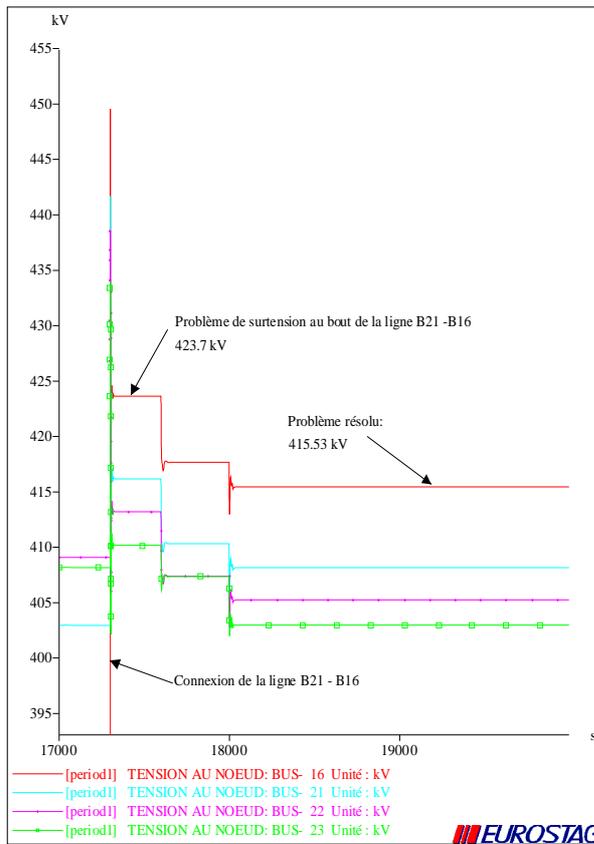


Figure 4 - 21 : Variation de tension de différents nœuds dans la zone (GEN6 - GEN7)

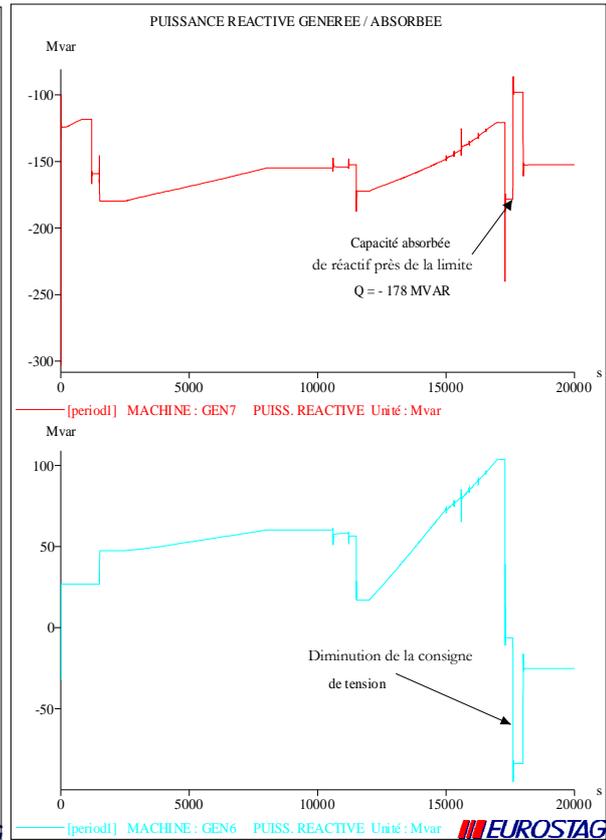


Figure 4 - 22, 23 : Puissance réactive absorbée par les générateurs GEN6 et GEN 7

Par la suite, la séquence de reconnexion des lignes et des charges est la suivante:

- Réalimenter les charges au nœud B16
- Reconnexion de la ligne B16 - B15
- Réalimenter les charges au nœud B15
- Reconnexion de la ligne B16 - B24
- Réalimenter les charges au nœud B24
- Fermer la boucle par reconnexion de la ligne B23 - B24
- Synchroniser les deux sous - réseaux (GEN 4 - GEN 5) et (GEN 6 - GEN 7) par fermeture de la ligne B19 - B16

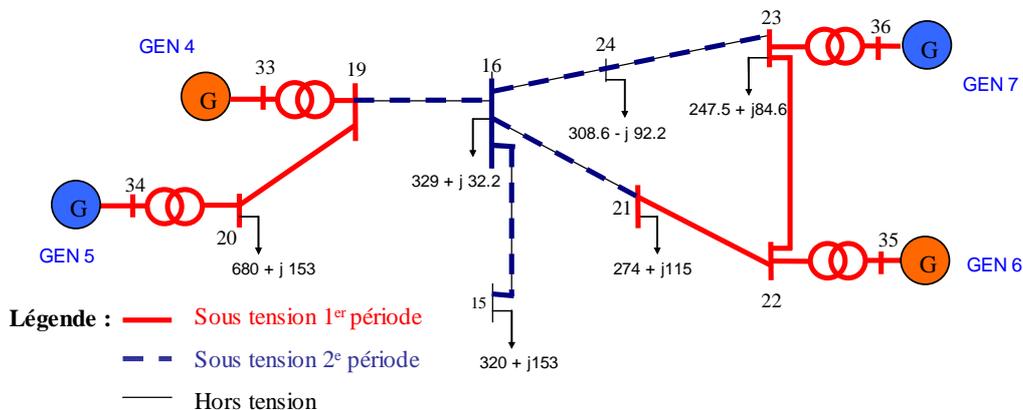


Figure 4 - 24. La deuxième période et fin du processus de la reconstitution du système

Au cours de cette étape, nous avons rencontré un problème de tension basse lors de la connexion successive des charges. Les simulations estiment, lors de la connexion de la ligne B16 - B15, la tension au bout de la ligne (au nœud B15) à 412.9 kV. Si on essaye de réalimenter toutes les charges connectées au nœud B15, ceci va provoquer une baisse de tension très importante, c'est-à-dire la tension au nœud B15 va diminuer jusqu'à 356.3 kV. C'est pour cette raison que l'on ne pourra prendre, pour l'instant, qu'une partie de ces charges.

D'ailleurs, le choix du volume de charges au nœud B15 à récupérer à cette étape va influencer directement la valeur de la tension au nœud B24 lors de la connexion de la ligne B16 - B24. Car si l'on décide de prendre beaucoup de charges au nœud B15, la tension au nœud B24 sera en baisse. Ceci fait augmenter l'écart de tension entre B24 et B23, entraînant les difficultés lors de la fermeture de la boucle dans la zone (GEN 6 - GEN 7).

Par conséquent, nous avons choisi d'alimenter 3 paliers de 50 MW (soit 150 MW) de charges au nœud B15. Il faut, ensuite, attendre que les deux sous réseaux (GEN 4 - GEN 5) et (GEN 6 - GEN 7) se synchronisent mutuellement pour pouvoir réalimenter celles qui restent.

Après avoir synchronisé les deux sous - réseaux et alimenté toutes les charges du réseau, le processus est terminé après une durée d'environ 24600 secondes (soit 6 heures et 50 minutes).

L'évolution de cette dernière étape du processus de reconstruction du réseau (variation de fréquence, tension, puissance générée des générateurs) est présentée dans les figures 4 - 25 à 4 - 28.

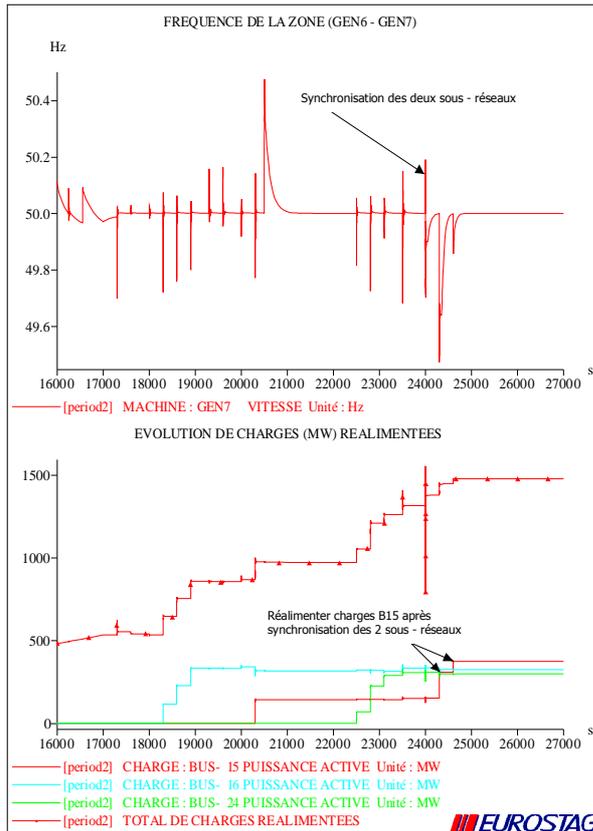


Figure 4 - 25, 26 : Variation de fréquence et puissance injectée par les générateurs dans la zone (GEN6 - GEN7)

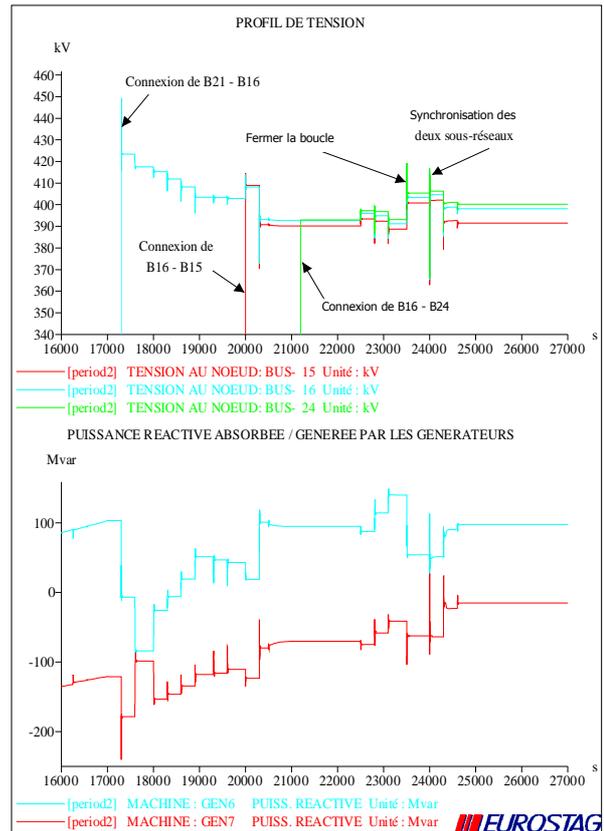


Figure 4 - 27, 28 : Profil de tension et puissance réactive absorbée / générée par les générateurs dans la zone (GEN6 - GEN7)

3.1.3. Conclusion

Nous avons pris dans cette partie la stratégie de reconstitution actuelle du système comme l'exemple de référence. Plusieurs contraintes rencontrées au cours du processus nous amènent aux remarques suivantes :

- En considérant la durée du processus, on voit que deux tiers du temps ont été mis à l'intégration des générateurs thermiques au réseau (le temps nécessaire pour qu'ils atteignent leur minimum de charge et participent à la montée en charge). Plus le temps mis à cet effet est long, plus le temps de rupture d'électricité chez les clients est long et plus les conséquences sont importantes. Nous avons pris, dans cet exemple, l'hypothèse que les générateurs ont réussi à s'iloter sur leurs auxiliaires et sont prêts à intégrer le réseau. Si ce n'est pas le cas en pratique, la durée du processus devrait être beaucoup plus importante.
- Pour l'aspect technique de reconstruction du système, plusieurs phénomènes caractéristiques ont été relevés :
 - le temps critique de redémarrage des générateurs de type thermique (nucléaire)
 - l'important du choix des charges critiques pour stabiliser le réseau et des lignes à remettre sous tension pour étendre les zones reconstituées
 - des problèmes de stabilité des sous réseaux lors des premiers pas du processus

- les limites de la capacité des générateurs d'absorber le réactif fourni par les lignes de très haute tension à vide
- des problèmes habituellement rencontrés lors de la reconstitution du système liés à la connexion des lignes de transport longues comme des surtensions, des tensions basses
- Pour l'aspect de contrôle du processus, on remarque que la coordination à l'intérieur d'un sous-réseau joue un rôle très important. L'exemple de choix du volume de charges au nœud B15 à réalimenter en est une preuve. Il est clair que si une opération est faite pendant le processus, les autres doivent en subir les conséquences.

De plus, dans cet exemple, deux sous-réseaux synchronisés ont été simultanément formés de manière indépendante. La coordination de contrôle entre ces deux-là est d'autant plus importante afin d'effectuer la synchronisation de ces deux sous-réseaux dès que possible. La durée du processus de reconstruction du système entier en dépend.

3.2. Scénario 2 : Stratégie de reconstitution du réseau avec la participation des GED : « Deep Build Together »

La procédure « **Deep Build Together** » est, en effet, l'intégration du processus de reconstitution dans le sens ascendant depuis les réseaux de distribution à l'aide des GED dans le plan de défense actuel du système. Pour cela, deux aspects seront abordés :

- Il faut tout d'abord assurer que l'infrastructure des réseaux de distribution disposant un taux de pénétration de GED non négligeable accepte ce processus ; c'est-à-dire, ils possèdent suffisamment d'interrupteurs télécommandés, dont le nombre et l'emplacement sont optimisés, pour ce service. C'est une étude effectuée à la phase de planification du réseau (cf. paragraphe 2.2.1 du chapitre 2 et partie 3 du chapitre 3).
- Puis, le processus de reprise du système « *de la distribution vers le transport* » sera présenté dans trois étapes :
 - formation des cellules de réseau de distribution à l'aide des GED
 - expansion des zones reconstituées
 - synchronisation avec le réseau en amont

3.2.1. Phase de planification : Optimisation du nombre et du placement des IMT

Optimisation du nombre et du placement des IMT sur un départ

Considérons le départ D6 du PS1. Il comprend 81 nœuds numérotés de 11 à 23 et de 41 à 107. La topologie du départ est donnée sur la figure 4 - 29. Le total des charges est de 5.38 MW et 2.88 MVAR. Il y a une GED synchrone dont la puissance installée est de 1.2 MW connectée au nœud 70. Les 4 GED asynchrones de 0.3 MW sont connectées aux nœuds 56, 60, 23 et 108 respectivement. Ce départ dispose de 3 IMT existants à l'origine situés en (B51-B52), (B22-B23), (B87-B88) comme indiqué sur dans la figure 4 - 29 (On note B_i - nœud i avec i indice du nœud donné sur la figure).

Pour pouvoir modéliser le réseau sous forme d'un graphe, la renumérotation des branches électriques à partir de l'emplacement de la GED black-start est donnée dans la figure 4 - 30.

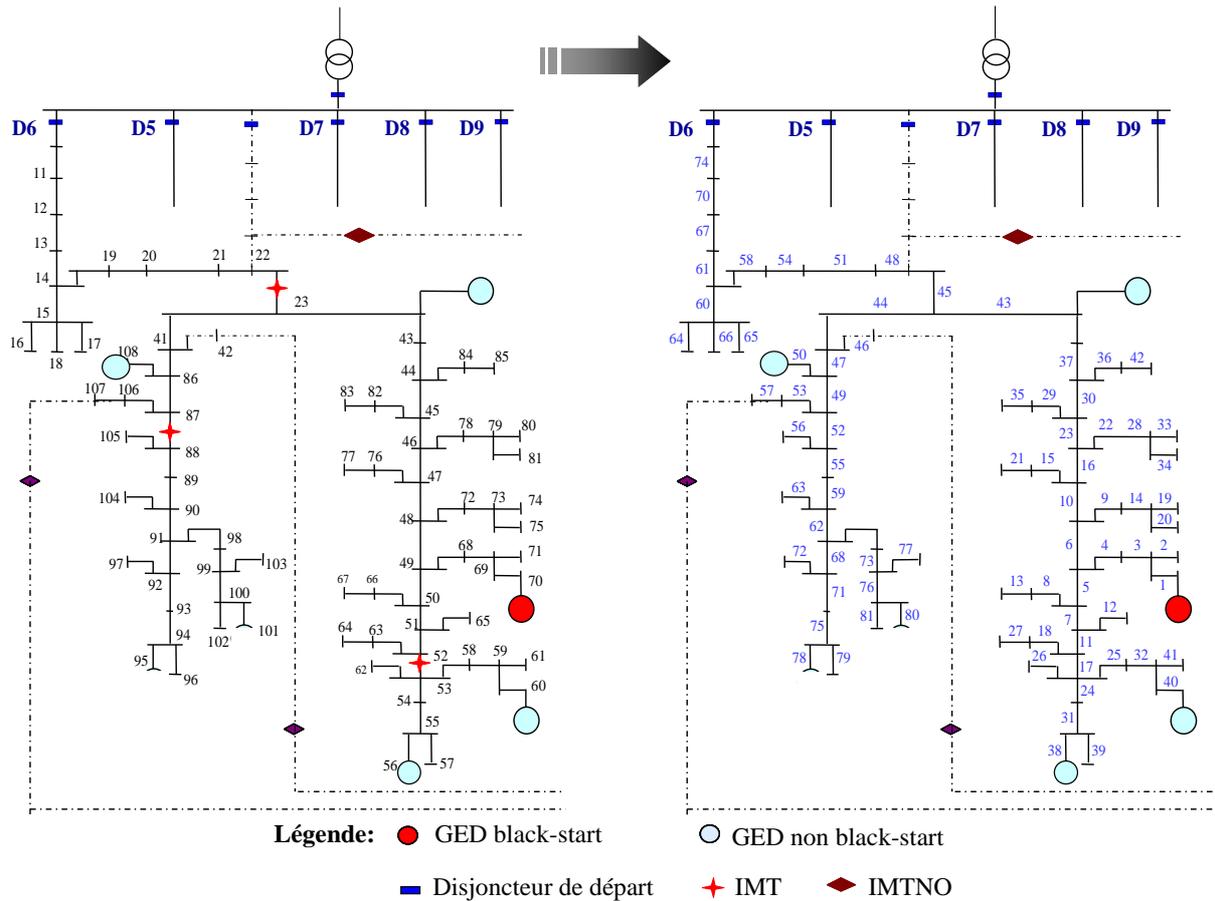


Figure 4 - 29. Départ D6 du réseau HTA 300 noeuds avec la numérotation actuelle des nœuds

Figure 4 - 30. Renumérotation des tronçons du départ D6 en partant de GED black-start

On suppose que ce départ a 15 modes d’opération à satisfaire qui correspondent à 3 régimes de charges (état creux, moyen et plein de charges équivalents à 50%, 70% et 100% de consommation nominale respectivement). La probabilité d’occurrence de chaque régime de charge p_c est de 0.3, 0.4 et 0.3. On a également supposé que la probabilité de l’indisponibilité d’une GED non black-start p_p est de 0.05. Donc, la probabilité d’occurrence d’un mode d’opération est calculé par :

$$p_h = p_c \cdot \prod_{i=1}^{m1} p_{pi} \cdot \prod_{j=1}^{m2} (1 - p_{pj}) \tag{4-1}$$

Avec $m1$ et $m2$: nombre de GED indisponibles et disponibles, respectivement

Les données sont décrites dans le tableau 4 - 3.

Mode d’opération	Description		Ph (%)
	Etat de production	Etat de charges	
1	4 GED non black-start sont indisponibles	Charge 50%	$1,875 \cdot 10^{-4}$
2		Charge 70%	$2,500 \cdot 10^{-4}$
3		Charge 100%	$1,875 \cdot 10^{-4}$
4	3 GED non black-start sont indisponibles	Charge 50%	$3,563 \cdot 10^{-3}$
5		Charge 70%	$4,750 \cdot 10^{-3}$
6		Charge 100%	$3,563 \cdot 10^{-3}$
7	2 GED non black-start	Charge 50%	$6,769 \cdot 10^{-2}$

8	sont indisponibles	Charge 70%	$9,025.10^{-2}$
9		Charge 100%	$6,769.10^{-2}$
10	1 GED non black-start sont indisponibles	Charge 50%	1,286
11		Charge 70%	1,715
12		Charge 100%	1,286
13	Toutes les GED sont disponibles	Charge 50%	24,44
14		Charge 70%	32,58
15		Charge 100%	24,44

Tableau 4 - 3: Données des modes d'opération du réseau en considération

Comme on l'a présenté dans le paragraphe 3.1 du chapitre 3, le problème d'optimisation du nombre et du placement des IMT peut être découpé en deux sous - problèmes :

Problème 1 : Maximiser le volume de charges réalimentées en minimisant le nombre d'IMT utilisés pour chaque mode d'opération en considération

Problème 2 : Maximiser le volume de charges réalimentées dans un maximum de modes d'opération en privilégiant les modes les plus fréquents et en minimisant le nombre d'IMT utilisés.

(a). *Résolution du Problème 1*

Prenons l'exemple du mode 15 où les charges sont en régime nominal (les charges à 100%) et toutes les GED sont disponibles (production maximale de 2.4 MW).

- Le problème de maximisation du volume de charges réalimentées est modélisé par le problème « *sac à dos* ». D'après les méthodes d'optimisation proposées (cf. paragraphe 3.2.3), il peut être résolu par l'application de *l'algorithme de Programmation Dynamique*.

On rappelle que l'algorithme est basé sur la reconstruction récursive de la matrice P (dans le cas où toutes les charges ont la même priorité) ou de la matrice V (si les charges n'ont pas la même priorité). La taille de ces matrices, avec une précision de calcul de 0.01 MW, est :

$$(N + 1) \times (P_{max} + 1) = (81 + 1) \times (2.4 \times 100 + 1) = 19762 \text{ (éléments)}$$

Nous obtenons une solution optimale qui donne un volume maximal de charges réalimentées de 2.39 MW.

En outre de cette solution optimale, on dispose également de l'ensemble des résultats intermédiaires stockés dans les matrices P, V et U dont le nombre de solutions possibles s'élève à 19762 solutions.

- Sachant que l'algorithme de Programmation Dynamique ne permet que de définir la forme de la zone réalimentée à partir des GED présentes dans ce départ, il faut, ensuite, appliquer *l'Analyse de l'Arbre Arborescente*, pour déterminer le nombre et l'emplacement des IMT qui sont utilisés.

L'application de l'algorithme d'*Analyse de l'Arbre Arborescente* à toutes des solutions intermédiaires (19762 solutions) précédemment fournies par l'algorithme de Programmation Dynamique nous donne une vue globale sur l'espace des solutions possibles montré dans la figure 4 - 31. Sur cette figure, on voit que chaque point représente une combinaison (compromis): un volume de charges réalimentées V - nombre et emplacement

des IMT qui sont utilisés afin que les GED puissent réalimenter le volume V. Les meilleures solutions en terme du volume de charges réalimentées forment une courbe des meilleurs compromis.

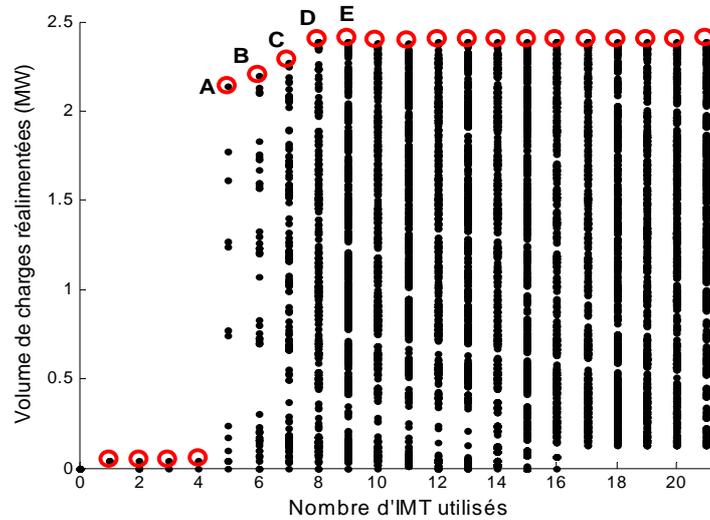


Figure 4 - 31. Les solutions possibles pour le départ D6

- En considérant cette courbe des meilleurs compromis, on remarque 5 combinaisons qui semblent les plus avantageuses : les points A, B, C, D, E.

Point	Nombre d'IMT	Charge maximale alimentée	Nombre de chemins possible d'envoi de l'énergie	Localisation optimale (notée selon la numérotation des branches figure 4 - 30)
A	5	2.14 MW	1	6_34_39_41_43
B	6	2.2 MW	1	10_34_39_41_44_45
C	7	2.27 MW	1	29_34_39_41_45_46_47
D	8	2.39 MW	3	3_29_34_39_41_46_47_48
				3_12_29_34_39_41_47_48
				34_35_39_41_45_52_53_54
E	9	2.39 MW	3	3_12_29_34_39_41_48_49_50
				34_35_39_41_45_53_54_55_56
				34_35_39_41_45_54_55_56_57

Tableau 4 - 4. Tableau récapitulatif sur la recherche de la meilleur compromis

Note : Dans ce tableau, il aurait fallu mettre la localisation des IMT sous forme d'un vecteur binaire composé de 81 éléments valant 0 ou 1 (1 où il faut mettre un IMT et 0 où non). Comme une telle présentation n'est pas envisageable par soucis de clarté, la localisation des IMT est donc présentée par l'indice du placement d'IMT. Par exemple, si l'on met 10, cela veut dire qu'il faut mettre un IMT au tronçon numéroté 10 dans la figure 4 - 30 et «1» au dixième élément du vecteur de localisation des IMT.

On voit que la solution D est meilleure que la solution E (même volume de charges réalimentées mais le nombre d'IMT du point D est de 8 tandis que celui du point E est de 9). Par contre, il est difficile de déterminer quelle est la solution la meilleure parmi les solutions A, B, C et D (moins de charges réalimentées mais un à trois IMT en moins). Si on privilégie le critère du volume de charges réalimentées, la solution D est la meilleure. Sinon, le preneur de décision va choisir une solution qui lui convient le plus en fonction d'autres critères spécifiques (contraintes budgétaires, par exemple).

(b). Résolution du Problème 2

Pour chaque mode d'opération, en appliquant la résolution du Problème 1, nous obtenons une courbe des meilleures combinaisons représentant la relation entre le total de charges réalimentées et le nombre d'IMT utilisés. On obtient finalement, pour 15 modes d'opération que le départ étudié doit satisfaire, 15 courbes des meilleurs compromis. Les 5 courbes correspondant aux modes numérotés 3, 6, 9, 12, et 15 (états de charges de 100%) sont données sur la figure 4 - 32.

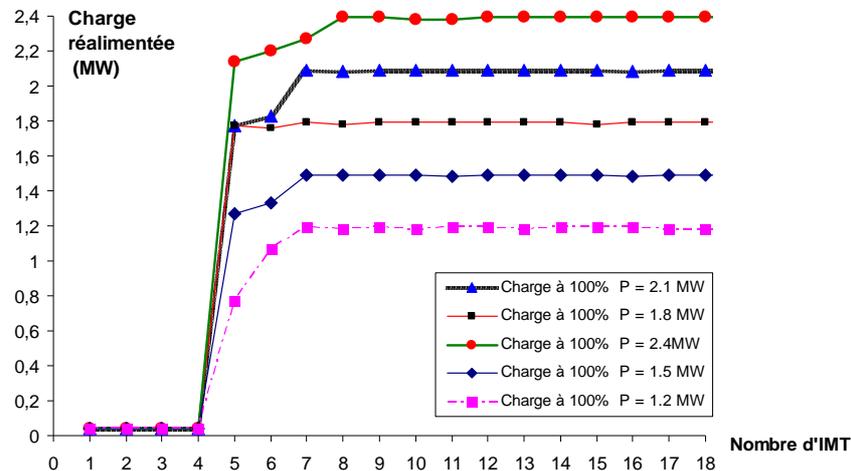


Figure 4 - 32. Récapitulatif des courbes des meilleurs compromis correspondant à 15 modes d'opération considérés

En considérant ces résultats, nous avons choisi les meilleures combinaisons suivantes en privilégiant le critère de maximisation du volume de charges réalimentées :

Mode	Description		p_h (%)	Charges réalimentées (MW)	Nombre d'IMT choisi	Localisation des IMT choisis
	Etat de production	Etat de charges				
1	4 GED non	Charge 50%	$1.875 \cdot 10^{-4}$	1.19	7	20_34_35_39_41_42_43
2	black-start	Charge 70%	$2.500 \cdot 10^{-4}$	1.19	5	5_25_34_44_45
3	indisponibles	Charge 100%	$1.875 \cdot 10^{-4}$	1.19	7	2_34_35_39_41_42_43
4	3 GED non	Charge 50%	$3.563 \cdot 10^{-3}$	1.49	6	2_19_34_39_41_42
5	black-start	Charge 70%	$4.750 \cdot 10^{-3}$	1.49	5	2_5_22_25_43
6	indisponibles	Charge 100%	$3.563 \cdot 10^{-3}$	1.49	7	2_19_34_39_41_42_43
7	2 GED non	Charge 50%	$6.769 \cdot 10^{-2}$	1.77	5	34_35_39_41_43
8	black-start	Charge 70%	$9.025 \cdot 10^{-2}$	1.72	5	6_23_25_47_48
9	indisponibles	Charge 100%	$6.769 \cdot 10^{-2}$	1.77	5	34_35_39_41_43
10	1 GED non	Charge 50%	1.286	2.01	7	2_34_35_39_41_42_43
11	black-start	Charge 70%	1.715	1.96	7	25_34_35_39_41_43
12	indisponibles	Charge 100%	1.286	2.09	7	2_5_22_25_43_47_48
13	Tous les GED disponibles	Charge 50%	24,44	2.39	8	3_12_29_34_39_41_47_48
14		Charge 70%	32.58	2.39	10	3_12_29_34_39_41_43_48_49_50
15		Charge 100%	24.44	2.39	8	2_19_34_39_41_42_43_48

Tableau 4 - 5: Choix du nombre et de l'emplacement pour les 15 modes d'opération en considération

A cette étape, nous avons donc suffisamment de données pour appliquer la résolution du Problème 2. On rappelle que l'objectif du Problème 2 est de minimiser le nombre d'IMT à installer en assurant que

les IMT utilisés satisferont au maximum de modes d'opération du réseau donnés dans le tableau 4 - 5 et privilégieront les modes les plus fréquents.

Suivons les démarches décrites basées sur la programmation interactive 0-1 multi-objectifs et l'algorithme génétique présentés dans le paragraphe 3.3.2 au chapitre 3:

- Normaliser les fonctions objectif et calculer leurs bornes supérieure et inférieure.

Notons w_1 la fonction objectif de maximisation des charges réalimentées ; w_2 la minimisation du nombre d'IMT utilisés.

$w_1^{max} = 0$ où aucun mode n'est satisfait;

$w_1^{min} = - \sum_1^{15} V_h \cdot p_h = - 22.8119$, où tous les modes d'opération sont satisfaits

$w_2^{max} = 81$ s'il y a un IMT à chaque tronçon ;

$w_2^{min} = 0$ lorsqu'il y a aucun IMT

- Choisir les valeurs de référence $\bar{\mu}_i$, résoudre le problème par l'algorithme génétique et ajuster les valeurs de référence si nécessaire.

Afin de mieux comprendre l'interaction entre ces deux objectifs, on affecte dans un premier temps les valeurs de référence $\bar{\mu}_1 = 1$ et $\bar{\mu}_2 = 0$ afin de considérer seulement l'objectif de maximiser le volume de charges. Ensuite, si l'on accorde ces deux objectifs avec la même priorité $\bar{\mu}_i = 1$, les résultats de ces deux cas donnent un nombre d'IMT assez grand. (Tableau 4 - 6). Si on veut privilégier l'objectif de minimiser le nombre d'IMT, on essaye donc de diminuer $\bar{\mu}_1$ en gardant $\bar{\mu}_2 = 1$

- Après un certain nombre d'essais, on obtient le processus interactif récapitulé dans le tableau 4 - 6.

Solution	Interaction	μ_1	μ_2	Placement d'IMT	Nombre d'IMT
1	$\bar{\mu}_1 = 1, \bar{\mu}_2 = 0$	0.1143	0	2_5_9_19_25_34_35_39_41_43_47_48	12
2	$\bar{\mu}_1 = 1, \bar{\mu}_2 = 1$	0.092	0.0425	3_11_34_35_39_41_43_52_53_54	10
3	$\bar{\mu}_1 = 0.9, \bar{\mu}_2 = 1$	0.0602	0.387	2_19_34_35_39_41_42_43_47_48	10
4	$\bar{\mu}_1 = 0.7, \bar{\mu}_2 = 1$	0.0457	0.5833	5_19_25_34_35_39_41_42_43	9
5	$\bar{\mu}_1 = 0.5, \bar{\mu}_2 = 1$	0.0686	0.0833	2_19_34_39_41_42_43_48	8
6	$\bar{\mu}_1 = 0.8, \bar{\mu}_2 = 0.95$	0.0571	0.3333	2_5_22_25_43_47_48	7
7	$\bar{\mu}_1 = 0.65, \bar{\mu}_2 = 0.95$	0.034	0.488	11_29_32_33_39_45_52_53_54	9
8	$\bar{\mu}_1 = 0.5, \bar{\mu}_2 = 0.95$	0.028	0.66	2_19_25_34_35_39_41_42_43	9
9	$\bar{\mu}_1 = 0.4, \bar{\mu}_2 = 0.95$	0.0161	0.968	3_12_29_34_39_41_47_48	8
10	$\bar{\mu}_1 = 0.3, \bar{\mu}_2 = 0.95$	0.0275	0.812	5_19_22_25_25_34_35_39	8

Tableau 4 - 6. Processus interactif

La relation entre ces deux fonctions objectif est présentée dans la figure 4 - 33. Sur cette présentation, le preneur de décision peut choisir la « meilleure solution » selon ses propres critères en privilégiant l'objectif du nombre d'IMT ($\bar{\mu}_2$) ou l'objectif du volume de charges réalimentées dans les modes d'opération les plus fréquents ($\bar{\mu}_1$).

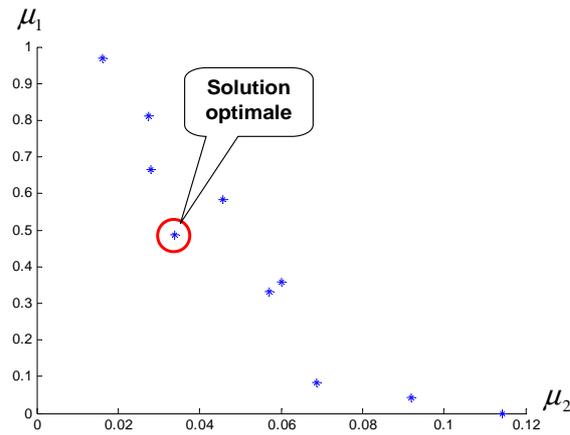


Figure 4 - 33. Relation entre les deux fonctions objectif

Si l'on choisit la septième solution comme étant la meilleure, par exemple, elle réclame de mettre en place 9 IMT aux tronçons indiqués à la figure 4 - 34. En contrepartie, dans tous les modes d'opération du réseau considéré, cette solution permet, en cas de problème, de réalimenter les charges dont la totalité est présentée dans le tableau 4 - 7.

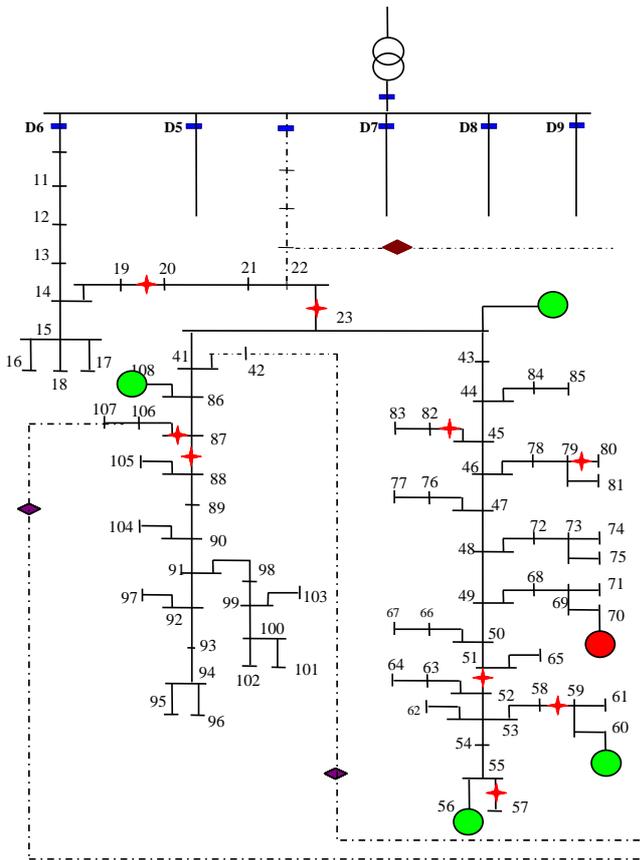


Figure 4 - 34. Solution optimale pour l'optimisation du nombre et du placement des IMT du départ D6

Mode	Description P (MW)	Charges réalimentées maximales
1	Charge 50% ; P = 1.2	1.19 MW
2	Charge 70% ; P = 1.2	0.78 MW
3	Charge 100% ; P = 1.2	1.19 MW
4	Charge 50% ; P = 1.5	1.49 MW
5	Charge 70% ; P = 1.5	1.15 MW
6	Charge 100% ; P = 1.5	1.49 MW
7	Charge 50% ; P = 1.8	1.27 MW
8	Charge 70% ; P = 1.8	1.72 MW
9	Charge 100% ; P = 1.8	1.72 MW
10	Charge 50% ; P = 2.1	1.86 MW
11	Charge 70% ; P = 2.1	1.72 MW
12	Charge 100% ; P = 2.1	1.86 MW
13	Charge 50% ; P = 2.4	2.35 MW
14	Charge 70% ; P = 2.4	2.35 MW
15	Charge 100% ; P = 2.4	2.39 MW

Tableau 4 - 7. Volume de charges réalimentées pour chaque mode d'opération en utilisant les IMT localisés dans la figure 4 - 34.

✚ Optimisation du nombre et du placement des IMT sur les deux postes sources PS1 et PS2

Nous avons pris le départ PS1 - D6 comme exemple de démonstration pour le problème d'optimisation du nombre et de l'emplacement des IMT dans un réseau de distribution. Le même processus a été fait sur les autres départs des deux postes sources. Ceci donne les résultats récapitulés dans le tableau 4 - 8. Dans ce tableau, le placement d'un IMT est présenté par les deux nœuds d'extrémité de la ligne où l'IMT se situe.

Poste source	Départ	Taux de pénétration de GED par départ	Capacité black-start	Nombre d'IMT	Description
<i>PS 2</i>	D1	38.9%	Oui	2	2 IMT existants à l'origine : (B5-B6), (B8-B9),
	D2	0	Non	0	0 IMT existant à l'origine
	D3	133.3%	Non	1	1 IMT existant à l'origine (B32-B33)
	D4	29.6%	Non	-	1 IMT existant à l'origine: (B41-B42)
	D10	44.6%	Oui	2	0 IMT existant à l'origine 2 IMT à ajouter : (B53-B54), (B48-B49)
<i>PS 1</i>	D6	55.7%	Oui	9	3 IMT existants à l'origine: (B51-B52), (B22-B23), (B87-B88) 6 IMT à ajouter : (B20-B19), (B45-B82), (B58-B59), (B79-B80), (B55-B57), (B87-B106)
	D7	0%	Non	-	3 IMT existants à l'origine: (B117-B121), (B123-B124), (B127-B129)
	D81	460.5%	Oui	3	1 IMT existant à l'origine : (B152-B163), 2 IMT à ajouter : (B151-B152), (B165-B165)
	D82	161.64 %	Oui	1	0 IMT existant à l'origine 1 IMT à ajouter : (B186-B187)
	D9	96.7%	Oui	10	3 IMT existants à l'origine : (B278-B221), (B234-B238), (B243-B244) 7 IMT à ajouter (B205-B218), (B206-B212), (B222-B74), (B223-B224), (B223-B232), (B247-B254), (B247-B48)
	D5	52.14%	Non	-	1 IMT existant à l'origine: (B30-B31)

Tableau 4 - 8. Nombre et placement optimal des IMT sur les réseaux de distribution test

3.2.2. La stratégie «Deep Build Together »

Au cours de la validation de cette stratégie, les résultats obtenus sont présentés comme si nous étions en situation « réelle », c'est-à-dire comme si le système de téléconduite proposé sur la figure 3 - 46 était réellement mis en œuvre sur le réseau considéré.

✚ Etape 1 : Formation des cellules du réseau de distribution à base de GED

En référence au paragraphe 3.2.2 du chapitre 2 sur les méthodes proposées pour le processus de reconstitution du réseau « de la distribution vers le transport », nous nous intéressons dans cette étape à la recherche des séquences d'opérations optimales des IMT dans le réseau afin de former des cellules réalimentées par les GED.

(a). Formation de la cellule du réseau du départ PS1 - D6:

Considérons l'exemple du départ PS1 - D6 avec la topologie, la localisation des GED et l'emplacement des IMT précédemment présentés. L'application de la méthode PSE nous propose une séquence d'opération des IMT : **B51 - B52, B45 - B82, B58 - B59, B55 - B57, B22 - B23, B87 - B106**. La séquence d'action suivante est en validation par les simulations dynamiques sous EUROSTAG:

- t = t₀ = 600s : Redémarrer la GED black-start et la synchroniser avec les GED non black-start connectées aux noeuds B23 et B108
- t = 720s : Fermer la ligne B51 - B52, Remettre le nœud B56 sous tension
- t = 900s : Intégrer la GED connectée au noeud B56 au réseau
- t = 1020s : Fermer la ligne B45 - B82
- t = 1120s : Fermer la ligne B58 - B59, Remettre le nœud B60 sous tension
- t = 1440s : Intégrer la GED connectée au noeud B60 au réseau
- t = 1560s : Fermer la ligne B55 - B57
- t = 1680s : Fermer la ligne B22 - B23
- t = 1800s : Fermer la ligne B87 - B106

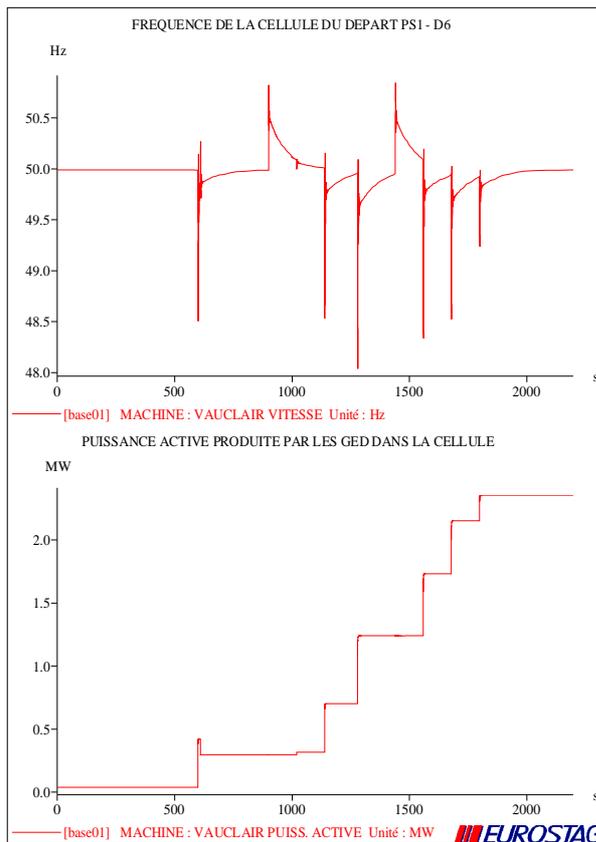


Figure 4 - 35. Variation de fréquence dans la cellule PS1 - D6 (figure en haut)

Figure 4 - 36. Puissance produite par GED dans la cellule PS1 - D6 (figure en bas)

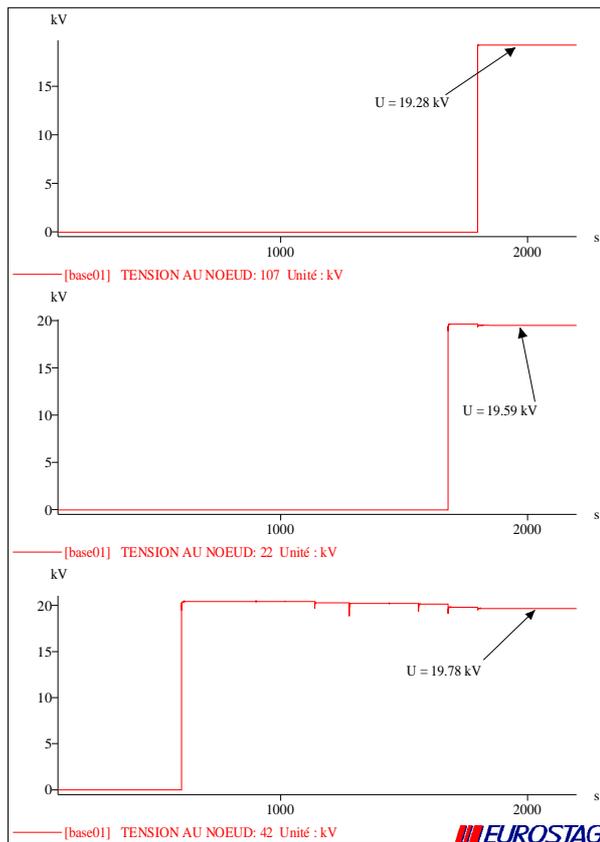


Figure 4 - 37. Tension au point d'interconnexion (avec PS1 - D9 : nœud B107, avec PS2 - D10 : nœud B22, avec PS1 - D5 : nœud B42)

On obtient finalement une cellule de réseau dont le volume de charges réalimentées est de 2.39 MW, disposant d'une GED avec la capacité black-start et de 4 GED non black-start. La variation de fréquence pendant le processus ainsi que le total de puissance active produite par les GED sont donnés sur les figures 4 - 35 et 4 - 36. Ces résultats ont montré que les contraintes dynamiques des GED (en terme de tenue en fréquence) sont satisfaites car la fréquence de la cellule respecte bien la plage limitée et, après la formation, la cellule est stable.

Cette cellule a également l'accès à 3 IMTNO (avec deux départs sous le même poste source PS1 : PS1 - D9 et PS1 - D5 ; et avec un départ du poste source adjacent PS1 - D10). Ceci va lui permet d'avoir des possibilités d'expansion des zones réalimentées dans les étapes suivantes.

(b). Formation des cellules du réseau dans les deux postes sources en étude:

En appliquant le même processus aux autres départs des deux postes sources étudiés, nous obtenons enfin 6 cellules différentes. D'ailleurs, avec l'hypothèse que le processus de formation des cellules est contrôlé par l'Agent Coordinateur de Cellule du Réseau à base de SMA (cf. section 4 du chapitre 3), à la fin de cette étape, voici le rapport final du processus de formation.

Données des départs				Rapports du processus de formation des cellules							
#	Départ	Puissance nominale (MW)		Total de puissance injectée (MW)	Etat de charges (MW)		IMTNO entre les départs			f (Hz)	durée (min)
		Black -start	Non black -start		Charges réalimentées	Charges dans le « noir »	Accès à IMTNO	U (kV)	θ (°)		
#1	D1	1.3	0.6+ 0.4	0	0	5.9	-	-	-	-	-
#2	D2	-	-			2.7	-	-	-	-	-
#3	D3	2.5	0.3	2.1	2.1	0	D10			50	10
#4	D4	-	0.5 + 0.3	0	0	2.7	-	-	-	-	-
#5	D10	6.27	-	3.271	3.271	10.778	D6	20.05	15°	50	10
PS 2		12.17			5.371	22.078					
#6	D6	1.2	4 x 0.3	2.4	2.39	2.988	D5	19.78	11°	50	30
							D10	19.59	17°		
							D9	19.28	17°		
#7	D7	-	0.3	0	0	1.1	-	-	-	-	-
#8	D81	1.2	3 x 0.3	0.456	0.456	0	D82	20.26	7°	50	10
#9	D82	3	-	1.856	1.856	0	D81	20.25	9°	50	10
#10	D9	3	4 x 0.3	2.174	2.174	3.1	D6	20.5	11°	50	30
#11	D5	-	0.3		0	0.65	D6	-	-	-	-
PS 1		10.5			6.876	7.838					
Total		22.67			12.247	29.916					

Tableau 4 - 9. Résultats de la formation des cellules du réseau de distribution

A la fin de l'étape de formation des cellules, le volume total de charges réalimentées dans ces deux postes sources atteint 12.247 MW, soit près de 30% des consommations dans ces réseaux. Les cellules sont stables et prêtes à passer à étape suivante.

Étape 2 : Expansion des zones synchronisées

Cette étape consiste à synchroniser les différentes cellules formées dans l'étape 1 afin d'obtenir des zones synchronisées aussi larges que possible.

Sachant que pour pouvoir interconnecter deux zones synchronisées différentes, il faut assurer trois conditions importantes que nous avons mentionnées dans les équations (2-15), (2-16) et (2-17) concernant la limite de la différence de fréquence de deux zones, de tension et déphasage entre deux bouts de la lignes d'interconnexion, respectivement. Dans le rapport final du processus de la formation des cellules (tableau 4 - 9), en fonction de la disponibilité des IMTNO, plusieurs possibilités de d'interconnecter des cellules sont présentées :

- entre les départs : PS1 - D6, PS1 - D9 et PS2 - D10
- entre les départs PS1 - D81 et PS1 - D82

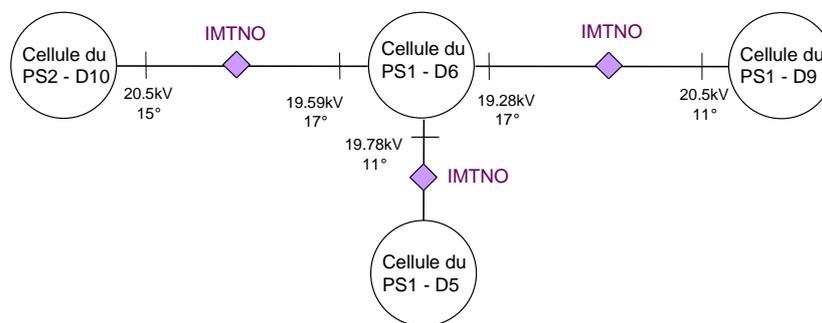


Figure 4 - 38 : Liens entre le PS1 - D6 et les autres départs

Nous n'avons pas de difficulté pour synchroniser le PS1 - D81 et le PS1 - D82.

Par contre, en considérant le départ D6, on remarque un grand écart de tension entre les deux extrémités de la ligne d'interconnexion de PS1 - D6 et PS1 - D9 :

$$\Delta U = 20.5 - 19.28 = 1.22 \text{ kV} > 5\% U_{\text{nom}} = 1 \text{ kV}$$

Cet écart de tension dépasse la limite acceptée. Un processus d'ajustement de tension dans les deux cellules PS1 - D6 et PS1 - D9 a été réalisé de telle façon à :

- diminuer la tension de consigne des générateurs de la cellule PS1 - D9
- augmenter la tension de consigne des générateurs de la cellule PS1 - D6

En procédant aux modifications de tension de consigne et en effectuant des calculs de répartition de charge sur les cellules des départs PS1 - D6 et PS1 - D9, voici leurs différentes propositions:

	U _{0 GED}	ligne D6-D5		ligne D6-D10		ligne D6-D9	
		U	θ	U	θ	U	θ
#1	20.05	19.78	11°	19.59	17°	19.28	17°
#2	20.15	19.8	11°	19.61	18°	19.3	18°
#3	20.25	20.07	7°	19.7	13°	19.7	15°
#4	20.5	20.27	12°	20.11	12°	20.05	16°

Tableau 4 - 10. Les propositions d'ajustement de tension du côté PS1 - D6

	$U_{0 \text{ GED } 1}$	$U_{0 \text{ GED } 2}$	ligne D9-D6	
			U	θ
#1	20.5	20.0	20.5	11°
#2	20.0	20	19.8	15°
#3	20.0	19.5	19.4	17°

Tableau 4 - 11. Les propositions d'ajustement de tension du côté PS1 - D9

La solution acceptée par les deux cellules est la #3 de la PS1 - D6 et #2 de la PS1 - D9.

Après avoir résolu le problème de ce grand écart de tension, nous n'avons pas de problème particulier lié à l'écart de fréquence et de phase entre ces cellules, elles peuvent donc être directement synchronisées entre elles.

A cette fin, tableau 4 - 12 présente le rapport final du processus de formation des regroupements des cellules dans les deux postes sources en étude :

Contenu du rapport	Regroupement des cellules		
	#1	#2	#3
Participants au regroupement	PS1-D6, PS1-D9, PS1-D5 et PS2-D10	PS1-D81, PS1-D82	PS2-D3
Total de production installée (MW)	13.47	5.1	2.1
Total de puissance injectée (MW)	7.835	2.312	2.1
Volume total des charges réalimentées (MW)	7.835	2.312	2.1
Volume total des charges non réalimentées (MW)	17.516	3.1	0
Fréquence actuelle (Hz)	50	50	50
Durée du processus de formation et d'expansion (min)	40	25	10

Tableau 4 - 12. La formation des regroupements des cellules du réseau

Etape 3: Synchronisation avec le réseau en amont

(a). Expansion des zones réalimentées:

L'interconnexion mutuelle des cellules du réseau permet de regrouper les cellules formées afin de former des zones synchronisées plus étendues en réduisant le nombre des zones à surveiller. Comme l'a montré le tableau 4 - 12, à la fin de l'étape de formation des regroupements des cellules, nous avons réussi à réalimenter 12.247 MW sur trois zones synchronisées indépendantes. Pourtant, sur l'ensemble des deux postes sources étudiés, il reste encore 29.916 MW non réalimentés (cf. Tableau 4 - 9). Or, les productions de GED, dont la totalité de puissance installée est de 22.67 MW, ne sont pas tout sollicitées.

L'idée de cette troisième étape est de chercher des séquences d'opérations optimales des IMT au niveau des réseaux sous les deux postes sources afin de récupérer davantage de charges.

La figure 4 - 39 décrit l'évolution des charges dans les deux postes sources en considération jusqu'à cette étape. On observe que le regroupement des producteurs permet de récupérer un surplus de charges de 1.236 MW pendant ce processus d'expansion.

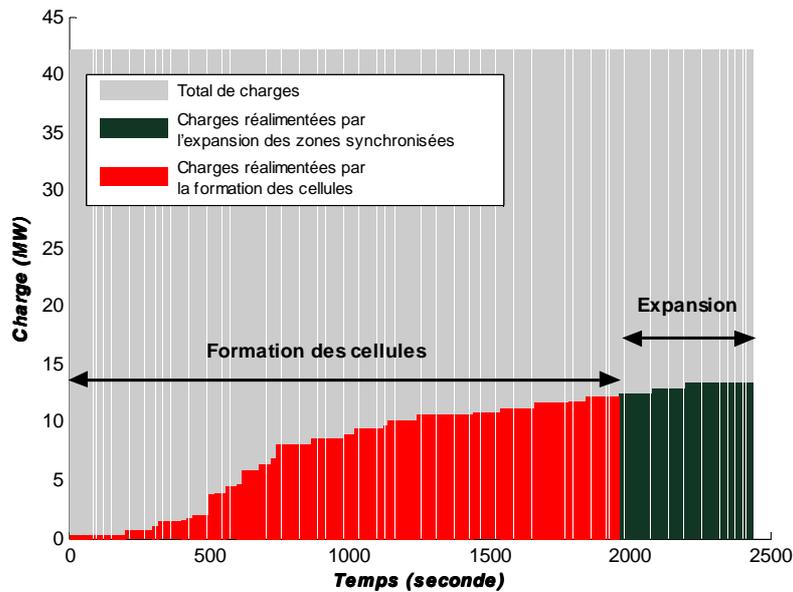


Figure 4 - 39 : Evolution des charges réalimentées dans les réseaux à l'aide des GED

A cette étape, le processus de reconstitution du système dans le sens ascendant touche à sa fin. Les réseaux sont stabilisés, le maximum de charges que les GED peuvent réalimenter est atteint. Il faut ensuite attendre que le réseau au niveau supérieur soit rétabli pour pouvoir reconnecter toutes les autres charges et revenir à l'état normal.

(b). *Intégration du processus « de la distribution vers le transport » dans le plan de défense actuel du système:*

Dans le scénario 1 (cas de référence), le plan de défense actuel appliqué au réseau de transport en étude a été présenté. On suppose d'avoir un taux de pénétration de GED au réseau (5% par exemple) connectées à différents endroits du système et qu'elles sont toutes sollicitées pour participer au processus de reconstitution du système. Plusieurs situations sont possibles :

- Si des GED sont raccordées aux réseaux de distribution qui sont connectés aux nœuds B23, B21 ou B20, le processus ascendant à l'aide des GED doit être bloqué, car ces charges sont considérées comme particulièrement critiques afin de stabiliser le réseau de transport.
- Si des GED sont raccordées aux réseaux de distribution qui sont connectés aux nœuds B15, B16 ou B24, les apports des GED sont très positifs. Dans le cas référence, les charges aux nœuds B15, B16 et B24 n'ont été réalimentées qu'après 333, 305 et 377 minutes, respectivement. Or, dans le cas du processus avec 5% de participation de GED, comme le montre la figure 4 - 41, on comptabilise que 12%, 11,7% et 12,5% de charges aux nœuds B15, B16 et B24 sont reconstituées dans environ 35 minutes après le black-out.

L'intégration du processus ascendant dans ce cas permet donc de réalimenter une partie des charges plus tôt en particulier les charges prioritaires qui ont été prises en compte dans les méthodes d'optimisation proposées.

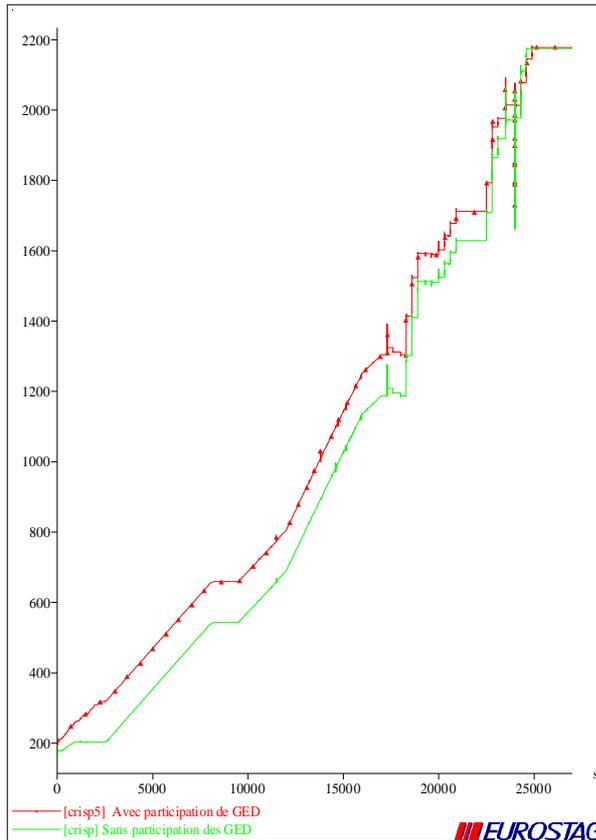


Figure 4 - 40. Evolution des charges réalimentées pendant le processus de reconstitution du système sans et avec participation des GED (taux de pénétration de 5%)

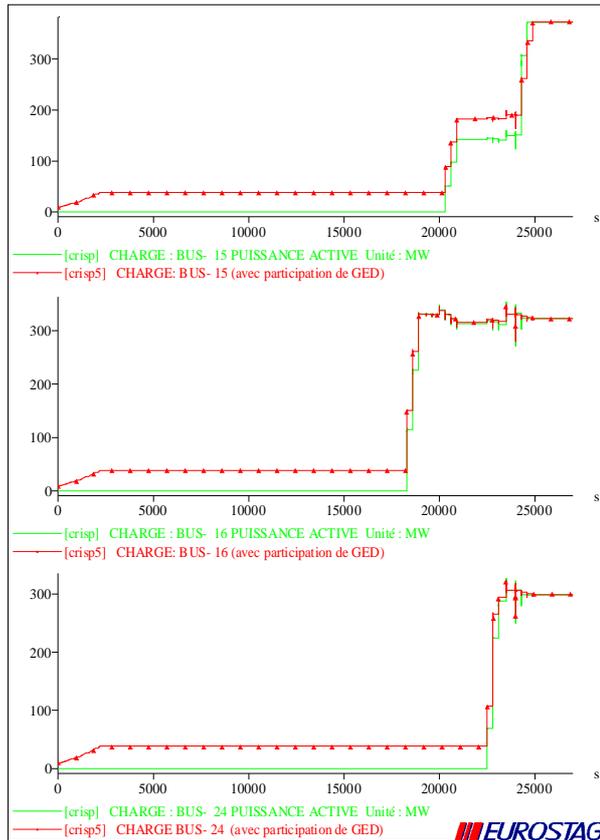


Figure 4 - 41. Evolution de :
 - charges connectées au nœud B15 (figure en haut)
 - charges connectées au nœud B16 (figure au milieu)
 - charges connectées au nœud B24 (figure en bas)

3.3. Comparaison des deux stratégies de reconstruction du système

Les deux stratégies de reconstitution du système suite à un black-out ont été mises en simulation. Durant les processus, différentes contraintes typiques caractérisées de chaque stratégie ont été traitées. Ce paragraphe consiste à comparer les deux stratégies ci-dessus présentées et à quantifier les bénéfices de la participation des GED pendant le processus de reconstruction du système.

Sur le plan technique de reconstruction du système, la stratégie « Deep Build Together », appliquée dans l'exemple étudié, comporte les caractéristiques du plan de défense actuellement connu telles que : problème de l'intervalle critique de démarrage des générateurs de type thermique, problèmes de limites de la capacité d'absorber le réactif produit par le réseau aux premiers pas du processus, problèmes de surtensions et de tension basses liés aux lignes de transport longues, problèmes de coordination de contrôle à l'intérieur d'une zone et dans l'ensemble du réseau. Elle contient également des nouvelles particularités qui sont caractérisées par :

- les caractéristiques des GED
- le processus hybride de reconfiguration et reconstitution du réseau de distribution. C'est un concept d'opération tout à fait nouveau pour le réseau de distribution qui nécessite, d'une part des renforcements au niveau des équipements des moyens de télécommande et de télécontrôle, et d'autre part, de nouvelles procédures de téléconduite à établir

Malgré sa complexité, la stratégie « Deep Build Together » apportent les intérêts dont les bénéficiaires se trouvent des deux côtés : *clients* et *fournisseurs d'énergie*.

Nous avons fait une étude paramétrique sur la quantification d'utilisation des GED en fonction du taux de participation des GED (0%, 5%, 10%, 15% et 20% de la charge du transport) dans le processus de reconstruction appliqué au réseau étudié. La figure 4 - 42 présente l'évolution des charges réalimentées pendant le processus et la figure 4 - 43 détaille l'évolution des charges aux endroits où les GED sont connectées. Pour la clarté des figures, on ne présente que les cas où le taux de participation est de 0%, 10% et 20%.

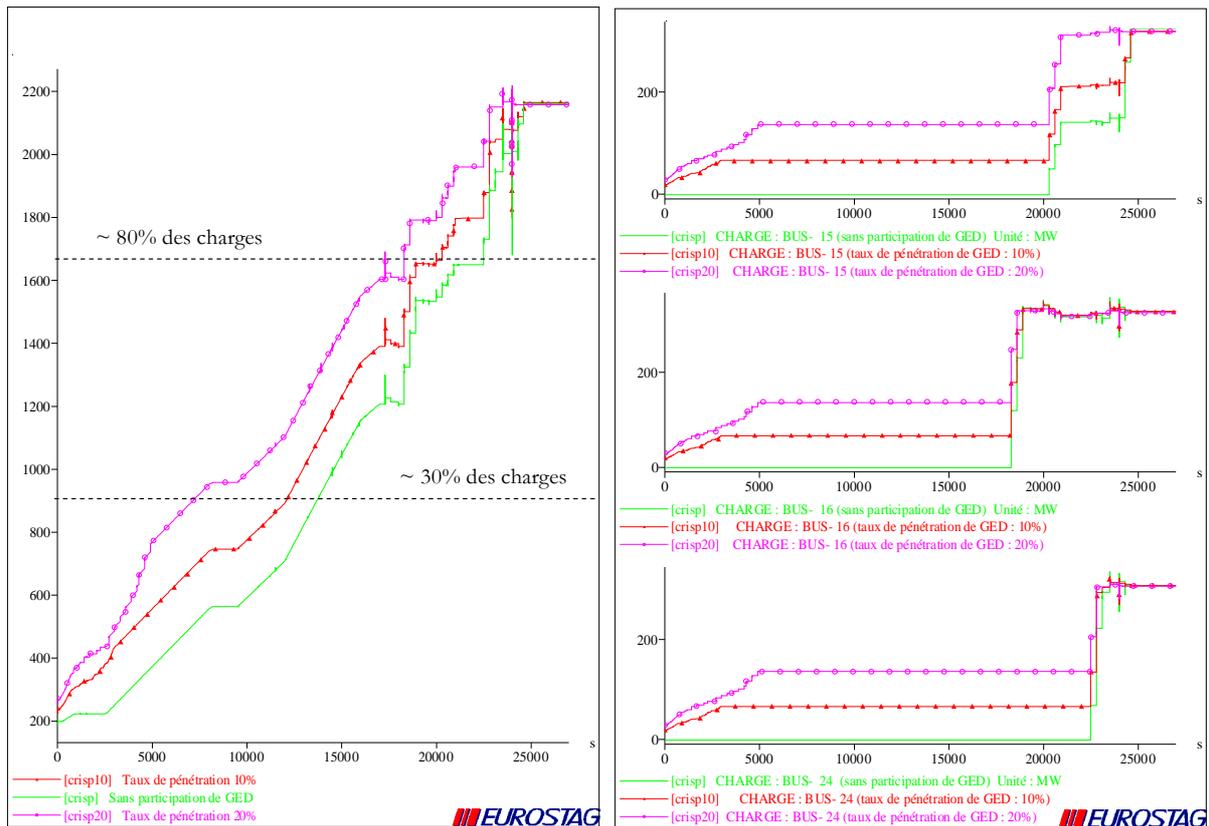


Figure 4 - 42. Evolution des charges réalimentées pendant le processus de reconstitution du système sans et avec participation des GED

Figure 4 - 43. Evolution de :
 - charges connectées au nœud B15 (figure en haut)
 - charges connectées au nœud B16 (figure au milieu)
 - charges connectées au nœud B24 (figure en bas)

- **Du point de vue des clients :** Grâce au processus mené aux réseaux de distribution à l'aide des GED (qui prend visiblement moins de temps par rapport à celui du réseau du transport), beaucoup de clients qui sont connectés au réseau (ici, aux nœuds B15, B16 et B24) sont réalimentés plus tôt.

D'ailleurs, on remarque des modifications à apporter pendant la procédure de reconstruction à partir du cas de 20% de participation de GED. En effet, comme nous l'avons mentionné dans le cas référence (cf. scénario 1), on n'a pu réalimenter que 3 paliers de 50 MW des charges connectées au nœud B15 avant la connexion de la ligne B16 - B24 et l'alimentation des charges au nœud B24 ; le reste des charges en B15 a été réalimenté après la synchronisation des deux zones (GEN 4 - GEN 5) et (GEN 6 - GEN 7). Or, avec 20% de participation des GED, la totalité de ces charges peuvent être réalimentés 67 minutes en avance par rapport au cas de référence (avant même la synchronisation des deux sous réseaux).

- **Du point de vue du système** : La participation des GED permet de réduire les conséquences du black-out. Ceci s'exprime en terme du volume de charges réalimentées et de la durée de rupture d'électricité.

En considérant la figure 4 - 42, on observe que la courbe de l'évolution des charges réalimentées pendant le processus de reconstruction tend à se décaler vers le haut et à gauche si on augmente le taux de participation des GED. C'est-à-dire, plus le taux de participation des GED est grand, plus tôt on réalimentera un volume de charges significatif. Dans le cas de 20% de participation, on réussit à récupérer environ 30% de charges en 71 minutes au lieu de 183 minutes dans le cas référence. (Tableau 4 - 13).

Pourtant, cet effet est plus visible au début du processus qu'à la suite. Car, dans la première période de la procédure, il faut surtout chercher à réintégrer les générateurs de type thermique (car ils sont normalement de très grande puissance) au réseau. Ceci est caractérisé par une longue attente avant que les générateurs thermiques soient disponibles. Les GED sont plus utiles dans cette situation grâce à leur dynamique, rapidité et flexibilité. Par contre, dans la seconde période et la fin du processus, lorsque les générateurs thermiques participent à la montée en charge, l'apport de puissance et d'énergie du réseau de transport est clairement plus important.

Charges réalimentées		Durée du processus de reconstitution				
en MW	en %	Sans participation des GED	Taux de pénétration de 5 %	Taux de pénétration de 10 %	Taux de pénétration de 15 %	Taux de pénétration de 20%
647.7	~ 30%	183 min	132 min	108 min	89 min	71 min
1727.2	~ 80%	377 min	375 min	338 min	312 min	308 min

Tableau 4 - 13 : Evolution des charges réalimentées dans le réseau à l'aide des GED

D'ailleurs, plus le taux de participation des GED évolue, plus la procédure de reconstruction du système risque d'être modifiée. En considérant le cas de 20% de participation de GED, on remarque que les charges connectées en B15 sont réalimentées plus tôt avant la synchronisation des deux sous réseaux. Cette dernière peut être avancée et le processus se termine donc plus tôt. Dans ce cas, on gagne environ 26 minutes de durée pour la reconstruction du système.

4. Conclusion

L'objectif de ce chapitre était de mettre en place la méthodologie de la gestion des situations critiques du réseau et les méthodes de résolutions proposées dans un exemple de validation. Deux stratégies de reconstruction du système (le cas du plan de défense actuel et la nouvelle procédure « Deep Build Together ») ont été mises en simulation. Une étude paramétrique a été réalisée afin de valider les deux principaux avantages d'utilisation des GED, tels que :

- La réalimentation beaucoup plus tôt de nombreuses charges, notamment les charges prioritaires
- L'accélération du processus de reprise du système

Les résultats ont également montré la faisabilité d'utilisation des GED dans les situations critiques. Ceci peut être servi comme une bonne appréciation pour l'insertion de fort taux de pénétration de GED dans les réseaux dans les années qui viennent.

En contrepartie, pour que cette méthodologie soit envisageable, des renforcements sur l'infrastructure des réseaux de distribution sont nécessaires. Un exemple d'étude sur le renforcement en terme de moyens de télécommande et de contrôle, en utilisant davantage d'IMT dont le nombre et l'emplacement sont optimisés a été réalisé.

L'aspect de la coordination de téléconduite du système électrique est très important. Celui dans le système intégré (transport et distribution) est d'autant plus important car le système se composera désormais d'un très grand nombre de cellules avec des localisations éventuellement éloignées géographiquement.

En outre, dans le cadre de ce travail, une l'interface graphique d'utilisateur facilitant le mécanisme d'optimisation et de supervision des réseaux de distribution a été aussi développée.

Conclusions générales - Perspectives

L'insertion à grande échelle de la production décentralisée dans les années à venir semble énergétiquement et économiquement intéressante. Cependant, sur le plan de l'exploitation des réseaux électriques, elle apporte un facteur de vulnérabilité supplémentaire, notamment dans les situations critiques. Par conséquent, les actions d'intervention du gestionnaire du réseau d'aujourd'hui n'incluent pas la participation des GED, voire l'évitent.

L'objectif de cette thèse était donc, partant des analyses des impacts des GED dans les réseaux électriques (transport et distribution) dans les situations critiques, de proposer une nouvelle méthodologie de gestion des situations critiques du système à fort taux de pénétration de production décentralisée. Ceci est un problème complexe à résoudre en considérant les infrastructures critiques du réseau de transport et la nouvelle stratégie d'exploitation de ces nouvelles sources d'énergie.

Une nouvelle méthodologie de gestion des situations critiques du système s'appuyant sur le concept d'îlotage intentionnel à multiples niveaux de tension à l'aide des GED a été donc proposée. Pour ce qui concerne le plan de reconstitution, nous avons montré que la participation des GED offre des solutions intéressantes qui peuvent apporter des gains non négligeables. L'idée développée est de faire participer les GED aux plans d'action du système électrique, ceci en cas de grande perturbation et même de black-out total, afin d'élargir l'utilisation de la production décentralisée non seulement en régime de fonctionnement normal mais aussi en régime perturbé.

Nous l'avons appelé **Deep Buid Together** pour considérer une reconstruction simultanée du système dans les deux sens descendant et ascendant : *du transport ver la distribution* et *de la distribution vers le transport*. Grâce à cela, lors d'un incident généralisé, beaucoup de clients seront réalimentés plus tôt (notamment les clients prioritaires) et la durée de la reconstitution du système sera réduite.

Une procédure de reconstitution du système intégré ainsi que la méthode d'optimisation PSE pour définir des séquences d'action ont été réalisées.

Par la suite, différents aspects techniques ont été analysés pour justifier la faisabilité de cette méthodologie. Cette étude de faisabilité a pris en compte :

- *des contraintes techniques liées aux caractéristiques dynamiques des GED avec leurs systèmes de régulation* : Les GED devront être un acteur principal du processus de reconstitution des réseaux de distribution et être capable de se redémarrer, de réalimenter une partie du réseau HTA, et d'assurer la tenue en fréquence et en tension dans la zone îlotée sous leur responsabilité. Il s'agit donc d'un nouveau mode d'exploitation des GED.
- *l'adaptation du système de protection des GED ainsi que du réseau de distribution*
- *la nécessité de renforcement de l'infrastructure des réseaux électriques* : Afin de rendre le système de distribution plus automatisé, plus flexible et de mieux profiter de la capacité des GED, nous avons proposé d'améliorer leur infrastructure en les équipant d'IMT supplémentaires dont le nombre et l'emplacement ont été optimisés en fonction :
 - du maximum de charges réalimentées
 - des charges prioritaires
 - du nombre d'IMT existant à l'origine
 - des probabilités d'occurrence des modes d'opération du réseau
 - de la flexibilité de reconfiguration du réseau
 - du budget du preneur de décision

Cette optimisation est basée sur la Théorie des Graphes, la Recherche Opérationnelle et divers algorithmes dont la Programmation Dynamique, l'Analyse de l'Arbre Arborescente, la Programmation Interactive 0-1 et l'Algorithme Génétique qui ont fait preuve de performance et d'efficacité. L'utilisation de ces méthodes de recherche déterministes et métaheuristiques à la fois nous a permis de développer un outil de calcul d'optimisation en assurant les contraintes techniques, fonctionnelles et économiques.

- *de la nécessité d'amélioration du système de téléconduite du système intégré* (transport et distribution) : Les nouvelles fonctions des réseaux de distribution imposent la conception d'une structure de coordination intelligente de contrôle et de commande du système intégré. Cette structure est construite sur la base d'une formation de groupements de systèmes d'agents intelligents, avec un protocole de communication hiérarchique.

Enfin, la méthodologie, l'analyse et les méthodes proposées ont été mises en simulation sur un réseau - test intégré (transport et distribution). Une comparaison paramétrique, en fonction du taux de participation de GED, entre la stratégie Deep Buid Together et celle qui est actuellement utilisée, a permis une première validation de cette nouvelle stratégie de gestion des situations critiques dans le système en présence de fort taux de pénétration de production décentralisée.

Les résultats obtenus à partir de cette étude pourront apporter certainement une bonne appréciation pour l'insertion massive des productions décentralisées dans le système électrique dans les années à venir.

L'étude sur les infrastructures critiques du réseau électrique de demain est un sujet complexe. Sur la base de la méthodologie proposée, plusieurs applications seront envisageables pour des travaux futurs.

Parmi ces applications, l'îlotage intentionnel à l'aide de GED pour soutenir le système en cas d'instabilité que nous avons mentionné dans le paragraphe 3.5 devrait être une piste de recherche ambitieuse.

D'ailleurs, quand la puissance produite par les GED deviendra significative par rapport à celle des productions centralisées, la participation des GED à d'autres services systèmes (réglage de tension, localisation de défauts, reconfiguration flexible des réseaux de distribution ...) sera de plus en plus souhaitable. Dans cette optique, une étude complète sur l'adaptation de l'infrastructure du système électrique actuel à des services apportés par les GED serait une nécessité.

Nous avons proposé, dans cette étude, une structure de coordination intelligente de contrôle et de commande destinée au service de gestion des situations critiques. Les simulations de validation sont présentées comme si cette structure était réellement mise en œuvre sur le réseau considéré. Il serait intéressant d'étudier plus en détail la modélisation de cette structure en tenant compte des processus de transmission des informations, des retards, des pertes, etc., afin de rendre l'implantation d'un tel système de coordination de téléconduite possible.

Ainsi, l'étude sur les nouveaux modes de téléconduite permettant d'intégrer davantage de services à base de GED pourra être un sujet intéressant dans l'avenir.

Références bibliographiques

- [ADI-1994] : M.M. Adibi, L.H. Fink, “Power System Restoration Planning”, IEEE Transactions on Power Systems Vol.9, No.1, February 1994
- [ADI-1999] : M.M. Adibi, D.P. Milanicz, “Estimation restoration duration”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14, No.4, August 1999.
- [ADN-1992]: C.J. Andrews, F. Arsanjani, M.W. Lanier, J.M. Miller, T.A. Volkmann, J. Wrubel. “Special Consideration in Power System Restoration”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.7, No.4, November 1992.
- [ADI-1999] : M.M. Adibi, R.W. Alexander, D.P Milanicz, “Energizing high and extra-high voltage lines during restoration”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14, No.3, August 1999.
- [AND-1977] : P..M. Anderson, A.A. Fouad, “Power System Control and Stability”. The Iowa State University Press, 1977.
- [AND-1993] : Andonov, Rumen, Raimbault, Frédéric, Quiton, Patrice, “Dynamic programming Paralled Implementations for the knapsack problem”, Rapport scientifique INRIA, 1993. Disponible en ligne <http://www.inria.fr/rrrt/rr-2037.html>
- [AGN-1996] : E. Agneholm “The Restoration Process following a major Breakdown in a Power System”, Technical Report N°230L, 1996.
- [AHM-2003] : S.S Ahmed, N.C. Chandra, A.B. Khairuddin, M.R.B.A Ghani et H.Ahmad, “A scheme for Controlled Islanding to Prevent Subsequent Blackout”. IEEE Transactions on Power System, Vol.18, No.1, February 2003.

- [ARR-2003] : Arrêté et ses annexes: “Prescriptions techniques de conception et fonctionnement pour le raccordement a un réseau publique de distribution d’une installation de production d’énergie électrique”. Ministère de l’économie des finances et de l’industrie, France, Mars 17, 2003. Source en ligne : <http://www.legifrance.gouv.fr>
- [BEL-1957] : R.E. Bellman, “Dynamic Programming”, Princeton University Press, Princeton, NJ, 1957.
- [BEL-2001] : R. Belhomme, Ph. Juston, P. Cholley, J.L. Fraisse, “Fonctionnement en régime îloté d’un réseau MT”. CIRED Conference, 2001.
- [BON-1993] : P.Bonard, “Réseaux d’interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement”. Document 4090. *Technique de l’ingénieur*. Traité Génie Electrique.
- [BON-2001] : M.P. Bongrain, J.L. Fraisse, “Connexion of EDF’s Remote Control System to Dispersed Generation Units”, CIRED International Congress on Electrical Distribution Conference , Amsterdam, The Netherlands, 18-21 June 2001,
- [CAI-2004] : R. Caire. “Gestion et Stratégies de conduite de la Production Décentralisée”, Thèse de Doctorat INP Grenoble, Avril 2004.
- [CAN-2000] : J.F. Canard. “Impact de la génération d’Energie Dispersée dans les réseaux de distribution”, Thèse de Doctorat INP Grenoble, Décembre 2000.
- [CLE-2000] : J.P Clerfeuille, S. Vitet, C. Lebrevelec. “Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs”. Document 4807. *Technique de l’ingénieur*. Traité Génie Electrique.
- [COR-2003] : S. Corsi, M. Pozzi, “A Multivariable New Control Solution for Increased Long Lines Voltage Restoration Stability During Black Startup”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, No.3, August 2003.
- [COU - 1993] : C. COUNAN, M. Trotignon, E. Corradi, G. Bortoni, M. Stubbe, J. Deuse. “Major incidents on French system: Potentiality and curative mesures studies”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, No.3, 1993.
- [EDF-2001] : EDF- GDF Service, “Protections des installations de production raccordées a un réseau de distribution”. Guide technique de la distribution d’électricité, Décembre 2001.
- [ENA-2004] : B. Enacheanu, “Faisabilité du fonctionnement en îlotage d’un réseau électrique de distribution”. Rapport de Master de Recherche de l’INP Grenoble, Juin 2004.
- [ENA-2005] : B. Enacheanu, M. Fontela, C. Andrieu, T.T.Ha Pham, A. Martin. “New Control Strategies to prevent black-out : Intentional Islanding Operation in Distribution Networks”. CIRED 18th Intenational Conference on Electricity Distribution. Turin, Italy. 6 - 9 Juin 2005.
- [ENE-2003] : Energy News, Source en ligne : http://marine.wartsila.com/docs/en/power/media_publications/energy_news/17/en_17.pdf
- [ETSO-2003] : Rapport ETSO, “Report on Renewable Energies”. Bruxelles, Décembre 2003.
- [EUR-2004] : “Manuel de l’utilisateur. Version 4.3”. EDF (Electricité de France) and Tractebel Energy Engineering, EUROSTAG software.
- [FIN-1995] : L.H. Fink, K.L. Liou, C.C. Liu “From Generic Restoration Actions to Specific Restoration Strategies”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No.2, May 1995.

- [FON-2002] : M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S. Bacha, N. Hadjsaid. “Distributed Generation as a means to increase system robustness”. Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 Projet Européen CRISP.
- [FON-2004] : M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, S. Bacha, N. Hadjsaid, Y. Besanger. “Limits of DG insersion in electrical power system”. CRIS2004. Securing Critical Infrastructures – 2nd Conference on Critical Infrastructures, Grenoble, France. October 2004
- [KET-2001] : A. Ketabi, “Une nouvelle approche pour la restauration d’un réseau électrique après un incident généralisé”, Thèse de Doctorat INP Grenoble, 2001.
- [KOR-2003] : G.N. Korres, et P.J. Katsikas, “A Hybrid Method for Observability Analysis Using a Reduced Network Graph Theory”, IEEE Transactions on Power System, Vol.18, No.1, February 2003.
- [KUN-1994] : P. Kundur. “Power System Stability and Control”, Edition McGraw - Hill, 1994. ISBN 0-07-035958-X
- [LA - 2001] : V.U. La, “Phan tich va dieu khien on dinh He thong Dien”. NXB Khoa hoc va Ky thuat. 2001
- [LAI-2001] : L.L. Lai. “Power System Restructuring and Deregulation. Training, Performance and Information Technology”. John Wiley & Son Ltd. 2001.
- [LER-2000] : K. Lerman , O.Shehory, “Coalition formation for Large scale Electronics Market”, Proceedings of Fourth International Conference on Multi Agent Systems, 2000.
- [LIN-1990] : R.R.Lindstrom, “Simulation and Field Test of the Black Start of a Large Coal - Fired Generation Station Utilizing Small Remote Hydro Generation”, IEEE Transactions on Power System, Vol.5, No.1, February 1990.
- [LIU-1993] : C.C.Liu, K.L.Liou, R.F.Chu, A.T.Holen. “Generation Capacity Dispatch for Bulk Power System Restoration. A Knowledge-Based”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, February 1993
- [MAR-2000] : S. Martello, D. Pisinger, P. Toth. “New trends in exact algorithms for 0-1 knapsack problem”. European journal of Operational Research 123 (2000) pg. 325-332.
- [MEK-2002] : K. Mekki, “Mesures synchronisées par GPS pour une meilleure stabilité des réseaux”, Thèse de Doctorat INP Grenoble, Mars 2002.
- [MON-2001] : J.A. Momoh, “Electric Power System Applications of Optimization”, Marcel Dekker, Inc. 2001.
- [MOR-1987] : G. Morin, “Service Restoration Following a Major Failure on the Hydro-Quebec Power System”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.2, No.2, April 1987
- [MOR-1999] : A.L. Morelato, A. Monticelli, “Heuristic search approach to distribution system restoration”, IEEE Transactions on Power Systems Vol.14, No.2, May 1999.
- [NAR-1997] : K. Nara, J. Hasegawa, “A new Flexible, Reliability and Intelligent Electrical Energy Delivery System”, Electrical Engineering in Japan, Vol.121, No.1, 1997
- [RTE-2002] : “Mémento de la Sûreté du Système électrique”. RTE, Edition 2004

- [PAP-1991] : M. Papadopoulos, P. Malatestas, N. Hatziaargyriou, "Simulation and Analysis of small and medium size power systems containing wind turbines", IEEE Transactions on Power System, Vol.6, No.4, November 1991.
- [PHA-2005] : T.T.Ha Pham, Y. Besanger and al. "A new restoration process in power system with large scale of dispersed generation", 2005/2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Dallas, Texas, United States of America. May 2006.
- [PHA-2006] : T.T.Ha Pham, Y. Bésanger, N. Hadsjaid, DL. Ha, "Optimizing the re-energizing of distribution systems using the full potential of dispersed generation", 2006 IEEE PES General Meeting, Montréal Québec, Canada, 18-22 June 2006.
- [PHA-2006] : T.T.Ha Pham, Y. Bésanger, N. Hadsjaid, "Intelligent distribution grid solution to facilitate expanded used of dispersed generation potential in critical situations", CRIS2006, Third International Conference on Critical Infrastructures, Alexandria, VA United States of America, September 2006
- [REZ-2003] : M. Reza, J.G. Sloopweg, P.H. Schavemaker, W.L. Kling, "Investigating impacts of distributed generation on transmission system stability", 2003 IEEE Power Tech Conference Bologna, Italy, 23 - 26 Juin 2003
- [ROD-2002]: J. M. Rodriguez et al, "Incidence on Power System Dynamics of High Penetration of Fixed Speed and doubly Fed Wind Energy Systems: Study of the Spanish Case". IEEE Transactions on Power Systems, Vol.17, No.4, November 2002.
- [SAK-2002] : M. Sakawa, "Genetic Algorithms and Fuzzy Multiobjective Optimization", Kluwer Academic Publishers. USA 2002.
- [SHA-1998]: C. Sharma. "Modeling of an Island Grid". IEEE Transactions on Power System, Vol.13, No.3, August 1998.
- [SFO-2002] : M. Sfora, V.C. Bertanza, "Restoration Testing and Training in Italian ISO", IEEE Transactions on Power Systems Vol.17, No.4, November 2002.
- [SLO-2002] : J.G. Sloopweg, W.L. Kling, "Impacts of distributed generation on power system transient stability", 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago, US, July 2002.
- [SUN-2003] : K. Sun, D.Z. Zheng, Q. Lu. "Splitting Strategies for Islanding Operation of Large Scale Power System Using OBDD - Based Methods". IEEE Transactions on Power System, Vol.18, No.2, May 2003.
- [SUS-2003] : S. Varming, C. Gaardestroo, J.E. Nielsen. "Review of Technical Constraints for Integration of Distributed Generation in Electricity Networks". deliverable D1.1 of ENK5-CT-2001-00557 SUSTELNET Projet Européen
- [TOT-2000] : P. Toth, "Optimization engineering techniques for the exact solution of NP-Hard combinatorial optimization problems", European Journal of Operational Research, 2000.
- [TRA-2001] : B. TRAN, "On dinh He thong Dien", Truong Dai hoc Bach Khoa Ha noi. 2001.
- [TRA-2001] : D.L TRAN, "Bao ve cac He thong Dien", NXB Khoa hoc va Ky thuat 2000.
- [UCT-2004] : "Final Report on the Investigation Committee on the 28 Septembre 2003 Blackout in Italy". Avril 2004. Source en ligne : [http:// www.ucte.org/pdf/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf](http://www.ucte.org/pdf/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf)

[VID-2001] : J. Vidal, P.A. Buhler, M.N. Huhns, "Inside an Agent", IEEE Internet Computing, Vol.5 No.1, Janvier 2001.

[YEU-1999] : S.K. Yeung, S.Y. Poon, F. Wu "Game theoretical Multi Agent Modelling of Coalition Formation for Multilateral Trades". IEEE Transactions on Power System Vol.14 No.3, August 1999.

[YOU-2004]: H. You, V. Vital, X. Wang, "Slow Coherency - Based Islanding", IEEE Transactions on Power System, Vol.19, No.1, February 2004.

[ZHA-2003]: Q. Zhao, K. Sun, D.Z. Zheng, J. Ma, Q. Lu, "A Study of System Splitting Strategies for Island Operation of Power System: A Two - Phase Method Based on OBDDs", IEEE Transactions on Power System, Vol.18, No.4, November 2003.

Publications

Inproceedings

- [1]. T.T.Ha Pham, Y. Besanger C.Andrieu, N. Hadjsaid, M. Fontela, B. Enacheanu
"A new restoration process in power system with large scale of dispersed generation"
2005/2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Dallas, Texas, United States of America. 21-24 May 2006.
- [2]. T.T.Ha Pham, Y.Besanger, N. Hadjsaid and L. Ha-Duy
"Optimizing the re-energizing of distribution systems using the full potential of dispersed generation"
IEEE PES 2006 General Meeting Conference. Montréal Québec, Canada, 18-22 June 2006.
- [3]. T.T.Ha Pham, Y.Besanger, N. Hadjsaid
"Intelligent distribution grid solution to facilitate expanded used of dispersed generation potential in critical situations"
CRIS, Third International Conference on Critical Infrastructures (CRIS 2006). Alexandria, VA, United States of America, September 2006
- [4]. M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S.Bacha, N. Hadjsaid
"Distributed generation as means to increase system robustness"
Draft of WP.1.3 works for EESD Project ENK8-CT-2002-00673 CRISP (*Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power*).January 2004.
- [5]. M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, S. Bacha, N. Hadjsaid and Y. Besanger,
"Limits of DG insertion in electrical power system"
Securing Critical Infrastructures Conference (CRIS'04) Grenoble, France, 25-27 October 2004.
- [6]. B. Enacheanu, M. Fontela, C. Andrieu, T.T.Ha Pham, Y.Besanger, A. Martin,
"New control strategies to prevent blackouts: islanding operation in distribution networks".
CIRED 18th International Conference on Electricity Distribution.
Turin, Italy, 6 - 9 June 2005.

Journal paper

- [1]. T.T.Ha Pham, Y.Besanger, N. Hadjsaid
"New challenges in power system restoration with large scale of dispersed generation insertion"
IEEE Transaction on Power System (Paper in summited).

Annexe

Réseaux test

Nous avons pris dans notre étude deux réseaux de distribution de type français issu des réseaux réels simplifiés: l'un se compose de 54 nœuds, l'autre a 300 nœuds. Ces réseaux sont connectés au réseau de transport standard IEEE New England 39 nœuds via un réseau de répartition.

1. Réseau de transport IEEE New England 39 nœuds

Le réseau de transport IEEE New England 39 représente une simplification du réseau de transport de la région Nouvelle Angleterre (nord-est des Etats-Unis). La topologie du réseau donnée sur la figure Annexe - 1.

On suppose avoir 10 générateurs: 3 nucléaires de 1080 MW, 4 thermiques de 1000 MW et 3 hydrauliques de 615 MW. La puissance totale en dispatching en régime normal est de près de 6181 MW et 1038 MVAR qui sont capable de satisfaire une consommation totale de 6142 MW et 1655 MVAR. L'état détaillé de production et de consommation dans le réseau est récapitulé dans le tableau Annexe - 1.

<i>Nœud</i>	<i>Type</i>	<i>Nom</i>	<i>Consommation</i>		<i>Production</i>		
			<i>P</i> (<i>MW</i>)	<i>Q</i> (<i>MVAR</i>)	<i>P</i> (<i>MW</i>)	<i>Q</i> (<i>MVAR</i>)	<i>Inertie H</i> (<i>MWs/MVA</i>)
B30	Hydraulique	GEN 10	-		250	91.26	3.5
B31	Nucléaire	GEN 2	9.2	4.6	660.78	157.83	2.525
B32	Nucléaire	GEN 3	-		650	140.58	2.9833
B33	Nucléaire	GEN 4	-	-	632	42.38	2.3833
B34	Hydraulique	GEN 5	-	-	508	218.23	2.166

B35	Nucléaire	GEN 6	-	-	650	152.83	2.9
B36	Hydraulique	GEN 7	-	-	560	31.70	2.2
B37	Thermique	GEN 8	-	-	540	-19.13	2.025
B38	Thermique	GEN 9	-	-	830	-67.71	2.875
B39	Nucléaire	GEN 1	1104.	250.	1000	116.36	2
B 3	Charge	B 3	322.	2.4	-	-	-
B 4	Charge	B 4	500.	184.	-	-	-
B 7	Charge	B 7	233.8	84.	-	-	-
B 8	Charge	B 8	522.	176.	-	-	-
B 18	Charge	B 18	158.	30.	-	-	-
B15	Charge	B15	320	153	-	-	-
B16	Charge	B16	329	32.3	-	-	-
B20	Charge	B20	680	103	-	-	-
B21	Charge	B21	274	115	-	-	-
B23	Charge	B23	247.5	84.6	-	-	-
B24	Charge	B24	308.6	-92.2	-	-	-
B 25	Charge	B 25	224.	197.2	-	-	-
B 26	Charge	B 26	139.	17.	-	-	-
B 27	Charge	B 27	281.	75.5	-	-	-
B 28	Charge	B 28	206.	27.6	-	-	-
B 29	Charge	B 29	283.5	26.9	-	-	-
Total			6141,6	1655,3	6280,78	1038,01	

Tableau Annexe - 1. Etat de production et de consommation du réseau de transport

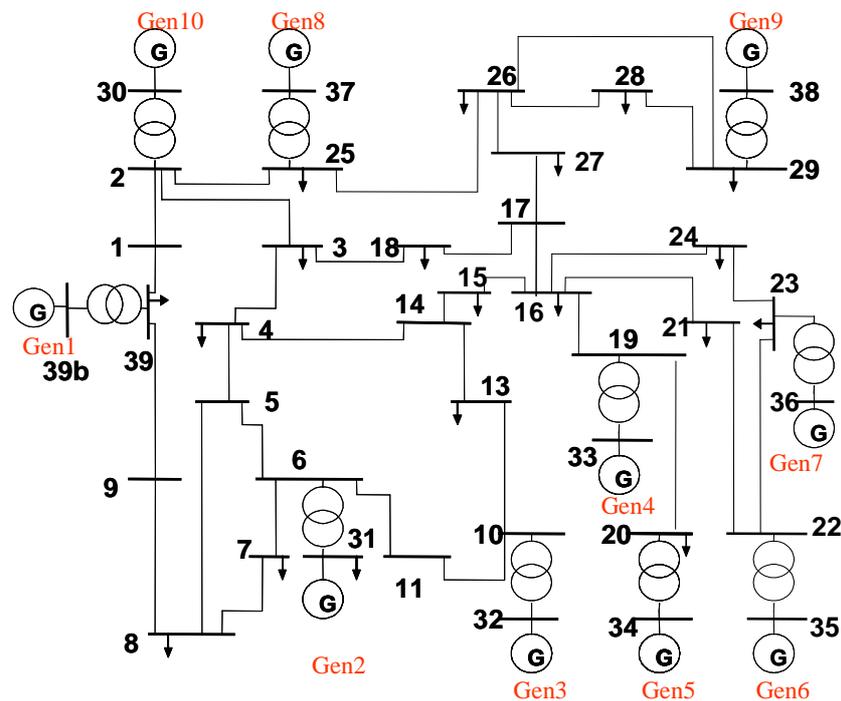


Figure Annexe - 1. Réseau de transport IEEE New England 39 nœuds

1.1. Données des générateurs

1.1.1. Caractéristiques des générateurs

Les données caractéristiques des générateurs sont décrites dans le tableau Annexe - 2.

Paramètres	Thermique	Nucléaire	Hydraulique
Puissance apparente (MVA)	1150	1080	615
Tension nominale (kV)	20	20	20
Puissance nominale de l'alternateur (MW)	1100	1080	615
Puissance nominale de la turbine (MW)	1000	1080	615
Inertie (MWs/MVA)	6.3	6	5.15
Résistance de l'enroulement statorique	0.004 pu	0.004 pu	0.0001 pu
Réactance de l'enroulement statorique	0.219 pu	0.22 pu	0.2396 pu
Axe d			
Réactance synchrone	2.57 pu	2.43 pu	0.8979 pu
Réactance transitoire	0.422 pu	0.393 pu	0.2995 pu
Réactance subtransitoire	0.3 pu	0.286 pu	-
Constante de temps transitoire à vide	7.695 s	10.1 s	7.4 s
Constante de temps subtransitoire à vide	0.061 s	0.044 s	-
Axe q			
Réactance synchrone	2.57 pu	1.7 pu	0.646 pu
Réactance transitoire	0.662 pu	0.815 pu	-
Réactance subtransitoire	0.301 pu	0.307 pu	-
Constante de temps transitoire à vide	0.643 s	0.736 s	-
Constante de temps subtransitoire à vide	0.095 s	0.27 s	-

Les valeurs données en par unit sont calculées à base de la puissance nominale de la machine

Tableau Annexe - 2. Paramètres des générateurs

1.1.2. Temps de démarrage des générateurs

Le temps critique de redémarrage des générateurs thermiques et nucléaires est donné par [AND-1992] :

Gamme de puissance	20 MW	110 MW	235 MW	275 MW	550 MW	500 MW	600 MW	800 MW	936 MW
Combustible (1)	Gaz	Gaz	Charbon	Pétrole	Charbon	Charbon	Charbon	Charbon	Nucléaire
Génération minimale (2)	5 MW	25 MW	50 MW	30 MW	180 MW	150 MW	200 MW	420 MW	400 MW
Synchronisation à chaud (3)	0.1 h	1.5 h	6 h	1.5 h	4 h	0.9 h	4 h	4 h	48 h
Charge minimale (4)	0 h	0.1 h	1 h	0.7 h	1 h	0.5 h	0.5 h	1.5 h	4.5 h
Synchronisation à froid (5)	0.1 h	6 h	7 h	7 h	5 h	12 h	12 h	16 h	48 h
Charge minimale (6)	0 h	0.5 h	1 h	1.7 h	1 h	2 h	2 h	3 h	4.5 h
Pleine charge (7)	0.1 h	1.5 h	2 h	1 h	1.5 h	2 h	2 h	1.5 h	10 h

Tableau Annexe - 3. Temps de redémarrage des générateurs

- Note: (2). Charge minimale pour stabiliser l'opération du générateur
(3). Temps nécessaire pour synchroniser le générateur au réseau dans le cas du redémarrage à chaud (hot restart, en anglais)
(4). Temps nécessaire pour atteindre la génération minimal d'un générateur (à compter de la synchronisation) dans le cas du redémarrage à chaud
(5). Temps nécessaire pour synchroniser le générateur au réseau dans le cas du redémarrage à froid (cold restart, en anglais)
(6). Temps nécessaire pour atteindre la génération minimal d'un générateur (à compter de la synchronisation) dans le cas du redémarrage à froid
(7). Temps nécessaire pour remonter de la charge minimale à la charge maximale

1.1.3. Protections des générateurs

Les protections des générateurs sont données par [TRA-2000] :

Protection	Puissance installée du générateur (MW)				Code ANSI IEEE 37-2-1979
	< 5 MW	5 – 50 MW	50 – 200 MW	> 200 MW	
Protection contre les défauts masse stator (95% d'enroulement)	+	+	+	+	59N
Protection contre les défauts masse stator (100% d'enroulement)			+	+	64
Protection différentielle générateur		+	+	+	87G
Protection à maximum de courant temporisé	+	+			50/51
Protection à maximum de courant inverse		+	+	+	46
Protection de distance			+	+	21
Protection contre les défauts masse rotor	+	+	+	+	64
Protection contre le retour de puissance active	+ ⁽²⁾	+ ⁽³⁾	+ ⁽³⁾	+	32P
Protection contre la perte de l'excitation		+	+	+	40
Protection contre l'asynchronisme				+	78
Protection contre la surcharge du stator	+	+	+	+	49
Protection contre la surcharge du rotor				+	49R
Protection à maximum de tension	+	+	+	+	59
Protection à minimum de tension ⁽¹⁾	+	+	+	+	27
Protection à min/max de fréquence		+	+	+	81
Séparation du générateur				+	-

Tableau Annexe - 4. Protection des générateurs

Note: (1). Equipée pour les générateurs de centrale hydraulique type pompage qui travaillent dans le régime de compensation de puissance réactive
 (2). Equipée uniquement pour les générateurs à la vapeur et les groupes diesels
 (3). Pas nécessaire pour les générateurs hydraulique type PELTON

1.1.4. Caractéristiques des régulateurs

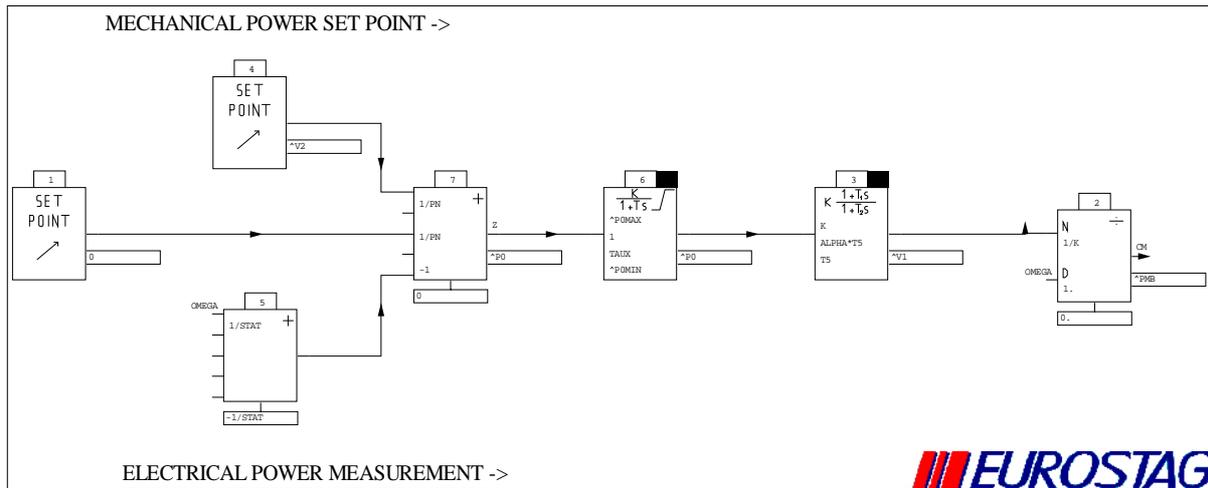
Régulateur de fréquence :

Le dimensionnement du régulateur de vitesse doit satisfaire les caractéristiques suivantes :

- *La précision* : La précision statique du réglage primaire est définie par le gain statique (la pente statique) du réglage de fréquence.
- *La rapidité* : Selon l'UCTE, le réglage primaire doit s'effectuer dans les 30 premières secondes.
- *La stabilité* : Cette caractéristique est contraignante avec la rapidité. Il s'agit d'optimiser les paramètres du régulateur
- *Les limitations* : Les limitations sont destinées à éviter que les paramètres de fonctionnement de la machine synchrone n'atteignent pas des valeurs dangereuses. En réalité, dans la période de réglage primaire ($t < 30$ secondes), l'évolution de puissance mécanique du générateur est limitée et dépend de la technique de chaque type de générateur. Ces limites imposées sont données par les constructeurs. Dans le cadre de notre étude, ces limites sont:
 - la variation de la puissance mécanique débitée par les générateurs ΔP est limitée par leur marge de réserve primaire

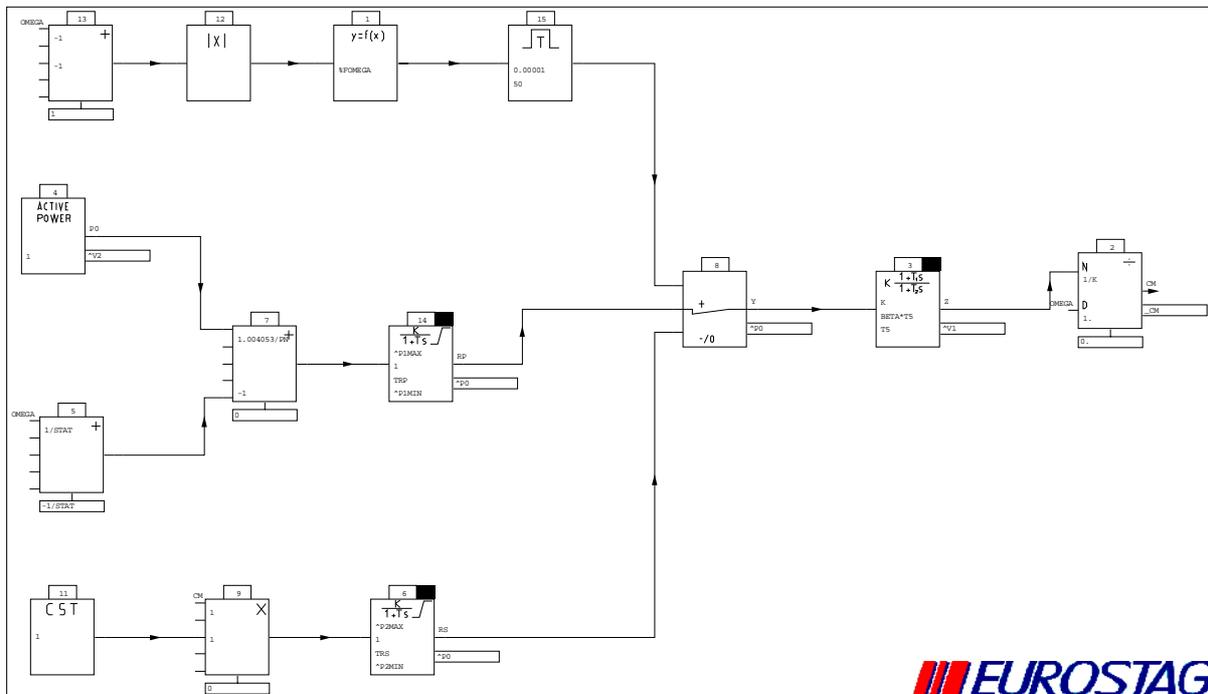
- la pente de l'évolution de puissance (augmentation ou diminution) est aussi limitée dû à la capacité dynamique de chaque type de machine:
 - Thermique à charbon à 3 - 7 MW/s
 - Grand hydraulique à 15 MW/s à 50 MW/s
 - Nucléaire, passage de 400 MW à 1400 MW en environ 30min, soit 0.55 MW/s

Deux modèles du régulateur de vitesse ont été implantés dans EUROSTAGTM. La figure Annexe - 2 présente le modèle du réglage primaire, le réglage secondaire est donné dans la figure Annexe - 3.



D:\Work_Matlab_en_cours\VA_Interface_Eurostag_Matlab\Interface\zone_B_avecGED\chris02.frm

Figure Annexe - 2. Modèle du régulateur primaire de vitesse



D:\Work_Matlab_en_cours\VA_Interface_Eurostag_Matlab\Interface\zone_B_avecGED\RSFP_H15.frm

Figure Annexe - 3. Modèle du réglage primaire et secondaire de fréquence

Régulateur de tension :

Nous avons utilisé le modèle du régulateur de tension type IEEE - DC AVR2 dont la modélisation est donnée dans la figure suivante :

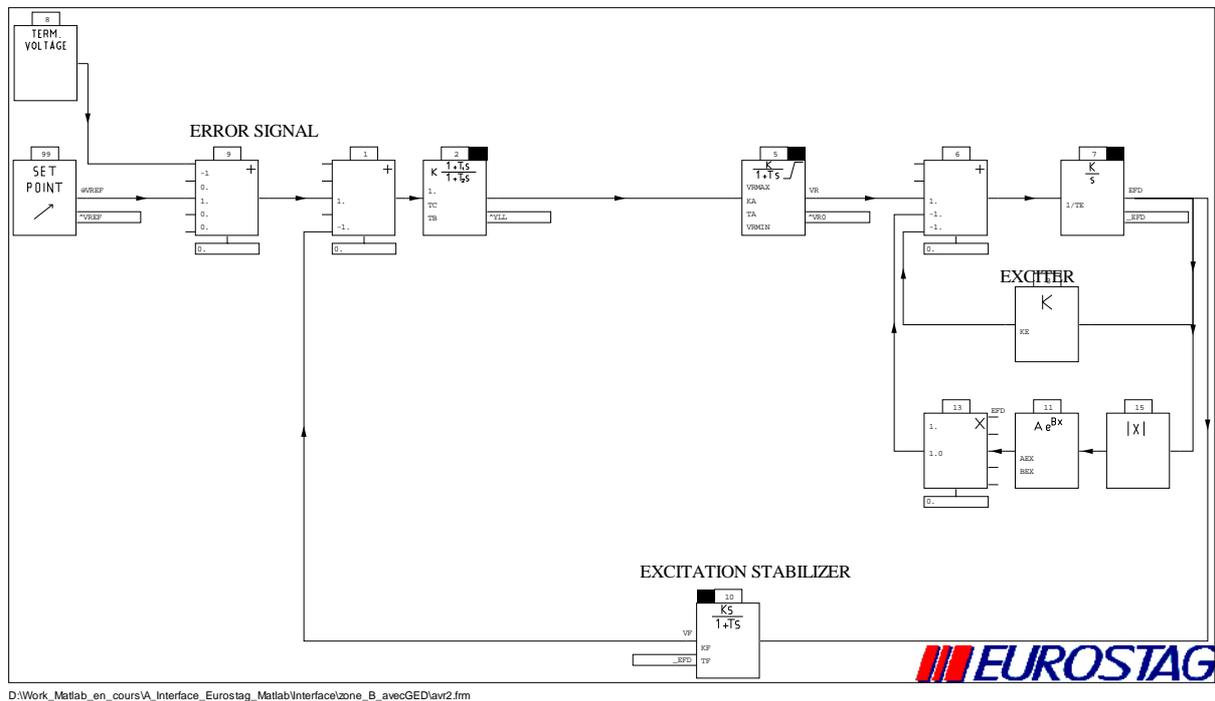


Figure Annexe - 4. Modèle du réglage de tension

1.2. Caractéristiques des transformateurs

Les transformateurs élévateurs des centrales électriques 20kV/400kV : $S_n = 1300$ MVA ; Les valeurs réduites dans la base $S_{base} = 100$ MVA et $U_{base} = 400$ kV sont $R = 0.000185$ pu ; $X = 0.00789$ pu

1.3. Caractéristiques des lignes

Les lignes sont désignées par le nom du nœud de départ et le nom du nœud d'arrivée. Les valeurs sont présentées en p.u sur la base de $S_{base} = 100$ MW, $U_{base} = 400$ kV.

Ligne		R	X	C/2
de	à	pu	pu	pu
B1	B2	0.0030	0.0411	0.8325
B1	B39	0.0019	0.025	0.5064
B2	B3	0.0011	0.0151	0.3059
B2	B25	0.0006	0.0086	0.1742
B3	B4	0.0016	0.0213	0.4314
B3	B18	0.0010	0.0133	0.2694
B4	B5	0.0009	0.0128	0.2593
B4	B14	0.0010	0.0129	0.2613
B5	B6	0.0002	0.0026	0.0527
B5	B8	0.0008	0.0112	0.2269
B6	B7	0.0007	0.0092	0.1863
B6	B11	0.0006	0.0082	0.1661
B7	B8	0.0003	0.0046	0.0932
B8	B9	0.0027	0.0363	0.7353
B10	B11	0.0003	0.0043	0.0871

Ligne		R	X	C/2
de	à	pu	pu	pu
B15	B16	0.0007	0.0094	0.1904
B16	B17	0.0007	0.0089	0.1803
B16	B19	0.0014	0.0195	0.3950
B16	B21	0.0010	0.0135	0.2734
B16	B24	0.0004	0.0059	0.1195
B17	B18	0.0006	0.0082	0.1661
B17	B27	0.0013	0.0173	0.3504
B19	B20	0.0013	0.0173	0.3504
B21	B22	0.0010	0.014	0.2836
B22	B23	0.0007	0.0096	0.1944
B23	B24	0.0026	0.035	0.7089
B25	B26	0.0024	0.0323	0.6542
B26	B27	0.0011	0.0147	0.2978
B26	B28	0.0035	0.0474	0.9601
B26	B29	0.0046	0.0625	1.2659

B10	B13	0.0003	0.0043	0.0871
B13	B14	0.0007	0.0101	0.2046
B14	B15	0.0016	0.0217	0.4395

B28	B29	0.0011	0.0151	0.3059
B39	B9	0.0019	0.025	0.5064

Tableau Annexe - 5. Caractéristiques des lignes du réseau de transport

2. Réseau de répartition

L'interface entre le réseau de transport et les réseaux de distribution est un réseau de répartition 220/63kV. Un groupe éolien de 63 MW, 4 GED synchrones identiques (notées de NG1 à NG4) de 15 MW sont connectés aux jeux de barre 63kV.

2.1. Données des générateurs

Paramètres	GE1	NGi
Puissance apparente (MVA)	65	16
Tension nominale (kV)	11.466	20
Puissance nominale de l'alternateur (MW)	63	15
Puissance nominale de la turbine (MW)	63	15
Inertie (MWs/MVA)	4.8	6
Résistance de l'enroulement statorique	0.002702 pu	0.00287 pu
Réactance de l'enroulement statorique	0.1472 pu	0.05 pu
Axe d		
Réactance synchrone	1.99 pu	1.05 pu
Réactance transitoire	0.29 pu	0.105 pu
Réactance subtransitoire	0.19 pu	0.09 pu
Constante de temps transitoire à vide	7.73 s	1 s
Constante de temps subtransitoire à vide	0.073 s	0.038 s
Axe q		
Réactance synchrone	0.81 pu	1.05 pu
Réactance transitoire	-	0.24 pu
Réactance subtransitoire	0.29 pu	0.09 pu
Constante de temps transitoire à vide	-	1 s
Constante de temps subtransitoire à vide	0.196s	0.038s

Tableau Annexe - 6. Caractéristiques des générateurs connectés au réseau de répartition

Nous avons utilisé les mêmes types de régulateur (fréquence et tension) des générateurs du réseau de transport pour les GE1, NG1, NG2, NG3 et NG4.

2.2. Caractéristiques des transformateurs

Les transformateurs élévateurs des centrales électriques :

- Transformateurs GE1 avec régleur en charge: 11.466 kV/63 kV : $S_{base} = 55$ MVA. Les valeurs réduites dans la base $S_{base} = 100$ MVA et $U_{base} = 63$ kV sont $R = 0.00995$ pu ; $X = 0.2645$ pu
- Transformateurs NGi avec régleur en charge: 20 kV/63 kV : $S_{base} = 15$ MVA. Les valeurs réduites dans la base $S_{base} = 100$ MVA et $U_{base} = 63$ kV sont $R = 0.05$ pu ; $X = 0.46$ pu

2.3. Caractéristiques des lignes

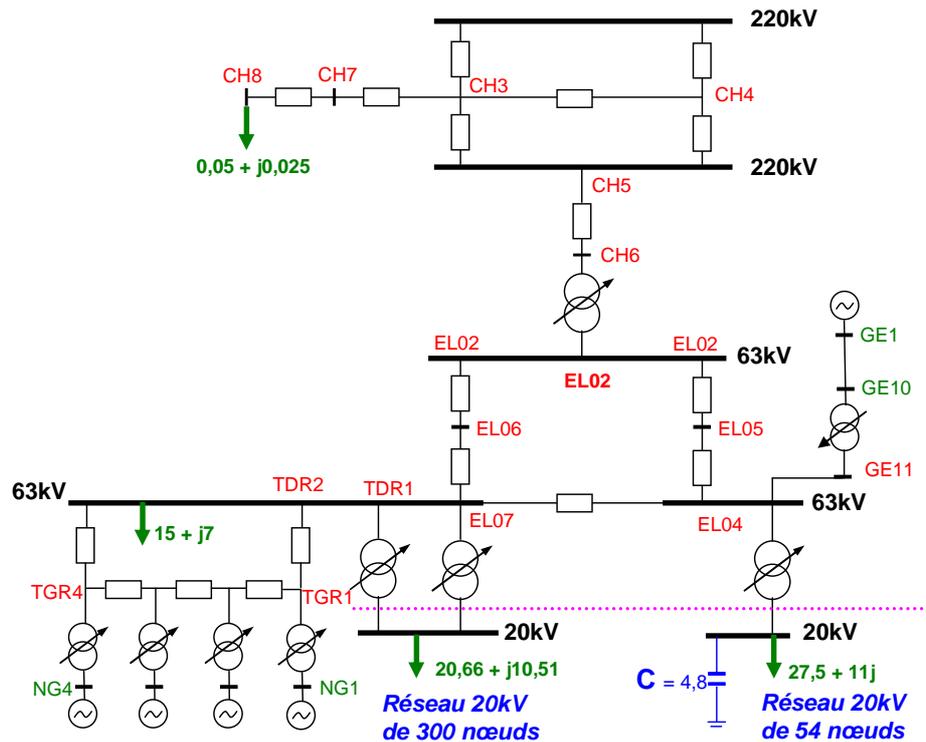


Figure Annexe - 5. Réseau de répartition

Les lignes sont désignées par le nom du nœud de départ et le nom du nœud d'arrivée. Les valeurs sont présentées en p.u sur la base de $S_{\text{base}} = 100 \text{ MW}$, $U_{\text{base}} = 63 \text{ kV}$.

Ligne		R	X	Capacité maximale
de	à	pu	pu	pu
TGR1	TGR2	0.0015	0.00075	30
TGR2	TGR3	0.0015	0.00075	30
TGR3	TGR4	0.0015	0.00075	30
TGR4	EL07	0.0015	0.00075	30
EL07	TGR1	0.0015	0.00075	30
CH02	CH03	0.00233	0.02133	100
CH02	CH04	0.00367	0.0294	100
CH03	CH04	0.004424	0.03	100
CH03	CH07	0.000001	0.000002	100

Ligne		R	X	Capacité maximale
de	à	pu	pu	pu
CH03	CH05	0.0016	0.01088	100
CH05	CH06	0.000869	0.006024	100
CH04	CH05	0.002824	0.0191	100
CH07	CH08	0.003733	0.001563	100
EL02	EL05	0.0002519	0.0002519	100
EL04	EL05	0.0002519	0.0002519	100
EL04	GE11	0.000504	0.000378	100
GE1	GE10	0.008264	0.008264	100

Tableau Annexe - 7. Caractéristiques des lignes du réseau de répartition

3. Réseaux de distribution

Nous avons deux réseaux de distribution issus de réseaux réels simplifiés de type français.

Le réseau de 300 nœuds dispose de 20 générateurs asynchrones identiques de 0.3 MW et 4 générateurs synchrones de tailles diverses répartis dans 5 départs. La topologie du réseau de 300 nœuds et les détails des données sont donnés dans les tableaux Annexe - 8 et Annexe - 9.

Le réseau de 54 nœuds dispose de 5 générateurs asynchrones et 3 générateurs synchrones répartis dans 5 départs. Les détails des données sont présentés dans la figure Annexe - 6 et les tableaux Annexe - 8 et 10.

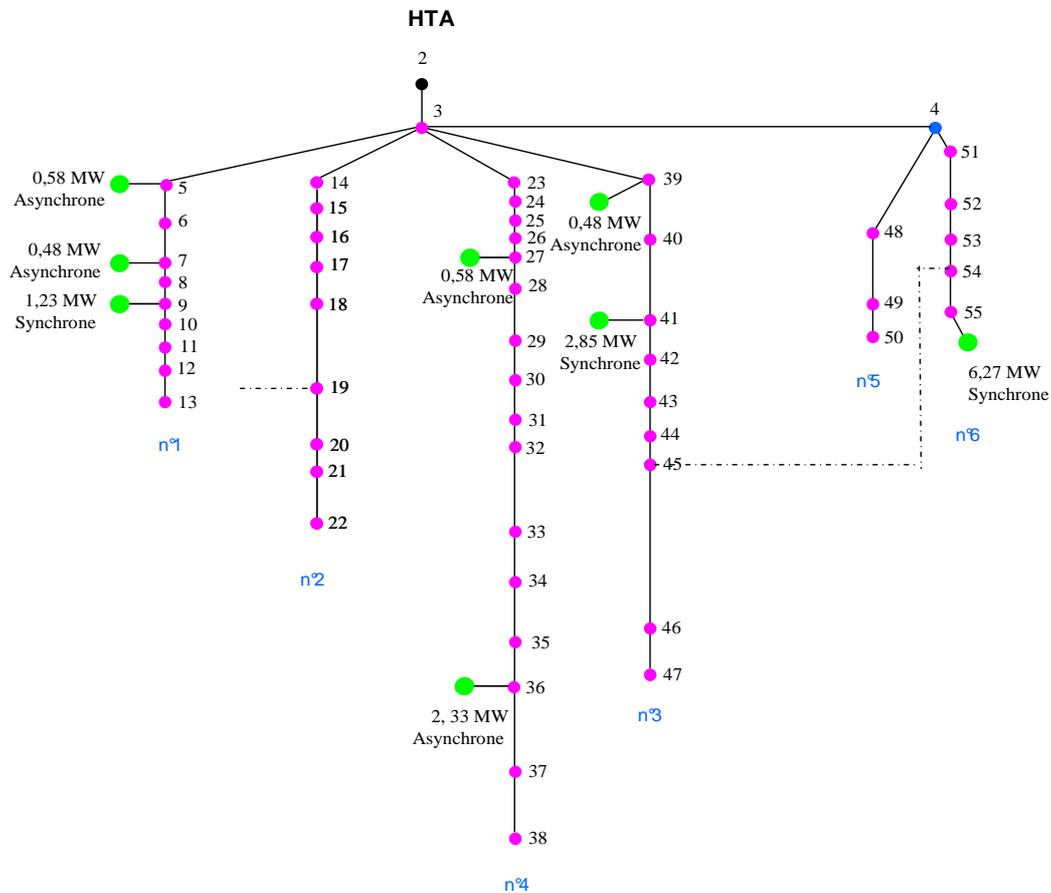


Figure Annexe - 6. Réseau de distribution de 54 nœuds

3.1. Données des générateurs

3.1.1. Caractéristiques des générateurs

Paramètres	1	2	3	4	4	5
Type	synchrone	synchrone	synchrone	asynchrone	asynchrone	asynchrone
Puissance apparente (MVA)	7.76	3.53	1.5	2.5	0.6	0.4
Tension nominale (kV)	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
Puissance nominale de l'alternateur (MW)	6.6	3	1.2	2.4	0.5	0.3
Puissance nominale de la turbine (MW)	6.6	3	1.2	2.4	0.5	0.3
Inertie (MWs/MVA)	3	1.5	1	1.5	1.5	0.4
Résistance de l'enroulement statorique	0.004	0.004	0.0024	0.0311	0.02488	0.116
Réactance de l'enroulement statorique	0.013	0.013	0.0765	0.11	0.106	0.0137
Axe d						
Réactance synchrone	2.05	2.82	1.89	-	-	-
Réactance transitoire	0.194	0.218	0.193	-	-	-
Réactance subtransitoire	0.164	0.145	0.139	-	-	-
Constante de temps transitoire à vide	4.2	3	2.35	-	-	-
Constante de temps subtransitoire à vide	0.047	0.06	0.026	-	-	-
Axe q						
Réactance synchrone	1.68	1.68	1.478	-	-	-
Réactance transitoire	0.3	0.3	0.24	-	-	-

Réactance subtransitoire	0.195	0.195	0.15	-	-	-
Constante de temps transitoire à vide	1.5	1	1	-	-	-
Constante de temps subtransitoire à vide	0.04	0.03	0.03	-	-	-

Tableau Annexe - 8. Caractéristiques des générateurs connectés aux réseaux de distribution

Les générateurs asynchrones de 0.4 MVA sont raccordés au réseau de distribution de 300 nœuds (PS1) aux nœuds suivants : 57, 60, 84, 23, 108, 38, 260, 237, 204, 159, 163, 216, 140, 134, 116, 209, 295, 43, 194, 164

Les générateurs asynchrones de 0.6 MVA sont raccordés au réseau de distribution de 54 nœuds (PS2) aux nœuds suivants : 5, 7, 39, 27 .

Le générateur asynchrone de 2.5 MVA est raccordé au réseau de distribution de 54 nœuds (PS2) au nœud 36.

Les générateurs synchrones de 1.5 MVA sont raccordés au réseau de distribution de 300 nœuds (PS1) aux nœuds 70, 154 ; Un générateur de 1.5 MVA est raccordé au réseau de distribution de 54 nœuds (PS1) au nœud 9.

Les générateurs synchrones de 3.53 MVA sont raccordés au réseau de distribution de 300 (PS1) nœuds au nœud 177, 281 ; Un générateur de 3.53 MVA MVA est raccordé au réseau de distribution de 54 nœuds (PS1) au nœud 41.

Le générateur synchrone de 7.76 MVA sont raccordés au réseau de distribution de 300 (PS1) nœuds au nœud 55.

3.1.2. Caractéristiques des régulateurs

Nous avons utilisé le même type du régulateur de fréquence que celui du générateur du réseau de transport. Pour le réglage de tension, nous avons choisi le régulateur de tension IEEE - AVRCOMP dont le modèle est montré dans la figure Annexe - 7 pour les GED :

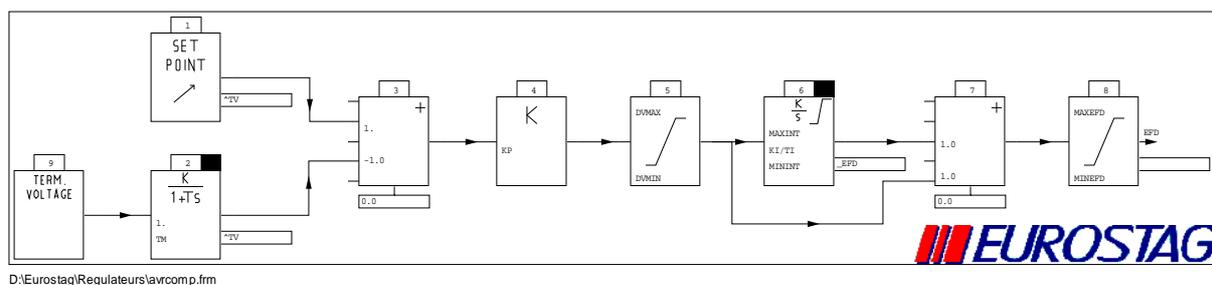


Figure Annexe - 7. Régulateur de tension pour les GED synchrones

3.2. Caractéristiques des transformateurs

Transformateurs avec régleur en charge: 5.5/20 kV des GED: $S_n = 7$ MVA. Les valeurs réduites dans la base $S_{base} = 100$ MVA et $U_{base} = 63$ kV sont $R = 0.001$ pu ; $X = 0.09$ pu

3.3. Caractéristiques des lignes

Les lignes sont désignées par le nom du nœud de départ et le nom du nœud d'arrivée. Les valeurs sont présentées en p.u sur la base de $S_{base} = 100$ MW, $U_{base} = 20$ kV.

Ligne		R	X	Capacité maximale
de	à	p.u	p.u	p.u
PSI - D5				
5	24	0.0575	0.0825	62.8
30	31	0.0075	0.01	62.8
30	109	0.01	0.0025	23
29	30	0.02	0.03	62.8
29	111	0.0075	0.002	23
28	29	0.06	0.0925	62.8
28	112	0.01	0.0025	23
26	27	0.0175	0.01	30.5
25	26	0.005	0.0025	30.5
25	28	0.045	0.07	62.8
24	25	0.0125	0.0225	62.8
35	36	0.06	0.02	23
35	37	0.03	0.0125	23
34	35	0.0575	0.02	23
34	38	0.1125	0.0375	23
34	39	0.0425	0.0225	33.8
33	34	0.105	0.035	23
33	40	0.0625	0.02	23
32	33	0.0275	0.0075	23
31	32	0.055	0.015	23
113	114	0.02	0.0125	33.8
113	115	0.11	0.035	23
112	113	0.035	0.01	23
109	110	0.0075	0.002	23
PSI - D7				
7	116	0.0025	0.0025	20.7
116	117	0.0075	0.0005	14.5
117	118	0.0875	0.03	4.6
117	121	0.2075	0.07	4.6
118	119	0.005	0.0025	4.6
118	120	0.125	0.04	4.6
121	122	0.02	0.005	4.6
121	149	0.005	0.0025	4.6
122	123	0.25	0.0825	4.6
122	146	0.035	0.01	4.6
123	124	0.02	0.005	4.6
123	145	0.005	0.0025	4.6
124	125	0.015	0.005	4.6
125	126	0.0725	0.025	5.05
125	141	0.0225	0.0075	4.6
126	127	0.075	0.025	5.05
126	137	0.0075	0.0025	5.05
127	128	0.01	0.0025	5.05
127	129	0.0075	0.0025	5.05
129	130	0.145	0.0525	5.05
130	131	0.015	0.0075	15.49
131	132	0.0025	0.0025	15.49
132	133	0.0225	0.01	5.26
132	135	0.02	0.0075	5.26

Ligne		R	X	Capacité maximale
de	à	p.u	p.u	p.u
PSI - D6				
6	11	0.0075	0.0025	103
11	12	0.115	0.16	54.2
12	13	0.045	0.0225	77.4
13	14	0.005	0.0025	77.4
14	15	0.01	0.005	33.8
14	19	0.01	0.005	77.4
15	16	0.02	0.01	33.8
15	17	0.0075	0.0025	23
15	18	0.0125	0.005	23
19	20	0.005	0.0025	54.2
20	21	0.0125	0.0075	54.2
21	22	0.03	0.0125	54.2
22	23	0.0125	0.0075	54.2
23	41	0.0525	0.07	62.9
23	43	0.0125	0.005	77.4
41	42	0.07	0.025	25.3
41	86	0.0375	0.0175	26.3
43	44	0.085	0.06	34.6
44	45	0.045	0.0425	40
44	84	0.01	0.0025	23.4
45	46	0.0075	0.0075	40
45	82	0.015	0.0025	22.2
46	47	0.005	0.005	40
46	78	0.0425	0.015	23.4
47	48	0.055	0.0525	40.7
47	76	0.005	0.015	23.4
48	49	0.015	0.0125	40
48	72	0.02	0.01	32
49	50	0.005	0.005	40
49	68	0.005	0.0025	25.3
50	51	0.02	0.0175	40
50	66	0.025	0.05	22.17
51	52	0.075	0.075	40
51	65	0.0175	0.005	23.4
52	53	0.02	0.02	40
52	63	0.01	0.0075	40.2
53	54	0.01	0.005	23.4
53	58	0.045	0.0175	25.1
53	62	0.07	0.0675	39.8
54	55	0.2075	0.07	23
55	56	0.0075	0.0025	23
55	57	0.1525	0.0525	23
58	59	0.04	0.0125	25.1
59	60	0.2275	0.0775	21
59	61	0.0275	0.0075	25.1
63	64	0.0075	0.005	40.2
66	67	0.03	0.0075	21
68	69	0.01	0.0025	25.3
69	71	0.0075	0.0075	25.3

133	134	0.04	0.0175	5.26
135	136	0.0075	0.0025	5.26
137	138	0.0025	0.0025	4.6
138	139	0.005	0.0025	4.6
138	140	0.1675	0.055	4.6
141	142	0.055	0.0175	4.6
142	143	0.0725	0.025	4.6
142	144	0.0725	0.025	4.6
146	147	0.08	0.025	4.6
146	148	0.05	0.015	4.6
PSI - D8				
8	150	0.2375	0.29	10.4
150	151	0.01	0.01	10.4
150	196	0.04	0.04	6.75
151	152	0.0325	0.04	10.4
151	194	0.01	0.0125	6.75
152	153	0.01	0.0025	5
152	163	0.0275	0.03	10.5
153	154	0.00175	0.005	5
153	162	0.0375	0.0125	5
154	155	0.12	0.0425	5
155	156	0.0525	0.02	5
155	161	0.0075	0.0025	5
156	157	0.1425	0.045	5
156	160	0.0225	0.0075	5
157	158	0.06	0.0175	5
157	159	0.0425	0.0225	6.75
163	164	0.0175	0.0175	10.5
163	193	0.04	0.0125	5
164	165	0.0075	0.0025	15.5
164	170	0.015	0.0075	11
164	191	0.0325	0.015	10.8
165	166	0.0175	0.0075	15.5
166	167	0.0025	0.0025	15.5
167	168	0.0125	0.005	15.5
168	169	0.0075	0.0025	15.5
170	171	0.01	0.005	15.5
171	172	0.0075	0.005	15.5
172	173	0.0125	0.005	15.5
173	174	0.0075	0.0025	15.5
174	175	0.0125	0.005	15.5
175	176	0.0325	0.015	15.5
176	177	0.3	0.01	5
176	185	0.03	0.0075	7
177	178	0.08	0.01	6.75
178	179	0.005	0.0025	6.75
179	184	0.035	0.02	6.75
181	182	0.045	0.0125	5
182	195	0.01	0.005	100
185	186	0.0125	0.0075	15.5
186	187	0.015	0.005	10.8
186	192	0.025	0.0125	6.75

69	70	0.0175	0.005	26.7
72	73	0.0075	0.0025	23.3
73	74	0.025	0.01	32
73	75	0.0175	0.0025	25.1
76	77	0.03	0.01	23.4
78	79	0.03	0.01	23.4
79	80	0.005	0.0025	23.4
79	81	0.12	0.04	23
82	83	0.2	0.0525	21
84	85	0.015	0.005	23.3
86	87	0.0375	0.0175	26.3
86	108	0.0025	0.0025	26.3
87	88	0.01	0.0025	26.3
87	106	0.02	0.005	23
88	89	0.0625	0.0275	26.3
88	105	0.2	0.065	23
89	90	0.0375	0.015	26.3
90	91	0.065	0.02	23
90	104	0.1375	0.045	23
91	92	0.11	0.0375	23
91	98	0.0075	0.0025	23
92	93	0.0375	0.01	23
92	97	0.0425	0.0125	23
93	94	0.0375	0.01	23
94	95	0.08	0.0275	23
94	96	0.03	0.01	23
98	99	0.005	0.0025	23
99	100	0.0175	0.002	23
99	103	0.0075	0.0025	23
100	101	0.0725	0.00225	23
100	102	0.01	0.0025	23
106	107	0.0125	0.0025	23
PSI - D9				
9	205	0.0525	0.0775	63
205	206	0.0175	0.005	25.3
205	218	0.135	0.0457	25.3
206	207	0.0925	0.0325	25.3
206	212	0.0425	0.0125	25.3
207	208	0.145	0.0475	23
207	211	0.0775	0.04	25.3
208	209	0.0525	0.0175	25.3
208	210	0.035	0.0175	33.8
212	213	0.0275	0.0075	25.3
213	214	0.0675	0.0275	25.3
213	217	0.005	0.0025	25.3
214	215	0.1825	0.065	25.3
214	216	0.105	0.0575	33.7
218	219	0.06	0.02	25.3
219	220	0.1025	0.035	23
219	287	0.0075	0.0025	25.3
220	221	0.0525	0.0175	23
220	285	0.0125	0.0075	33.8

187	188	0.005	0.0025	15.48	221	222	0.055	0.00225	23
188	189	0.005	0.0025	15.48	221	278	0.02	0.005	23
189	190	0.015	0.005	10.8	222	223	0.0175	0.0125	41.2
190	191	0.01	0.005	10.8	222	274	0.0125	0.0075	33.7
194	195	0.01	0.005	6.75	223	224	0.1025	0.035	33.7
196	197	0.01	0.005	6.75	223	232	0.015	0.0075	30.5
197	198	0.0025	0.0025	6.75	224	225	0.03	0.015	33.7
197	202	0.0525	0.03	6.75	225	226	0.1375	0.055	23
198	199	0.0025	0.0025	6.75	225	230	0.01	0.0025	23
199	200	0.005	0.0025	6.75	226	227	0.1025	0.0475	23
199	201	0.0025	0.0025	6.75	226	229	0.0075	0.0025	58.4
202	203	0.025	0.05	3.4	227	228	0.0225	0.0075	23
203	204	0.0175	0.005	5.1	230	231	0.0125	0.0025	23
PS1 - D9 (suite)									
232	233	0.0175	0.01	30.5	248	253	0.0575	0.005	18.7
233	234	0.145	0.0825	30.5	249	250	0.045	0.005	18.7
233	273	0.01	0.0025	25.3	250	251	0.11	0.05	18.7
234	235	0.0125	0.005	30.5	252	253	0.0025	0.0025	18.7
234	238	0.075	0.0575	41.22	254	255	0.0125	0.0075	77.4
235	236	0.0075	0.002	30.5	255	256	0.005	0.0025	77.4
235	237	0.1075	0.0475	26.3	255	259	0.0075	0.005	77.4
238	239	0.015	0.0125	41.22	256	257	0.1275	0.0525	25
238	270	0.1225	0.045	25.3	257	258	0.025	0.0025	40.8
239	240	0.09	0.0375	35	259	260	0.11	0.05	26.3
239	269	0.0025	0.0025	41.2	261	262	0.015	0.0025	23
240	241	0.075	0.025	33.7	263	264	0.0275	0.01	23
240	242	0.2825	0.0925	23	264	265	0.18	0.06	23
242	243	0.04	0.125	23	265	266	0.0025	0.0025	23
242	268	0.01	0.0025	23	265	267	0.1575	0.0525	23
243	244	0.0075	0.0025	23	270	271	0.0075	0.0025	25.3
244	245	0.1325	0.0425	23	270	272	0.095	0.035	26.3
244	263	0.4875	0.1625	23	274	275	0.02	0.01	25.3
245	246	0.3225	0.11	23	275	276	0.04	0.02	25.3
245	261	0.015	0.005	23	275	277	0.01	0.005	25.3
246	247	0.0075	0.005	77.4	278	279	0.0375	0.0125	23
247	248	0.035	0.0175	77.4	279	280	0.0525	0.0175	23
247	254	0.0225	0.0125	77.4	279	284	0.0625	0.02	23
248	249	0.035	0.0175	18.7	280	281	0.0025	0.0025	23
248	251	0.135	0.01	18.7	280	282	0.0025	0.0025	23
248	252	0.0575	0.005	18.7	280	283	0.005	0.0025	23
					285	286	0.0625	0.0325	33.8

Tableau Annexe - 9. Caractéristiques des lignes des réseaux de distribution de 300 nœuds

Ligne		R	X	Capacité maximale
de	à	p.u	p.u	p.u
PS2 - D10				
4	48	0.0575	0.0825	62.8
48	49	0.0075	0.01	62.8
49	50	0.01	0.0025	23
4	51	0.02	0.03	62.8

Ligne		R	X	Capacité maximale
de	à	p.u	p.u	p.u
PS2 - D3				
23	24	0.0075	0.0025	25.3
24	25	0.0525	0.0175	23
25	26	0.0125	0.0075	33.8
26	27	0.055	0.00225	23

51	52	0.0075	0.002	23
52	53	0.06	0.0925	62.8
53	54	0.01	0.0025	23
54	55	0.0175	0.01	30.5
PS2 - D1				
3	5	0.0025	0.0025	41.2
5	6	0.075	0.025	33.7
6	7	0.2825	0.0925	23
7	8	0.04	0.125	23
8	9	0.01	0.0025	23
9	10	0.0075	0.0025	23
10	11	0.1325	0.0425	23
11	12	0.4875	0.1625	23
12	13	0.3225	0.11	23
PS2 - D2				
14	15	0.015	0.005	23
15	16	0.0075	0.005	77.4
16	17	0.035	0.0175	77.4
17	18	0.0225	0.0125	77.4
18	19	0.035	0.0175	18.7
20	21	0.135	0.01	18.7
21	22	0.0575	0.005	18.7

27	28	0.02	0.005	23
28	29	0.0175	0.0125	41.2
29	30	0.0125	0.0075	33.7
30	31	0.1025	0.035	33.7
31	32	0.3225	0.11	23
32	33	0.2825	0.0925	23
33	34	0.04	0.125	23
34	35	0.01	0.0025	23
35	36	0.0075	0.0025	23
36	37	0.1325	0.0425	23
37	38	0.4875	0.1625	23
PS2 - D4				
3	39	0.1375	0.045	23
39	40	0.11	0.0375	23
40	41	0.0075	0.0025	23
41	42	0.0375	0.01	23
42	43	0.0425	0.0125	23
43	44	0.0375	0.01	23
44	45	0.08	0.0275	23
45	46	0.03	0.01	23
46	47	0.005	0.0025	23

Tableau Annexe -10. Caractéristiques des lignes des réseaux de distribution de 54 nœuds

TITRE

Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance

RESUME

L'objectif de ce travail est, partant des analyses des impacts des Générations d'Energie Dispersée (GED) dans les réseaux électriques, de proposer une nouvelle méthodologie de gestion des situations critiques du système à fort taux de pénétration de production décentralisée. Cette nouvelle méthodologie s'appuie sur le concept d'îlotage intentionnel à multiples niveaux de tension à l'aide des GED. L'idée développée a été d'intégrer de nouveaux modes d'exploitation des GED aux plans d'actions du système électrique, ceci en cas de grande perturbation et même de panne d'électricité à grande échelle, en utilisant différentes techniques d'optimisation multi-objectifs sous contraintes à multi-niveaux de tension. Cette méthode a été appelé **Deep Build Together** pour considérer une reconstruction simultanée du système dans les deux sens descendant et ascendant : du transport vers la distribution et de la distribution vers le transport. Grâce à cela, lors d'un incident généralisé, beaucoup de clients pourront être réalimentés plus tôt (notamment les clients prioritaires) et la durée de la reconstitution du système sera réduite. Plusieurs aspects techniques ont été analysés pour justifier la faisabilité de cette méthodologie. Une comparaison paramétrique, en fonction du taux de pénétration de GED, entre la nouvelle stratégie **Deep Build Together** et celle qui est actuellement utilisée, a permis une première validation de cette nouvelle stratégie de gestion des situations critiques.

Mot-clefs: Production Décentralisée, Black-out, Ilotage Intentionnel, Plan de Reconstitution, Système de Téléconduite, Graphe de Décision, Optimisation, Programmation Dynamique, Algorithme Génétique, Système Multi-Agent Intelligent.

TITRE

Impacts of dispersed generation on the management of critical infrastructures of electrical power system

ABSTRACT

The objective of this thesis is, based on the analyses of the dispersed generation (DG) impacts in the electrical networks (transmission and distribution), to propose a new methodology of management of the critical situations in the power system with large scale of decentralized production penetration. This new methodology based on the intentional islanding concept at multiple levels of voltage using the DG. The developed idea was to integrate the new DG's exploitation modes in the action plans of electrical power system in the great disturbance case or total black-out by using different multi-level and multi-objective optimization techniques with constraints. This method is named **Deep Build Together** for considering the rebuilding simultaneous in upstream and downstream processes by transmission and distribution networks. Thereby, in case of major failure, many customers (in particular the priority customers) would be restored earlier and the system restoration duration would be reduced. Numerous technical aspects had been analyzed to justify the feasibility of this methodology. A parametrical comparison, in function of DG penetration rate, between the proposed strategy **Deep Build Together** and the one which is actually used, allowed the first validation of this new strategy of management of the critical situations.

Key words: Dispersed Generation, Black-out, Intentional Islanding, Restoration Plan, Dispatching System, Decision Tree, Optimisation, Dynamic Programming, Genetic Algorithms, Intelligent Multi-Agent System.
