

# Thèse de Doctorat

## Ouahid DAHMANI

*Mémoire présenté en vue de l'obtention du  
grade de Docteur de l'Université de Nantes  
sous le label de L'Université Nantes Angers Le Mans*

**Discipline** : Electronique et Génie Electrique  
**Spécialité** : Génie Electrique  
**Unité de recherche** : IREENA

**Soutenu le 25 novembre 2014**

**École doctorale** : STIM  
**Thèse** : ED 503

## Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore

### JURY

Président :	<b>M. Seddik BACHA</b>	Professeur des Universités, G2ELab, ENSE3, St-Martin d'Hères
Rapporteurs :	<b>M. Hamid BEN AHMED</b> <b>M. Farid MEIBODY-TABAR</b>	Maître de conférences HDR, ENS Bretagne, Bruz Professeur des Universités, GREEN, ENSEM, Vandoeuvre lès Nancy
Invités :	<b>M. Philippe DEGOBERT</b> <b>Mme Pauline RHEIN</b>	Maître de Conférences, L2EP, ENSAM, Lille Design Manager, STX France Solutions SAS, St-Nazaire
Directeur de Thèse :	<b>M. Mohamed MACHMOUM</b>	Professeur, IREENA, Polytech Nantes, St-Nazaire
Co-directeur de Thèse :	<b>M. Patrick GUERIN</b>	Maître de Conférences HDR, IREENA, IUT St-Nazaire
Encadrant :	<b>M. Salvy BOURGUET</b>	Maître de Conférences, IREENA, Polytech Nantes, St-Nazaire



## Remerciements

Premièrement, je tiens à remercier mon directeur de thèse, Monsieur *Mohamed Machmoum* ainsi que mon co-directeur de thèse, Monsieur *Patrick Guerin*, pour m'avoir permis de réaliser cette thèse dans les meilleures conditions et pour leurs précieux conseils.

Je remercie profondément mes encadrants, Monsieur *Salvy Bourguet* et Madame *Pauline Rhein*, pour leurs valeurs scientifiques et humaines et pour leurs encouragements continus qui m'ont aidé à surmonter les nombreuses difficultés rencontrées au cours de ces trois années de thèse.

J'adresse mes remerciements à Monsieur *Seddik Bacha*, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury et, à Messieurs *Hamid Ben Ahmed*, *Farid Meibody-Tabar* et *Philippe Degobert*, pour leur participation au jury de ma thèse et, pour tout l'intérêt qu'ils ont témoigné pour ce travail.

Je tiens aussi à exprimer mes remerciements à tous ceux qui ont eu la gentillesse d'assister à la soutenance de cette thèse.

Je souhaite remercier toutes les personnes de STX France Solutions, Messieurs *Frédéric Grizaud*, *Lionel Josse*, *Loïc Cogrel*, *Eric Declé*, *Eric Chavet...*, qui, de près ou de loin, ont participé à l'aboutissement de ce travail.

Je tiens à remercier également Messieurs *Xiaolong Wang*, *Pierre Champagnac*, *Adrien Lebrun* et *Benoît Ninin*, pour leur contribution à l'enrichissement de ce travail à travers leurs stages que j'ai eu l'occasion de co-encadrer.

J'exprime mes remerciements à notre technicien *Franck Judic* et notre assistante de direction *Christine Brohan*, pour leur aide et leur sourire quotidien.

Je remercie particulièrement ma femme *Fadela* pour m'avoir écouté, soutenu et encouragé tout au long de cette thèse. Oui, la thèse est bien finie !

Mes remerciements vont vers *mes parents*, *mes frères* et *mes sœurs*, qui m'ont toujours encouragé pour aller plus loin dans mes études et, pour qui, cet aboutissement est tout simplement une fierté et un bonheur.

Enfin, merci à tous mes amis et collègues : *Nacer*, *Yi*, *Nacero*, *Ryma*, *Nassim*, *Ahmed*, *Anne*, *Jian*, *Hao*, *Arnaud*, *Jakob*, *Seedik*, *Zhihao*, *Manu...*, pour votre sympathie, vos encouragements et pour tous les bons moments que nous avons passé ensemble.



# Introduction générale

## Préambule

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été réalisés dans le cadre d'une thèse CIFRE ayant fait l'objet d'une collaboration entre le bureau d'études STX France Solutions et l'Institut de Recherche en Energie Electrique de Nantes Atlantique (IREENA) - Polytech' Nantes, à Saint Nazaire.

## Définition de la problématique

En France et plus globalement en Europe, l'installation de générateurs éoliens de grande puissance est fortement envisagée et les pouvoirs publics sollicitent les entreprises pour créer une filière industrielle et économique d'envergure. Dans ces développements, l'éolien offshore présente un formidable potentiel, en particulier pour la France, classée deuxième pays européen en termes de gisement énergétique. Un objectif de 6 GW de puissance installée est fixé pour 2020 et actuellement six parcs éoliens offshore de fortes puissances ont été retenus suite aux deux appels d'offres lancés par le gouvernement en 2012 et 2013, dont le site de Saint-Nazaire (Banc de Guérande) de 480 MW.

Les principaux facteurs dominants dans un projet éolien en mer sont : l'investissement et la fiabilité. En termes d'investissement, la différence principale par rapport à l'éolien terrestre réside dans le coût des fondations et du raccordement électrique. La référence [1] indique que dans les parcs éoliens terrestres modernes, les fondations représentent 5 à 10 % et le raccordement électrique (réseau interne MT et raccordement HT) représente 10 à 15 % de l'investissement total. Dans le cas de l'éolien offshore, ces proportions sont respectivement 15 à 25 % et 15 à 30 %.

L'importance de considérer le critère de fiabilité dans la phase de conception des parcs éoliens offshore est due principalement à la durée de réparation des défaillances qui peut être assez conséquente dans des conditions météorologiques défavorables. Comme exemple, la durée de réparation d'un câble sous-marin est estimée à dix jours en été et jusqu'à trois mois en hiver [2]. D'une part, la maintenance en mer fait intervenir des grands moyens (bateaux, hélicoptères...) et est donc très coûteuse et compliquée d'un point de vue de la logistique. D'autre part, l'énergie non fournie pendant la durée de réparation peut être assez importante en fonction de la position du défaut. Cela induit des pertes de revenus

pour l'exploitant du parc et d'éventuelles pénalités imposées par le gestionnaire du réseau électrique terrestre.

Un autre point important dans le cas des parcs éoliens offshore est le rendement du système électrique. En effet, celui-ci est complètement différent des installations éoliennes terrestres. Il contient un nombre beaucoup plus conséquent d'aérogénérateurs répartis sur une large surface en mer et raccordés au réseau à terre en deux phases. Premièrement, le réseau interne MT (33 kV) sert à relier toutes les éoliennes aux sous stations offshore (MT/HT), puis la puissance totale est transportée en HT (132 kV, 220 kV voir plus) au point de livraison à terre. Les pertes de puissance dans le système électrique AC sont principalement dues aux câbles sous-marins. Généralement, ces câbles sont de type tripolaire dans le but de minimiser le coût d'installation en mer, mais leurs pertes sont plus importantes à cause de la valeur significative de la capacité shunt et les puissances mises en jeu sur un même câble. La production de la puissance réactive est d'autant plus critique du côté HT à cause des distances des liaisons et du niveau de tension.

Par ailleurs, l'impact des facteurs cités sur le dimensionnement sera plus critique dans les parcs éoliens futurs à forte capacité de production vue que la tendance actuelle consiste à élever la puissance et le nombre des éoliennes dans les sites.

Au-delà des études pour l'amélioration des performances des différents composants de cette technologie (génératrices, câbles, convertisseurs...), plusieurs domaines de recherche sont actuellement investigués pour l'optimisation de l'architecture globale du parc éolien offshore. Nous citons ci-dessous trois orientations possibles présentées dans la littérature :

- **Eolien flottant** : une des solutions pour réduire le coût des fondations consiste à utiliser des éoliennes flottantes. Ces éoliennes peuvent être installées à une distance importante de la côte afin de bénéficier d'un meilleur écoulement du vent [3]. Cependant, cette technologie apporte de nouvelles contraintes mécaniques et électriques à surmonter [4] ;
- **Optimisation de la disposition des éoliennes** : ces études aérodynamiques ont pour but d'évaluer la topologie, le nombre et les emplacements des éoliennes optimisant à la fois le coût d'investissement et la productivité [5]-[6]. Ces variables sont affectées par la ressource en vent (direction et intensité), l'effet de sillage et par la topographie du fond marin (bathymétrie) ;
- **Optimisation de l'infrastructure** : ce problème se réfère à la conception de la structure de support et du réseau électrique dans un parc éolien, en considérant les fondations des éoliennes, le système électrique ainsi que le contrôle, la surveillance et le système de récupération des données. En général, l'objectif de l'optimisation de l'infrastructure est de maximiser la fiabilité du système et de minimiser l'investissement total [7].

Cette thèse s'inscrit dans ce troisième volet de recherche dont le but est « *l'optimisation de la topologie du réseau électrique en AC* » en tenant compte à la fois des trois critères

affectant cette technologie : le coût d'investissement, les pertes de puissance et la fiabilité du système.

## **Verrous scientifiques de la thèse**

Ce sujet de thèse a été formulé par l'IREENA et vise à répondre au cahier des charges défini par le bureau d'études STX France Solutions qui est l'initiateur du projet. Plusieurs laboratoires (Lille, Grenoble...) travaillent sur la thématique des réseaux électriques des parcs éoliens offshore et plus précisément sur les systèmes DC. Le travail présenté ici concerne l'optimisation des topologies de raccordements AC. Le verrou principal a été de développer une plateforme d'optimisation prenant en compte à la fois plusieurs variables (raccordement du réseau MT, raccordement du réseau HT et positionnement des sous stations offshore) et également plusieurs critères (investissement, pertes et fiabilité) évalués sur la durée d'exploitation totale des parcs. Les modèles existants, analysés lors de l'étude bibliographique, se focalisent seulement sur quelques architectures prédéfinies ou prennent en compte une seule partie du réseau et les méthodes utilisées sont souvent complexes. A l'inverse, l'AG utilisé est codé simplement en binaire. La méthode hybride (AG & Prim) présentée dans cette thèse est également performante dans le cas d'un grand nombre d'éoliennes. Ces différents verrous scientifiques sont détaillés dans les chapitres 3 et 4.

## **Organisation du rapport de thèse**

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre est un état de l'art consacré à l'éolien offshore d'une manière générale. Premièrement, la thématique et les composants les plus importants de cette technologie sont présentés. Ensuite, les architectures actuellement utilisées et conceptuelles des réseaux électriques internes des parcs éoliens offshore sont exposées. Enfin, les facteurs affectant les indices de fiabilité du système électrique sont discutés dans la dernière section.

Dans le deuxième chapitre, nous nous sommes intéressés à l'établissement des deux modèles, électrique et économique, du réseau électrique d'un parc éolien offshore. La modélisation électrique en régime permanent des différents composants (transformateurs, câbles, sources et charges) est premièrement présentée, puis le dimensionnement des équipements de compensation du réactif est développé. Dans le but de comparer les différentes architectures, deux approches sont utilisées pour l'évaluation des pertes de puissance en tenant compte de la vitesse du vent. La première, est l'étude d'écoulement de puissance pour les schémas de formes radiale et maillée. Une deuxième approche analytique est montrée pour les configurations radiales. Cette dernière est adoptée dans l'optimisation car elle permet de réaliser un calcul rapide des pertes du réseau. D'autre part, un modèle

économique d'une partie du système électrique considérée dans l'optimisation (partie variable) est présenté.

Une plateforme d'optimisation utile pour la planification du raccordement optimal en AC des parcs éoliens offshore est développée dans le troisième chapitre. L'approche proposée tient compte des différentes contraintes liées au bon fonctionnement du réseau électrique, à savoir : le transit de puissances active et réactive, la stabilité en tension et le facteur de puissance au point de livraison. La faisabilité des différentes configurations générées est également considérée, notamment le dimensionnement des composants et le croisement des câbles. Une technique de codage des architectures électriques en binaire est présentée. Elle permet d'inclure plusieurs variables dans cette approche d'optimisation hybride par algorithme génétique et algorithme de Prim : 1) le raccordement entre les éoliennes du réseau interne MT ; 2) le positionnement des sous stations électriques offshore et 3) le raccordement HT entre les sous stations offshore et le point de raccordement à terre. Cette démarche est testée en mono-objectif et multi-objectif dans le cas des configurations radiales sur deux parcs éoliens offshore réels : *Banc de Guérande (480 MW – 80 éoliennes)* et *Greater Gabbard (504 MW – 140 éoliennes)* sur des critères de coût d'investissement et de pertes de puissance. En outre, plusieurs fonctions objectifs sont analysées.

Dans le quatrième chapitre, une attention particulière est portée sur la fiabilité du système électrique des parcs éoliens offshore. Premièrement, deux approches sont présentées pour l'estimation des indices de fiabilité du système composite (production et transport) en tenant compte à la fois de la topologie de raccordement et des taux de panne et de réparation des différents composants, à savoir : la méthode de réduction des réseaux (MRR) et la méthode d'espace des états (MEE). Elles sont basées sur le diagramme de fiabilité et une méthode de recherche des chemins minimaux. Deux autres alternatives à la méthode MRR « exacte » sont testées, la première est l'approximation de la borne supérieure de la fiabilité (UBR) et la deuxième consiste à négliger la probabilité de panne des composants appartenant aux branches en parallèle dans le système. Les trois indices de fiabilité du système global choisis dans cette étude sont l'espérance de l'énergie non fournie *EENS*, le facteur de disponibilité équivalent *EAF* (appelé aussi le rapport de production *GR*) et le nombre de défaillances annuel *AOH*. Deuxièmement, une étude technico-économique est menée sur quelques configurations électriques d'un parc éolien de taille réduite dans le but de montrer l'influence de la redondance ainsi que son emplacement sur les indices de fiabilité et le coût d'investissement. Enfin, une optimisation des emplacements des redondances dans le réseau interne MT est montrée dans la dernière partie sur deux parcs éoliens offshore réels : *Barrow (90 MW – 30 éoliennes)* et *Banc de Guérande (480 MW – 80 éoliennes)*. Cette étude est basée sur la plateforme d'optimisation développée dans le troisième chapitre.

Enfin, nous présenterons dans la dernière partie de ce mémoire les conclusions générales et également quelques perspectives de ce travail.

# **1 ETAT DE L'ART SUR LES RESAUX ELECTRIQUES DES PARCS EOLIENS OFFSHORE**

## 1.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de donner un aperçu général sur la technologie de l'éolien offshore dans le but d'expliquer en quoi consiste l'architecture électrique d'un parc éolien en mer et de cibler les critères importants pour l'optimisation du réseau électrique.

Après le positionnement des travaux de thèse, nous présentons la thématique de l'éolien offshore en précisant le contexte, l'historique et les leaders dans le domaine. Nous verrons également les différentes technologies utilisées, à savoir : les éoliennes, les câbles sous-marins à HT et les sous stations électriques offshore. Ensuite nous mettons en avant les différentes architectures électriques en AC et DC du réseau interne MT et du réseau de transport HT dans les parcs éoliens offshore actuels et celles susceptibles d'être utilisées dans le futur. La dernière partie est focalisée sur les facteurs dans l'environnement marin qui influencent les indices de fiabilité (taux de panne et de réparation) du système électrique.

Une analyse de cet état de l'art est présentée dans la conclusion du chapitre en précisant les orientations de recherche suivies par la suite.

## 1.2 Présentation de la thématique de l'éolien offshore

L'augmentation des besoins planétaires en énergie électrique et la prise de conscience des problèmes environnementaux, poussent aujourd'hui l'ensemble des responsables politiques et industriels à trouver de nouvelles voies de fourniture d'énergie, et notamment d'énergie électrique. Parmi les sources renouvelables envisagées et convoitées, se trouve l'énergie éolienne offshore.

Cette technologie est très attractive car les sites en mer sont plus « venteux » que les sites terrestres du fait de l'absence d'obstacles en mer. Ainsi, les éoliennes offshore bénéficient d'un vent plus fort et plus régulier et ont une meilleure productivité. De plus, un vent plus stable cause moins d'usure sur les composants de l'éolienne. Les nuisances sonores et visuelles des éoliennes sont également écartées vu qu'elles sont installées loin des côtes. Un autre avantage de cette application est que les espaces en mer sont plus vastes que sur terre. Les éoliennes peuvent donc être plus espacées pour réduire le phénomène de sillage et leur capacité peut être agrandie pour augmenter la puissance totale de production des parcs. En revanche les fermes éoliennes offshore sont nettement plus coûteuses que les fermes terrestres principalement à cause des frais d'installation et de maintenance.

### 1.2.1 Positionnement des travaux de thèse sur la chaîne de valeur de l'éolien offshore

Cette nouvelle filière industrielle concerne plusieurs disciplines et domaines d'études résumés sur la figure 1.1.

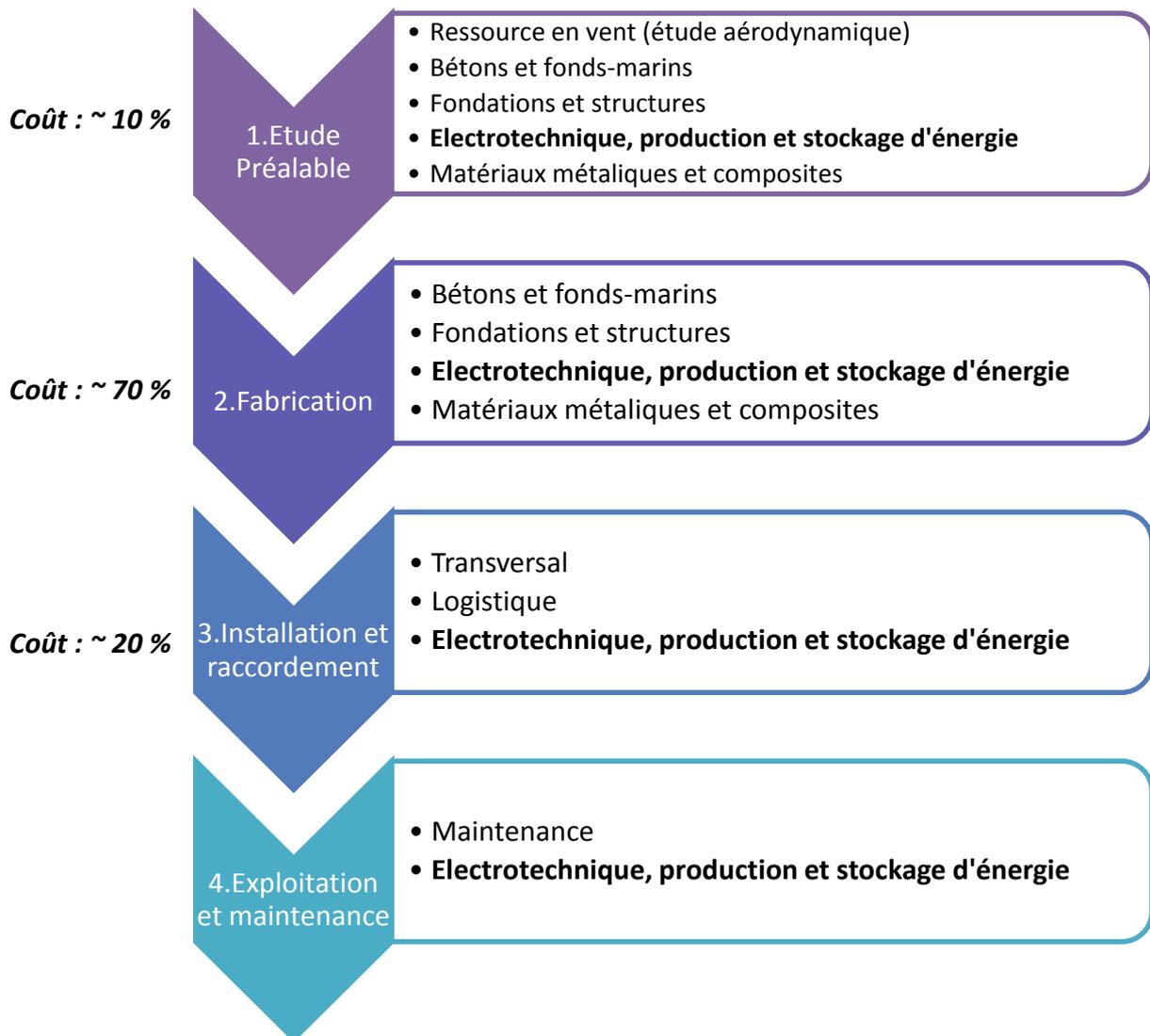


Figure 1.1. Chaîne de valeur de la filière éolienne offshore [8].

Les différents thèmes de recherche sont répartis sur les quatre phases principales d'un parc éolien offshore, à savoir : l'étude préalable, la fabrication des composants (éoliennes, fondations, sous-stations électriques offshore...), l'installation et le raccordement des éoliennes au réseau électrique et enfin l'exploitation et la maintenance. La dernière phase de démantèlement « *en anglais decommissioning* » n'a pas été représentée sur cette chaîne de valeur mais elle est aussi importante que les quatre autres étapes citées.

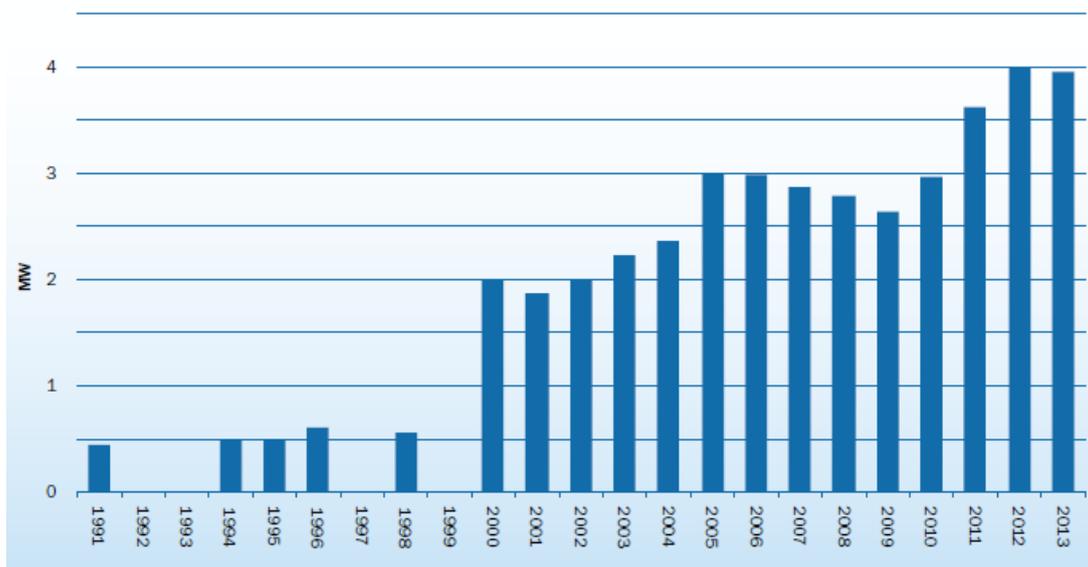
Les travaux présentés dans cette thèse sont dans le volet « *électrotechnique, production et stockage d'énergie* » et traitent la problématique du raccordement électrique sur les trois critères : coût, pertes et fiabilité qui sont liés aux étapes 1, 3 et 4.

### 1.2.2 Contexte énergétique et écologique

L'intérêt pour les énergies renouvelables s'explique par plusieurs facteurs. Les plus déterminants sont le changement climatique et la limitation des réserves de combustibles fossiles. Le changement climatique est dû à l'augmentation des gaz à effet de serre. Ce changement se traduit par une augmentation de  $0.6^{\circ}\text{C}$  de la température moyenne du globe depuis 1860. Elle pourrait augmenter de  $1.5$  à  $6^{\circ}\text{C}$  d'ici à 2100 entraînant une montée du niveau des mers de  $20\text{ cm}$  à  $1\text{ m}$  [9]. Pour faire face à ces événements la commission européenne a décidé d'un ensemble de mesures visant à réduire de  $30\%$  les gaz à effet de serre. La France, pays signataire du protocole de Kyoto, s'est engagé à diviser par 4 ses émissions de carbone d'ici à 2050. Pour cela, la loi Grenelle fixe pour objectif de produire  $23\%$  d'énergie renouvelable d'ici à 2020. A l'heure actuelle l'énergie éolienne est l'énergie qui a la croissance la plus rapide.

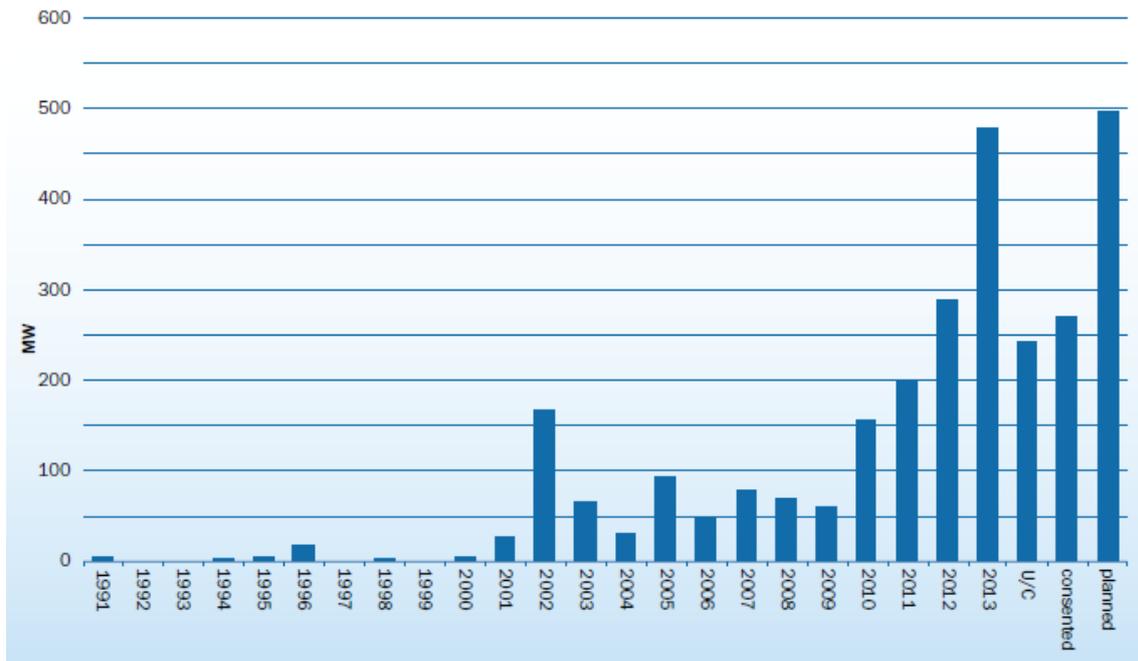
### 1.2.3 Tendances actuelles de la technologie de l'éolien offshore

Les statistiques réalisées dans [10] montrent que la volonté actuelle est d'augmenter la puissance des éoliennes et de construire des parcs offshore de tailles importantes de plus en plus loin de la côte dans des eaux plus profondes afin de réduire l'impact visuel et le bruit des éoliennes. D'après la figure 1.2, la taille moyenne des éoliennes installées dans les eaux européennes a considérablement augmentée depuis 1991. Au cours de 2013, la puissance moyenne des éoliennes installées est de  $3.9\text{ MW}$  (pareil qu'en 2012). Le recensement des parcs en cours de construction montre que cette puissance reste autour de  $4\text{ MW}$  en 2014, en raison de la dominance du marché par le modèle *Siemens* de  $3.6\text{ MW}$  [11].



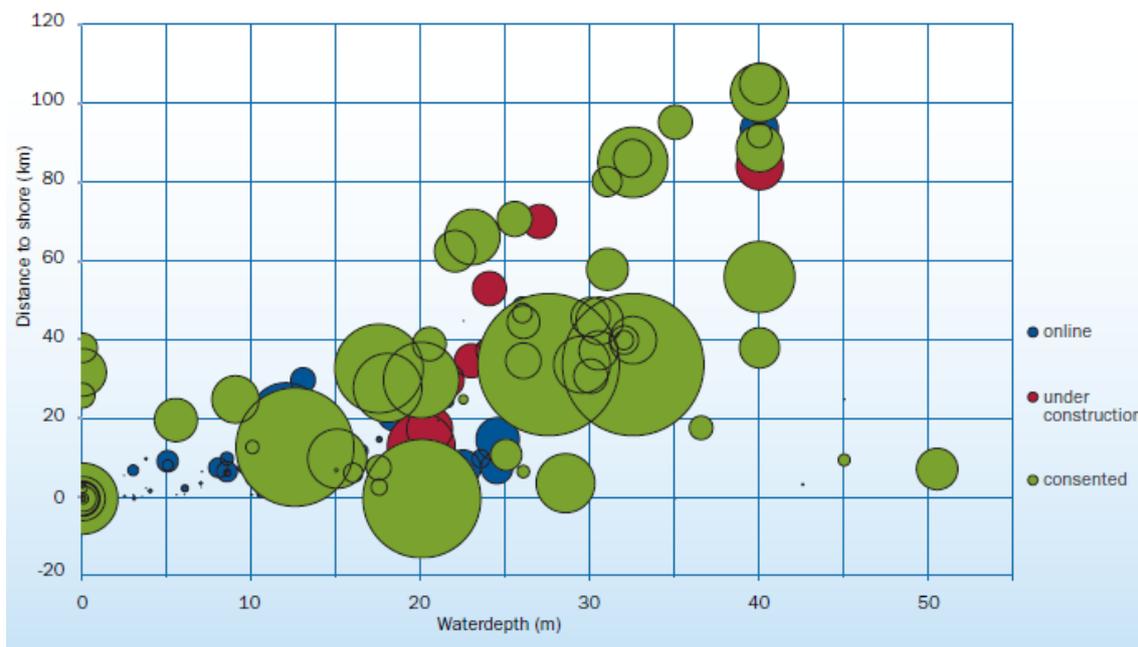
**Figure 1.2.** Evolution de la puissance moyenne des éoliennes offshore [10].

La taille moyenne des parcs offshore était de  $482\text{ MW}$  en 2013 contre seulement  $286\text{ MW}$  en 2012 (figure 1.3), soit une augmentation d'environ  $70\%$  et cette tendance vers des projets de grande taille devrait se poursuivre au cours des prochaines années.

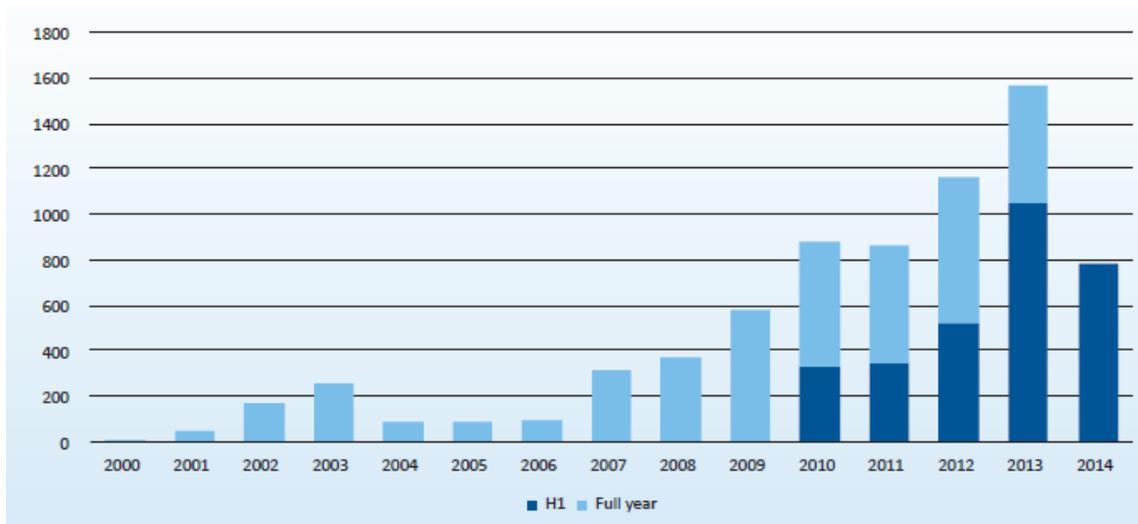


**Figure1.3.** Evolution de la puissance moyenne des parcs éoliens offshore [10].

Selon la figure 1.4, jusqu'à la fin de l'année 2013, la profondeur moyenne d'eau dans les parcs éoliens construits était de 16 m et la distance moyenne de la côte était de 29 km. En analysant les projets en cours de construction, signés ou prévus, ces chiffres sont susceptibles d'augmenter considérablement. Durant l'année 2013 seulement, la profondeur moyenne de l'eau dans les parcs éoliens construits ou en cours de construction était de 20 m (22 m en 2012) et la distance moyenne de la côte était de 30 km (29 km en 2012).



**Figure1.4.** Les profondeurs et les distances moyennes des projets de parcs éoliens offshore construits, en cours de construction et signés [10].



**Figure 1.5.** Capacité éolienne offshore installée annuellement en Europe (MW), H1 : 1er semestre [12].

Dans les dernières années, le marché de l'éolien offshore a connu un développement rapide, illustré sur la figure 1.5. Au cours des six premiers mois de 2013, 277 éoliennes offshore ont été reliées au réseau électrique européen, d'une capacité totale d'environ 1 GW. Dans l'ensemble, 18 parcs éoliens étaient en construction d'une puissance de 5111 MW. La capacité des nouveaux parcs construits en offshore au cours du premier semestre de 2013 a doublé par rapport à la même période de l'année 2012 [12].

La puissance des sites installés au cours des six premiers mois de 2014 est de 781 MW (224 éoliennes installées). En outre, 310 éoliennes d'une puissance totale de 1200 MW sont en cours de raccordement au réseau et la puissance de l'ensemble des parcs éoliens offshore en cours de construction est de plus de 4900 MW [12].

#### 1.2.4 Historique et leaders internationaux

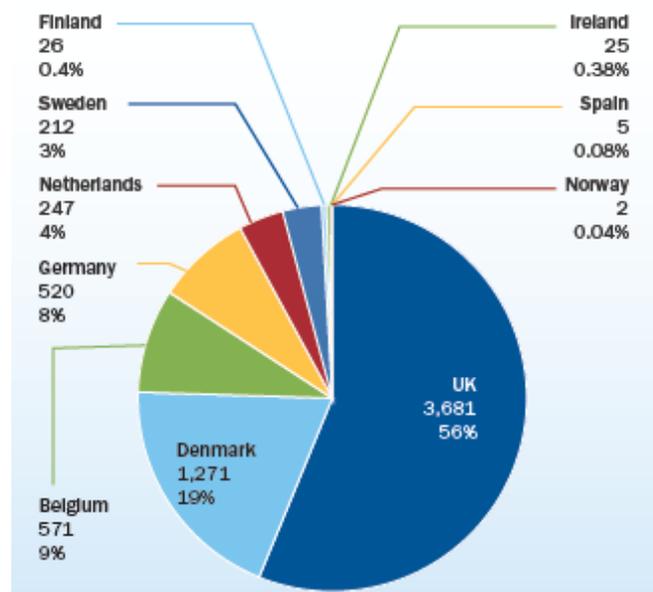
Le premier parc éolien offshore a été installé au Danemark sur le site de « Vindeby » en 1991. La puissance du parc était seulement de 4.9 MW (11 éoliennes *BONUS* de 450 kW) [13]. Actuellement, le plus grand parc éolien offshore en service au monde est le « London array », installé au Royaume-Uni en 2013. Les 175 éoliennes (modèle *Siemens 3.6 MW*) de ce parc peuvent fournir une puissance totale de 630 MW [14]. Le Royaume-Uni a approuvé en juin 2014 la construction d'un autre parc éolien offshore « *East Anglia ONE* » d'une puissance de 1200 MW (240 éoliennes), c'est-à-dire deux fois plus importante que celle du plus grand parc éolien au monde actuel (*London array*) [15]. Ces chiffres montrent l'évolution phénoménale de cette nouvelle filière industrielle.

La capacité totale de l'éolien offshore estimée à la fin de 2013 en Europe est de 6562 MW. Les éoliennes sont principalement installées dans la mer du Nord (4363 MW : 66 %) suivie de la mer Baltique (1143 MW : 17 %) puis l'océan Atlantique (1056 MW : 16 %). Comme on peut le voir sur la figure 1.6, en 2013, le Royaume-Uni a la plus grande capacité

d'éolienne offshore en Europe. La capacité cumulée est de 3 681 MW, cela représente 56 % de la puissance totale installée. Le Danemark est en deuxième position européenne avec 1271 MW (19 %) et la Belgique en troisième position avec 571 MW (8.7 %). Viennent ensuite : l'Allemagne (520 MW : 8 %), les Pays-Bas (247 MW : 3.8 %), la Suède (212 MW : 3.22 %), la Finlande (26 MW : 0.4 %), l'Irlande (25 MW), la Norvège (2.3 MW), l'Espagne (5 MW) et le Portugal (2 MW) [10].

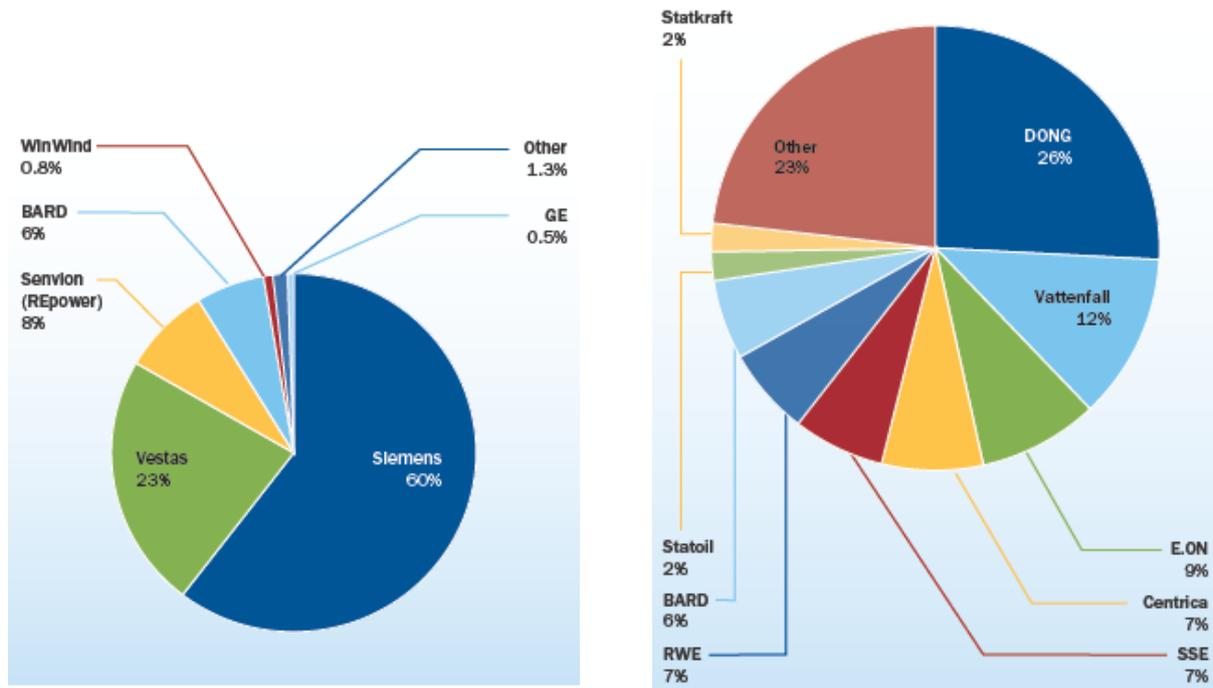
Avec ce chiffre, le Royaume-Uni est le premier producteur d'électricité offshore au monde. Ces pays, comme le Royaume-Uni et le Danemark disposent d'une grande façade maritime et des sites près de la côte en eaux peu profondes. De plus, le Royaume-Uni possède le premier potentiel européen devant la France qui n'a pas encore de parcs éoliens offshore opérationnels.

Malgré le retard pris par rapport aux autres pays européens dans le développement de cette technologie, la France envisage de se rattraper en fixant comme objectif d'atteindre une capacité de 6 GW d'ici 2020. En 2011, son premier appel d'offres a été lancé pour la création de 5 parcs éoliens offshore d'une puissance totale de 3 GW. Mais finalement 4 parcs totalisant 1928 MW ont été retenus en 2012 : Fécamp (498 MW), Courseulles-sur-Mer (450 MW), Saint-Brieuc (500 MW) et Saint-Nazaire (480 MW). La construction de ces 4 parcs éoliens offshore est prévue entre 2016 et 2020 [16]. Deux autres parcs éoliens offshore, au Tréport et à Noirmoutier d'une puissance de 496 MW chacun, ont été retenus en 2014 suite à un deuxième appel d'offres.



**Figure 1.6.** Capacité totale (cumulée) installée en Europe par pays (MW) [10].

En dehors de l'Europe deux autres pays se sont lancés dans la production d'électricité à partir d'éolien offshore : la Chine et le Japon. La Chine possédait 5 parcs éoliens offshore en 2010 qui totalisent une puissance de 140 MW. Le Japon quant à lui possède 3 parcs en activité qui produisent une puissance de 28.5 MW.

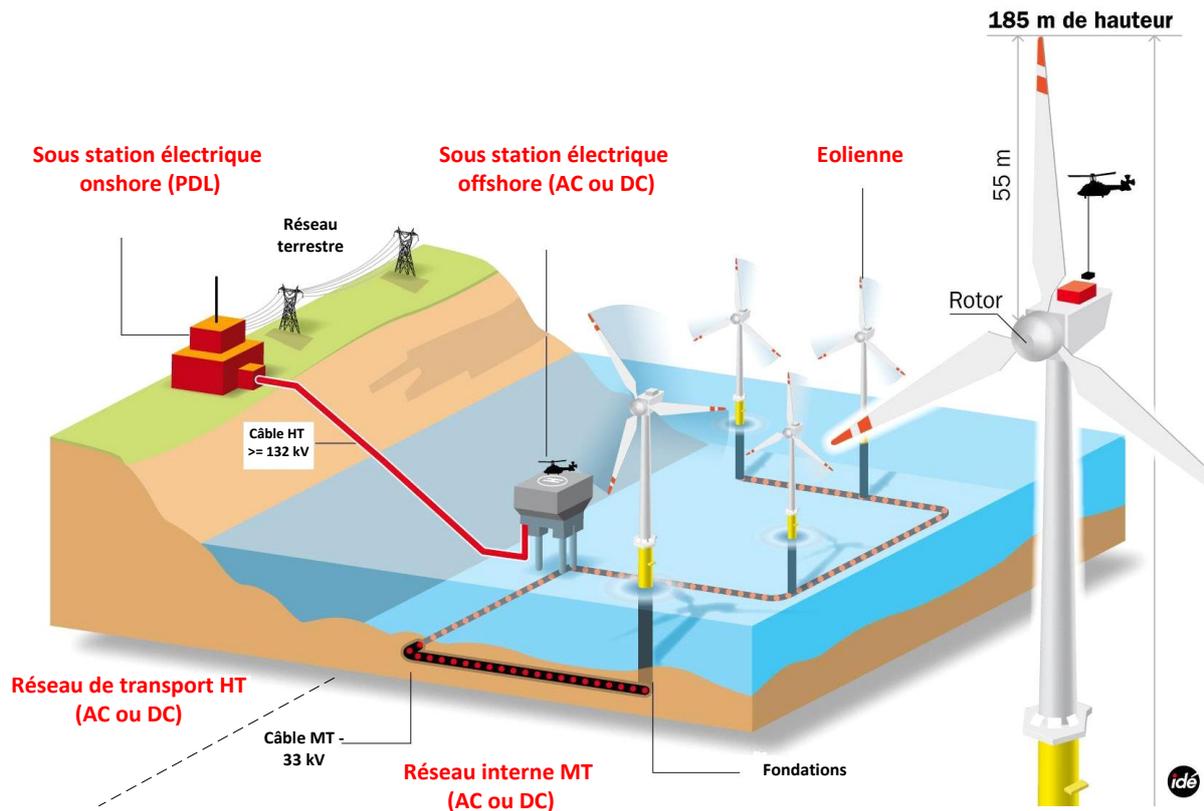


**Figure 1.7.** Leaders industriels à la fin de 2013 : (a) parts des fabricants d'éoliennes offshore (MW), (b) parts des énergéticiens propriétaires des parcs éoliens offshore (MW) [10].

D'après la figure 1.7, Siemens est le fournisseur leader des éoliennes offshore en Europe détenant à lui seul 60 % de la capacité totale existante à la fin de l'année 2013, suivi de Vestas (23 %) et Senvion (REpower) (8 %). Dong maintient sa position du plus grand énergéticien européen avec 26 % des installations cumulées à la fin de 2013, suivi de Vattenfall (12 %), E.ON (9 %), Centrica (7 %), SSE (7 %), RWE (6 %) et Bard (6 %).

### 1.3 Technologie des parcs éoliens offshore

Un parc éolien offshore (PEO) est constitué de trois parties comme illustré sur la figure 1.8. La première est le système de production constitué d'un certain nombre d'éoliennes répartie sur une large surface en mer permettant la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. La deuxième partie est le réseau interne MT dans lequel les éoliennes sont raccordées à une ou plusieurs sous-stations électriques offshore de type AC ou DC par des câbles MT. La tension actuelle du réseau interne est de 33 kV (HTA) et celle-ci résulte d'un compromis technico-économique. Enfin, la troisième partie est le réseau de transport HT. Au niveau des sous-stations électriques offshore, la tension est élevée à un niveau HT supérieur à 132 kV (HTB) pour transporter en AC ou en DC « HVAC ou HVDC » toute l'énergie produite dans le parc éolien vers la sous station électrique onshore, que nous appellerons le point de livraison (PDL).



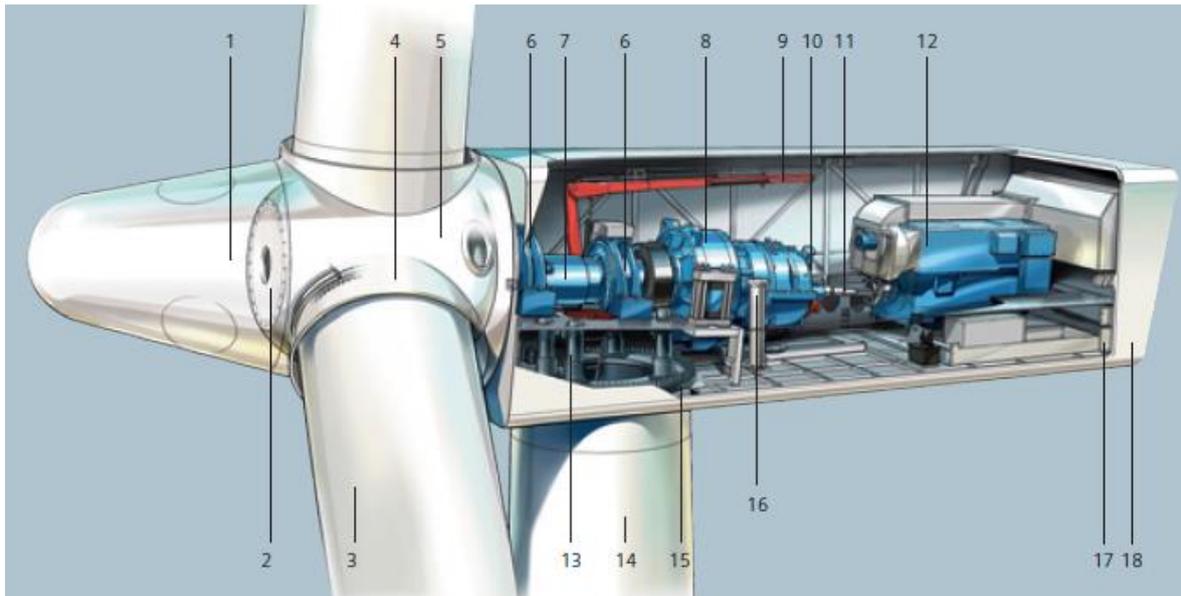
**Figure 1.8.** Les différentes parties d'un parc éolien offshore (source RTE).

Par la suite, nous nous intéresserons premièrement aux technologies des éoliennes offshore, des câbles sous-marins et des sous stations électriques en mer (AC et DC). Nous présenterons ensuite les différentes architectures de raccordement électrique des réseaux interne MT et de transport HT en AC et DC des parcs éolien offshore.

### 1.3.1 Eoliennes offshore

Il existe principalement deux types d'éoliennes : à axe horizontal et à axe vertical. Les éoliennes les plus couramment utilisées de nos jours sont à axe horizontal et sont constituées d'une partie mécanique (turbine et multiplicateur de vitesse) et d'une partie électrique (générateur et interface générateur-réseau électrique : convertisseur, compensation, filtre et transformateur). Un exemple du diagramme d'une éolienne offshore de 3.6 MW est montré sur la figure 1.9 [11].

La plupart des éoliennes en mer, à rotor tripale, sont conçues pour fonctionner avec des vents d'environ 2,5 à 25 m/s, et pour résister à des tempêtes jusqu'à 50 m/s. Au-delà de 25 m/s les pales sont orientées « en drapeau » pour minimiser les efforts subis. L'étude statistique des vents permet de tracer une courbe de distribution basée sur des mesures saisonnières ou, pour des zones où il n'existe pas de relevés suffisamment précis, sur des lois de probabilité telle que la distribution de Weibull.



- |                        |                           |                                   |
|------------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1. Nez                 | 7. <b>Arbre principal</b> | 13. Moteur d'orientation          |
| 2. Support du nez      | 8. <b>Multiplicateur</b>  | 14. Mât                           |
| 3. <b>Pale</b>         | 9. Grue de service        | 15. Couronne d'orientation        |
| 4. Roulement de calage | 10. Frein à disque        | 16. Filtre à l'huile              |
| 5. Moyeu               | 11. Accouplement          | 17. Ventilation de la génératrice |
| 6. Palier principal    | 12. <b>Génératrice</b>    | 18. Habitacle                     |

**Figure 1.9.** Diagramme d'une éolienne offshore « *SWT-3.6-107 de Siemens* » [11].

En fonction de la vitesse du vent, la puissance produite par chaque éolienne est variable sur une zone de fonctionnement allant de la vitesse minimale (autour de 3 m/s) à la vitesse nominale (autour de 12 m/s). Au-delà de celle-ci, la puissance produite se stabilise à la puissance maximale de la machine, jusqu'à ce que le vent atteigne la vitesse de mise en sécurité d'environ 25 m/s.

La puissance mécanique extraite du vent au niveau de la turbine dépend du diamètre  $D_e$  de l'éolienne, de la masse volumique de l'air  $\rho$ , de la vitesse du vent  $v$  et du rendement aérodynamique de la turbine  $C_p$ , exprimée comme suit :

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot (D_e/2)^2 \cdot C_p(\lambda_t, \beta) \cdot v^3 \quad , \quad \lambda = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{v} \quad (1.1)$$

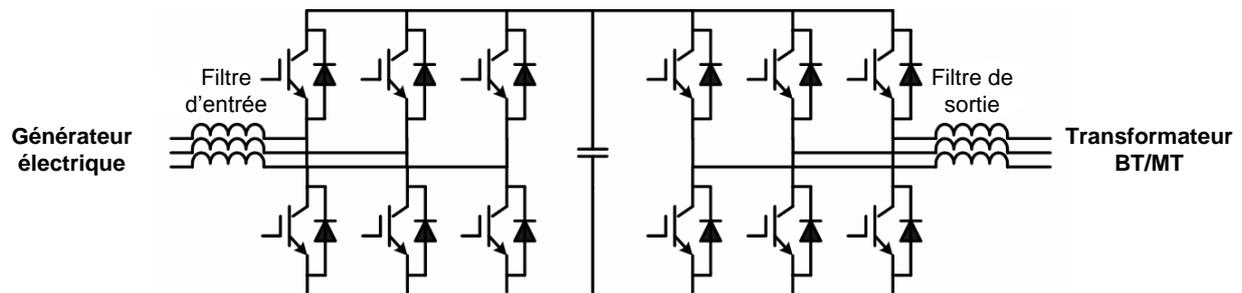
Le rendement  $C_p$  est une fonction non linéaire des paramètres  $\lambda_t$  et  $\beta$  qui sont respectivement : la vitesse spécifique « *tip ratio* » et l'angle de calage des pâles « *pitch angle* ». Ce coefficient présente une limite théorique (limite de *Betz*) égale à 16/27 [17].

Cette puissance mécanique de rotation est ensuite convertie en puissance électrique au niveau du générateur électrique. Dans les éoliennes actuelles, deux types de machines électriques sont principalement utilisées : asynchrone et synchrone [18] [19]. Le choix d'une machine électrique pour chaque application est basé sur des critères techniques et

économiques, tels que la simplicité, la robustesse, la maintenance, la fiabilité, la commande ainsi que les coûts de construction et de réalisation.

L'interface entre l'aérogénérateur et le réseau électrique interne MT est composée de deux éléments. D'une part, un transformateur permet d'adapter le niveau de tension BT à la sortie de l'éolienne (généralement 690 V) à celle du réseau interne MT (de l'ordre de 33 kV). Cette première élévation de la tension permet de réduire les pertes de puissance dans le réseau interne. La puissance apparente d'un transformateur d'éolienne est de 105 % à 125 % de la puissance active du générateur et la puissance réactive consommée à pleine charge par le transformateur est de l'ordre de 6 % de sa puissance nominale [20].

D'autre part, une partie électronique de puissance est insérée dans les éoliennes actuelles à vitesse variable entre le générateur et le transformateur BT/MT pour une extraction optimale de l'énergie du vent et pour le contrôle de plusieurs paramètres électriques tels que les puissances active et réactive, le niveau de tension et la fréquence. Plusieurs technologies et topologies de ces convertisseurs d'électronique de puissance existent et leur choix dépend du type de générateur utilisé et des contraintes de coût, de rendement, de complexité de la commande et de la fiabilité qui est un facteur important en offshore. Un exemple de convertisseur d'éolienne avec une structure « *Back-to-back* » est montré sur la figure 1.10.

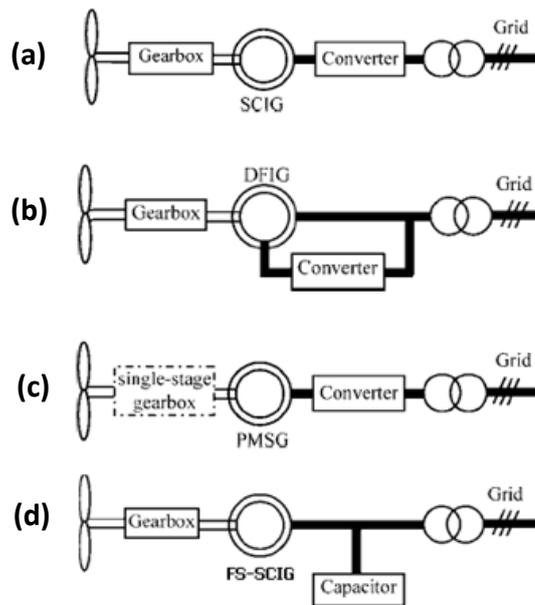


**Figure 1.10.** Structure Back-to-back - VSC [21].

Les différentes structures de la chaîne de conversion de l'éolienne sont présentées dans la section suivante.

### 1.3.1.1 Topologies électriques des éoliennes

Avec le développement rapide des technologies et la croissance importante de la puissance éolienne installée dans le monde, diverses architectures électriques ont été développées pour les éoliennes. Dans les éoliennes d'aujourd'hui, nous distinguons principalement quatre topologies, liées à la disposition et le type des différents composants : le générateur, le convertisseur et le multiplicateur. Ces quatre topologies, montrées sur la figure 1.11, sont regroupées sous deux grandes familles : les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable [22]-[25].



**Figure 1.11.** Différentes topologies d'éoliennes [24].

#### 1.3.1.1.1 Eolienne à vitesse fixe

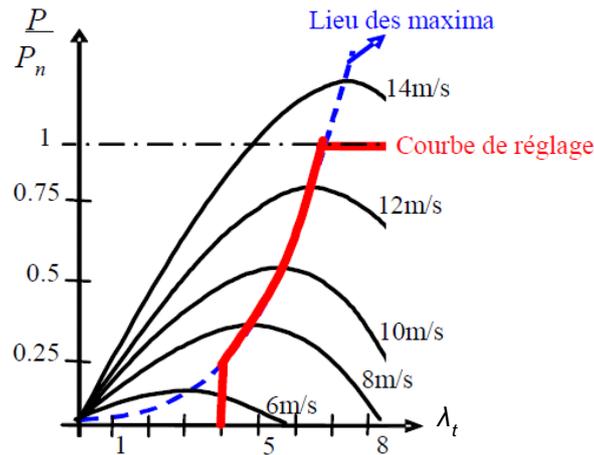
Cette chaîne de conversion (figure 1.11.d) ne comporte pas de convertisseur. Le générateur est généralement asynchrone à cage avec une boîte de vitesse à étages multiples pour l'adaptation de la vitesse. Un système d'orientation mécanique des pâles « *Pitch control* » est utilisé pour maintenir la vitesse de rotation à peu près constante. Vu que la machine électrique est directement raccordée au réseau à travers un transformateur, un système de compensation d'énergie réactive est nécessaire. Cette structure est appelée « *FS-SCIG - Fixed Speed Squirrel cage Induction Generator* ». L'éolienne ne fonctionne que pour des vitesses légèrement supérieures à la vitesse du synchronisme « *hyper synchronisme* », avec un glissement de l'ordre de 1 à 2 %. L'inconvénient de cette structure se trouve dans la contrôlabilité des différents paramètres : tension, fréquence, puissance active et réactive.

#### 1.3.1.1.2 Eolienne à vitesse variable

La courbe de réglage de la vitesse de ce type d'éolienne est présentée sur la figure 1.12. La vitesse de la turbine (trait continu en rouge) est adaptée à la vitesse du vent (trait continu en noir) via l'électronique de puissance pour fonctionner dans les points à maximum de puissance. Principalement trois types d'éoliennes existent sous ce concept, tels que nous le détaillons ci-après.

#### *Machine asynchrone à cage (SCIG)*

Comparé au concept précédent (FS-SCIG), cette chaîne de conversion appelée « *SCIG - Squirrel cage Induction Generator* » a un avantage de contrôlabilité à l'aide du convertisseur (figure 1.11.a) : variation de vitesse, meilleure performance en termes d'énergie réactive et de démarrage progressif sur le réseau. Le convertisseur est dimensionné pour la puissance nominale du générateur.



**Figure 1.12.** Caractéristique de réglage de vitesse d'éolienne [22].

#### *Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA ou DFIG)*

Le stator de cette structure (figure 1.11.b) est raccordé directement au réseau et le rotor bobiné avec un couplage en étoile est alimenté par un convertisseur via un système bagues-balais (d'où le nom de double alimentation). Ce mode d'alimentation permet la récupération d'énergie dans une large gamme de vitesse pour les deux modes hypo- et hyper-synchrone. Cette plage de vitesse dépend de la puissance du convertisseur de fréquence. Typiquement, elle est de  $\pm 30\%$  autour de la vitesse de synchronisme.

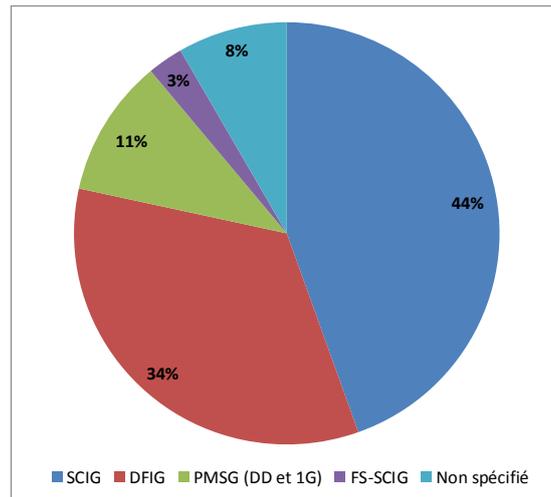
#### *Machine Synchrone à Aimant Permanent (PMSG)*

Dans cette structure, le rotor de la machine est à aimants permanents (figure 1.11.c). La différence par rapport à la MADA est que le convertisseur est connecté au stator. Ainsi la récupération d'énergie peut se faire pour une large plage de vitesse grâce à ce convertisseur. Néanmoins, ce dernier est dimensionné pour la puissance totale du générateur. Ce concept est en développement pour les éoliennes à attaque directe sans multiplicateur « *Direct Drive* » ou à un seul étage de multiplication en augmentant le nombre de de paires de pôles de la machine électrique.

#### **1.3.1.2 Tendances des éoliennes dans les parcs éoliens offshore**

Afin de montrer la tendance actuelle de ces différentes topologies, nous avons mené une étude sur un échantillon de 2654 éoliennes recensées dans 36 parcs éoliens offshore de puissance supérieure à 100 MW déjà construits ou en phase de construction. Le résultat obtenu est montré sur la figure 1.13.

Nous remarquons que 89 % des éoliennes utilisées en offshore sont à vitesse variable et de même topologie pour chaque parc éolien. Cela nous renseigne sur l'importance de la contrôlabilité des différents paramètres : tension, fréquence, puissance réactive et puissance active dans les éoliennes actuelles et celles du futur.



**Figure 1.13.** Répartition par type des éoliennes utilisées.

Cette répartition montre que l'éolienne de type *SCIG* est la plus utilisée. La fiabilité de cette chaîne de conversion est plus élevée que la *DFIG* dû à l'absence du système bague-balais. De plus, elle est plus compétitive en termes de coût que la *PMSG*. Néanmoins, la structure *DFIG* est beaucoup utilisée dans les éoliennes actuelles grâce à la puissance réduite du convertisseur placé au rotor. Enfin, Le rendement élevé de la génératrice à aimant (*PMSG*) et la grande fiabilité et disponibilité de la structure utilisant cette génératrice en « *Direct Drive* », la rendent très attractive dans les éoliennes des futurs parcs offshore [24].

### 1.3.2 Câble sous-marin à haute tension

Trois technologies de câbles sont développées : 1) les câbles isolés au papier imprégné ; 2) les câbles à isolation synthétique extrudée et 3) les câbles à isolation gazeuse. C'est dans les années soixante que l'emploi des matériaux synthétiques extrudés, thermoplastiques ou réticulés, prit son essor. Un matériau, surtout, a occupé le devant de la scène : le polyéthylène pur (*PE*) ou réticulé « *PR* ou *XLPE - Cross-linked polyethylene* » ; mais l'emploi du caoutchouc d'éthylène-propylène « *EPR - Ethylene Propylene rubber* » se développe également. La technique des câbles à isolant gazeux, pour laquelle l'isolation électrique est assurée par de l'hexafluorure de soufre (*SF6*) sous pression, permet la réalisation des liaisons à HT de grandes puissances (supérieure à 2 GVA) [26]. Aujourd'hui, les câbles au papier imprégné d'huile-résine ou simplement d'huile, exemple de « *Self Contained Oil-Filled Power Cable* » [27], sont abandonnés au profit des câbles à isolant synthétique grâce aux nombreux avantages qu'offre cette dernière technologie en termes de maintenance, de rendement, de capacité de transport, de température maximales admissible ainsi qu'en termes de coût et de poids.

Un exemple de câble sous-marin AC à isolation synthétique extrudée est présenté sur la figure 1.14. Ce système coaxial est composé d'un conducteur central (âme) en cuivre ou en aluminium dans lequel circule le courant, entouré d'une enveloppe isolante constituée de trois couches : un écran semi-conducteur interne, un isolant (*XLPE* ou *EPR* dans ce cas) et un

écran semi-conducteur externe. L'écran métallique extérieur joue à la fois le rôle d'électrode de référence, de conducteur d'évacuation du courant de court-circuit homopolaire, de barrière d'étanchéité et de protection mécanique [26]. Une gaine externe anticorrosion en matériau synthétique assure la protection mécanique et empêche la diffusion de l'eau dans le câble [28]. Une armure en fils d'acier galvanisés est généralement mise par-dessus la gaine extérieure pour plus de protection et de résistance aux efforts mécaniques.



**Figure 1.14.** Composition d'un câble AC tripolaire à HT – Source : Nexans.

La gaine montrée sur la figure 1.14 n'est pas nécessaire dans les câbles à isolant EPR qui constitue leur avantage, par contre elle est indispensable pour les câbles à isolant XLPE pour éviter la pénétration de l'humidité [29]. Les câbles à isolant EPR possèdent des propriétés similaires à celles des câbles à isolation d'XLPE pour des tensions jusqu'à 69 kV, mais au-dessus, l'inconvénient est que leur capacité shunt est plus grande [30]. Les câbles sous-marins peuvent également être équipés de fibres optiques intégrées pour fournir des liaisons de communication pour les systèmes de contrôle [20].

Dans les câbles AC, lorsque cela est possible, les trois phases sont regroupées dans un seul câble « *three-core cable* ». Un câble à trois conducteurs regroupés réduit le coût de pose. Il produit également des champs électromagnétiques faibles. L'avantage des câbles unipolaires est qu'il est plus facile et moins coûteux à exploiter un quatrième fil de secours ou de rechange en cas de panne (câble de redondance).

L'isolation des câbles HVDC se fait en général au papier imprégné, exemple de « *Mass-Impregnated Non-Draining insulation* » et « *Low Pressure Fluid-Filled* ». L'isolation à base de polymères n'était pas possible pour le transport en HVDC à cause des défaillances, mais de récentes améliorations permettent son utilisation même en DC (figure 1.15.b) [30].



**Figure 1.15.** Technologies des câbles sous-marins DC à HT : (à gauche) câble à isolation polymérique, (à droite) câble de type *Paper-insulated mass-impregnated* – source ABB.

Les pertes de puissance dans les câbles sous-marins en AC sont plus importantes par rapport aux câbles en DC. Cela est dû à leur capacité shunt élevée, même avec les récents isolants [27]. Cette capacité dépend du positionnement des conducteurs, c'est-à-dire les trois conducteurs en un seul câble ou séparés ainsi que la distance entre eux. La production de grandes quantités d'énergie réactive peut être considérée comme le principal facteur limitant l'utilisation du câble HVAC dans les systèmes de transmission sur de longues distances. A 132 kV, la puissance réactive générée par le câble à isolation XLPE est d'environ 1 MVAR / km [29].

En outre, les pertes par effet de peau et par courants induits dans l'écran et l'armure sont significatives dans les pertes totales des câbles en AC [20]. L'âme du câble (conducteur) est généralement divisée en plusieurs segments afin de limiter les pertes par effet de peau [28]. Par contre, les pertes Joule, sont les seules pertes dans le cas d'un câble DC [27]. Un exemple d'évolution des différents types de pertes de puissance dans un câble sous-marin en 33 kV avec une isolation XPLE est montré dans le tableau 1.1.

**Tableau 1.1.** Evolution des pertes dans un câble en AC 33 kV isolé en XLPE [31].

33 kV 3 x 150 mm <sup>2</sup>					
Courant nominal [A]	Température [°C]	Pertes Diélectriques [kW/ km]	Pertes dans les Conducteurs [kW/km]	Pertes dans l'écran [kW/km]	Pertes dans l'armure [kW/km]
70	20.5	0.06	1.8	0.1	0.3
140	25.0	0.06	7.5	0.5	1.2
210	32.8	0.06	17.5	1.1	2.7
280	44.5	0.06	32.3	1.8	4.7
350	60.5	0.06	53.3	2.7	7.4
33 kV 3 x 400 mm <sup>2</sup>					
420	43.5	0.08	29.2	5.3	10.8
490	52.8	0.08	40.9	7.1	14.8
560	64.2	0.08	55.3	8.9	19.4
33 kV 3 x 630 mm <sup>2</sup>					
630	59.0	0.10	46.0	11.0	24.3
700	68.9	0.10	58.0	13.2	30.3

Nous constatons que les pertes diélectriques sont négligeables. Par contre, les pertes induites dans l'écran et surtout l'armure du câble sont importantes atteignant jusqu'à 43 % des pertes totales et sont proportionnelles à la section du câble [27].

### 1.3.3 Sous station électrique offshore

Pour les grands parcs éoliens offshore (de puissance supérieure à 100 MW) situés à des distances assez importantes de la côte (> 15 km), il est nécessaire d'élever une deuxième fois la tension en HT (132,150, 220 kV voir plus) pour transporter la puissance produite au point de raccordement à terre. Ce passage en HT permet de réduire les pertes de puissance dans le réseau électrique. Par conséquent, une sous station électrique offshore (SEO) est nécessaire pour loger tous les dispositifs (figure 1.16) : transformateurs, compensateurs, convertisseurs, protections, système de contrôle et de communication, générateur diesel (avec une réserve importante de combustible), base d'hélicoptère....



**Figure 1.16.** Sous station électrique AC du parc éolien *Westermost Rough* (Source : STX France Solutions).

Cette sous station sert aussi de base de vie pour le personnel qui s'occupe de la maintenance du parc. Le générateur diesel raccordé en parallèle au réseau assure une alimentation de secours aux équipements essentiels [20]. La plate-forme doit être conçue de manière à disposer de l'espace nécessaire pour tout le matériel qui sera installé et faciliter l'accès aux composants pour la maintenance. Il est également essentiel, pour des raisons de

sécurité, d'inclure des éléments de sauvetage [32]. La sous-station électrique offshore peut être soit en AC soit en DC. Les caractéristiques de quelques sous stations électriques offshore sont résumées dans le tableau 1.2.

**Tableau 1.2.** Exemples de sous stations électriques offshore (source : ABB) [33].

Noms	Capacité [MW]	Tension [kV]	Fondation	Poids [tonne]
Horns Rev (DK)	165	36/150	Tripode	1200
Nysted (DK)	160	33/132	Mono-pile	670
Barrow (UK)	90	33/132	Mono-pile	480
Lillgrund (S)	110	33/138	Gravitaire	520
BorWin 1 (G) HVDC light	400	AC : 33/155 DC : 150	Jacket	3200

### 1.3.3.1 Sous station électrique offshore AC

La solution AC est la plus utilisée, due à la standardisation et l'encombrement réduit des matériels par rapport à l'autre solution DC. La sous station AC comporte principalement un ou plusieurs transformateurs en parallèles avec ou sans régulateur en charge, un système de compensation d'énergie réactive et éventuellement un filtre d'harmoniques, des cellules MT et HT « *switchgear* », des jeux de barres et enfin un générateur diesel.

L'expérience acquise des SSEOs déjà implantées nous renseigne sur l'importance de considérer le critère de fiabilité lors de la conception de celles-ci pour les projets futurs. L'exemple concret est celui de *Nysted* où le taux de défaillance du poste de transformation a été très élevé en 2007. Ainsi, l'intégration des redondances dans les sous stations est essentielle pour améliorer leurs disponibilités au cours de la durée d'exploitation [33]. Généralement, deux transformateurs d'une puissance de 70 % de la puissance globale du parc éolien sont utilisés plutôt qu'un seul transformateur d'une puissance totale du parc.

Quelques configurations électriques possibles de sous stations électriques offshore en AC sont présentées sur la figure 1.17. Dans la configuration (a), la puissance totale du parc transite à travers un seul transformateur. Cette solution est certes intéressante d'un point de vue économique et d'encombrement, mais l'est moins en termes de redondance. Une comparaison en termes de coût, redondance et disponibilité (en cas de maintenance) entre les architectures alternatives à la configuration de forme radiale (a) est présentée dans le tableau 1.3.

La création des chemins redondants permet de réduire l'énergie non fournie en cas de défaillance ou d'intervention pour la maintenance, ce qui augmente la fiabilité et la

disponibilité du système. En outre, le fait de diminuer la puissance de court-circuit sur chaque jeu de barres permet de rester dans les limites technologiques des protections.

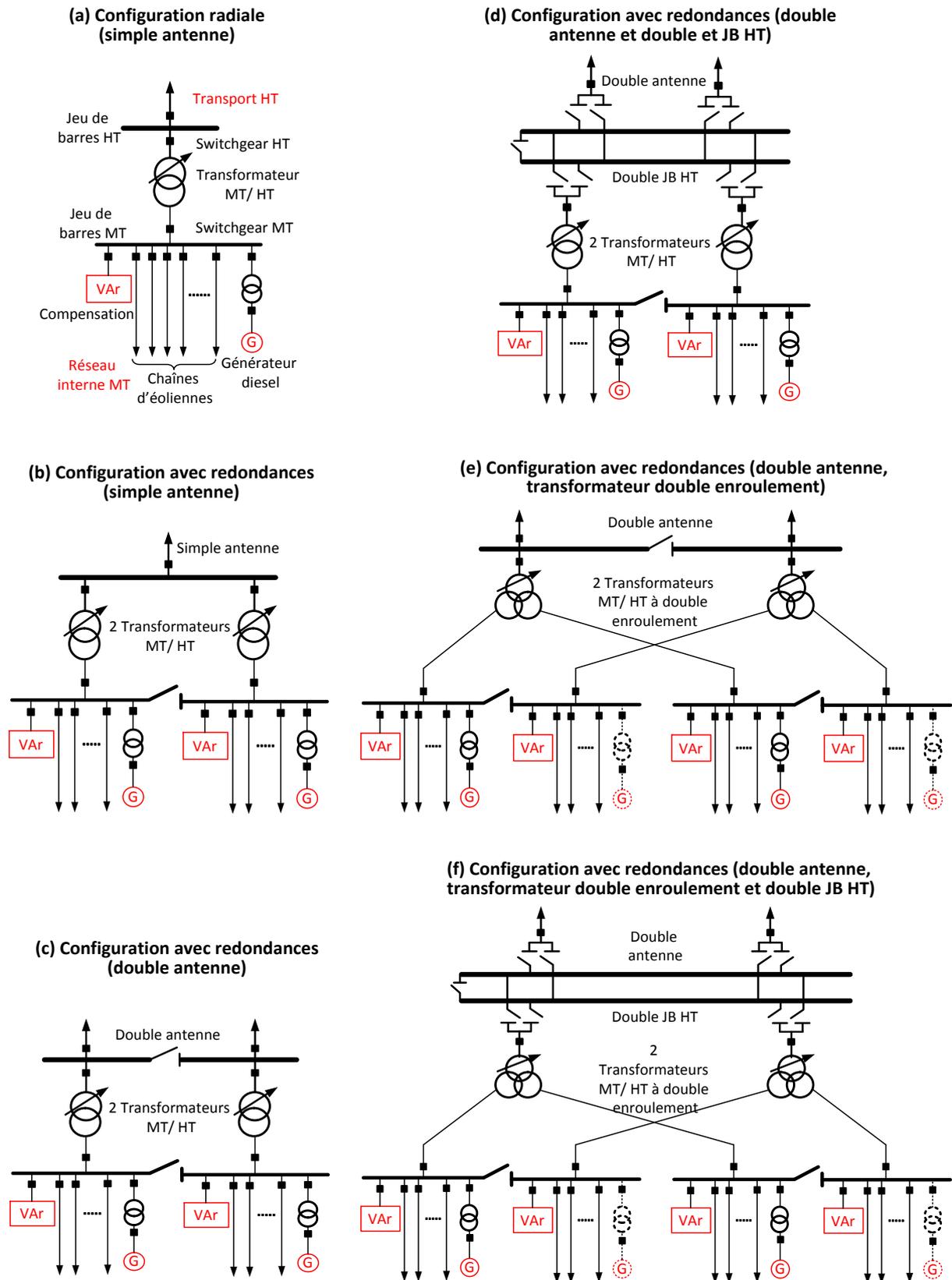


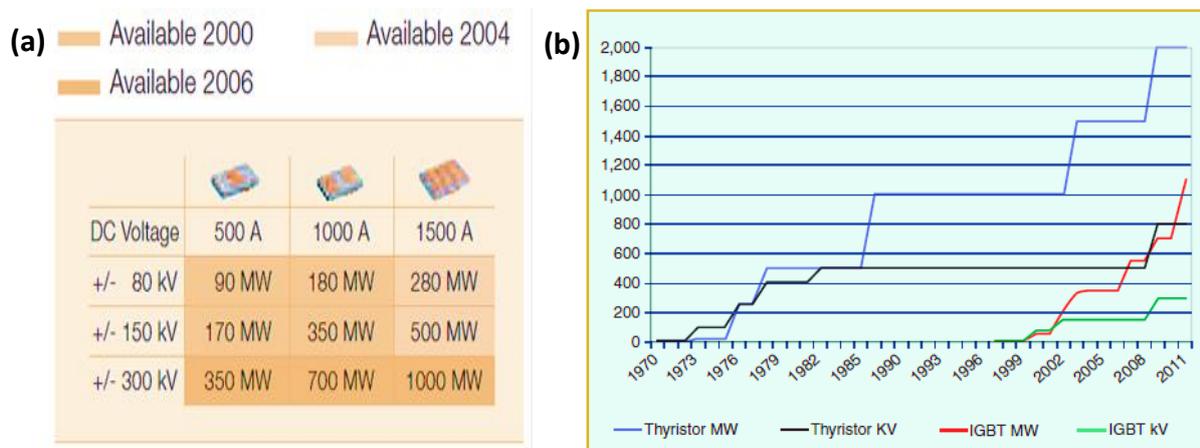
Figure 1.17. Quelques schémas unifilaires possibles d'une sous station électrique offshore en AC.

**Tableau 1.3.** Configurations alternatives (avec redondances) pour la sous station en AC.

	(b) : simple antenne	(c) : double antenne	(d) : double antenne double JB	(e) : double antenne, double enroulement	(f) : double antenne, double enroulement et double JB
Avantages	-Coût moyen, -Redondance moyenne côté HTA,	- Redondance moyenne côté HTA et HTB, - Disponibilité moyenne (production partielle en cas de maintenance du JB HTB).	-Redondance élevée côté HTB, -Redondance moyenne côté HTA, -Disponibilité élevée (production totale même en cas de maintenance du JB HTB).	- Redondance moyenne côté HTB, - Redondance élevée côté HTA, -Disponibilité moyenne (production partielle en cas de maintenance du JB HTB)	-Redondance élevée côté HTB et HTA, -Disponibilité élevée (production totale même en cas de maintenance du JB HTB)
Inconvénients	-Redondance faible côté HTB, -Disponibilité faible (pas de production en cas de maintenance du JB ou départs HTB).	-Coût important, - Production partielle en cas de maintenance du JB HTB).	-Surcoût important	-Surcoût très important,	-Surcoût très important,

**1.3.3.2 Sous station électrique offshore DC**

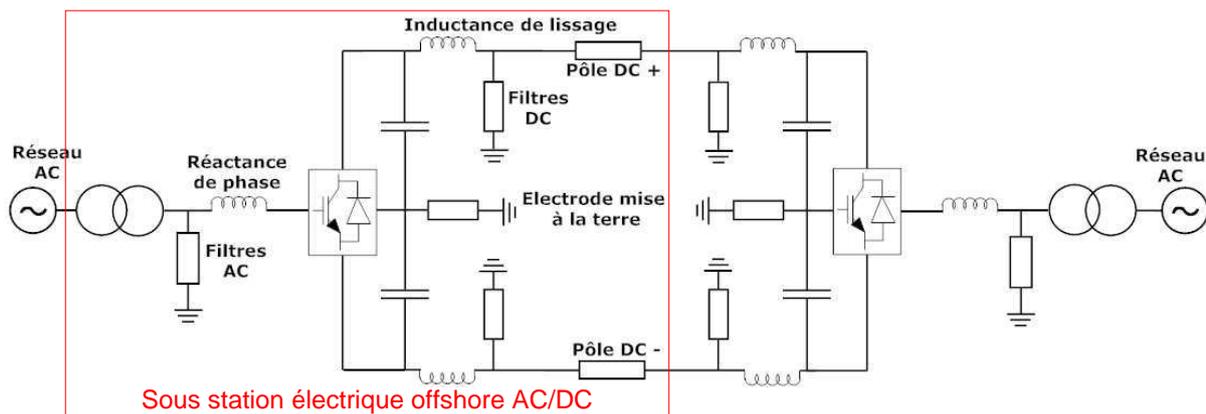
Dû au fait que le système de transport de type HVAC était davantage développé en termes de puissance, de protection, de simplicité..., la plupart des sous stations électriques en offshore sont donc de type AC. Néanmoins, le développement de la technologie des semi-conducteurs comme le montre la figure 1.18, ainsi que l'éloignement des parcs éoliens, justifie l'intérêt récent de la solution HVDC (High Voltage Direct Current).



**Figure 1.18.** Développement des semi-conducteurs : (a) composants du HVDC-Light (ABB) [34], (b) développement des thyristors et IGBTs [35].

Ce système de transport en HVDC nécessite une sous station électrique en mer pour la conversion AC/DC dont les principaux composants sont (figure 1.19) [36] [37] :

- Un ou plusieurs transformateurs pour l'élévation du niveau de la tension,
- Les filtres harmoniques côté AC et DC,
- Les réactances de phase qui permettent de réduire les courants harmoniques des lignes triphasées et faciliter la gestion des puissances actives et réactives,
- Un ou plusieurs convertisseurs AC/DC,
- Les inductances de lissage
- Les condensateurs du bus DC,
- Les protections,
- Eventuellement un générateur diesel de secours et un système de compensation d'énergie réactive.



**Figure 1.19.** Schéma d'une sous station offshore AC/DC avec un convertisseur VSC « Voltage Source Converter » [37].

## 1.4 Architectures électriques des parcs éoliens offshore

Dans le cas des parcs éoliens offshore, le choix du site, du type et du nombre d'éoliennes ainsi que leurs positionnements dans le site sont affectés à la fois par la ressource en vent (direction et intensité), l'effet de sillage, les turbulences et la topographie du terrain. En outre, les positions des postes électriques en mer et le point de raccordement au réseau à terre peuvent être également affectés par la nature du terrain [38]. Plusieurs méthodes d'optimisations globales sont proposées dans la littérature pour l'optimisation de ces paramètres telles que l'algorithme génétique [39]-[42], l'essaim particulaire (PSO) [43] [44],

le recuit simulé [45] ou Monte Carlo [6] [46], dont le but est de maximiser l'énergie capturée et produite tout en minimisant le coût d'installation.

Une fois que les emplacements des éoliennes et les points de raccordements au réseau à terre sont fixés, l'architecture du réseau électrique du parc éolien offshore (réseaux interne et de transport) peut également faire l'objet d'une optimisation en tenant compte de plusieurs paramètres, notamment ceux :

- Des câbles : AC ou DC, niveaux de tension et sections,
- Des éoliennes : tension de sortie AC ou DC, puissance, niveau de tension de sortie et topologie de la chaîne de conversion,
- Des sous-stations électriques (offshore et onshore) : AC ou DC, nombre, topologie (transformateurs, convertisseurs...) et localisations.

Plusieurs fonctions objectifs peuvent être considérées dans cette optimisation, à savoir : le coût d'investissement total, le coût de l'électricité produite, la rentabilité, la longueur totale des câbles, le rendement (ou les pertes), la puissance réactive, le nombre et les positions des sous-stations... La fiabilité est un autre point important à considérer lors de la conception du système électrique, elle couvre la redondance, la disponibilité en cas de maintenance, le système de protection, la localisation de défauts et les systèmes de restauration du service. Nous reviendrons sur ce point dans le chapitre 3, pour détailler quelques études présentées dans la littérature.

### **1.4.1 Raccordement du réseau interne MT**

Le réseau interne MT d'un parc éolien offshore comporte un grand nombre de générateurs qui sont répartis sur une surface très étendue, raccordés entre eux et à une ou plusieurs sous-stations électriques en mer par des câbles MT. Ainsi, il existe plusieurs topologies de raccordement possibles et la difficulté à concevoir un tel système afin de satisfaire des critères de fiabilité, de maximum d'énergie et de faible investissement, est plus significative que celle d'un système classique d'une centrale hydraulique ou thermique composée de quelques générateurs de fortes puissances [47]. Par la suite, nous décrirons quelques configurations du réseau interne en AC et en DC présentées dans la littérature.

#### **1.4.1.1 Différents types de topologies en AC**

Différentes configurations du réseau interne en AC ont été utilisées dans les parcs éoliens offshore existants et d'autres architectures conceptuelles ont été proposées dans la littérature [33] [38] [48]-[52]. Les quatre architectures les plus connues sont présentées sur la figure 1.20.

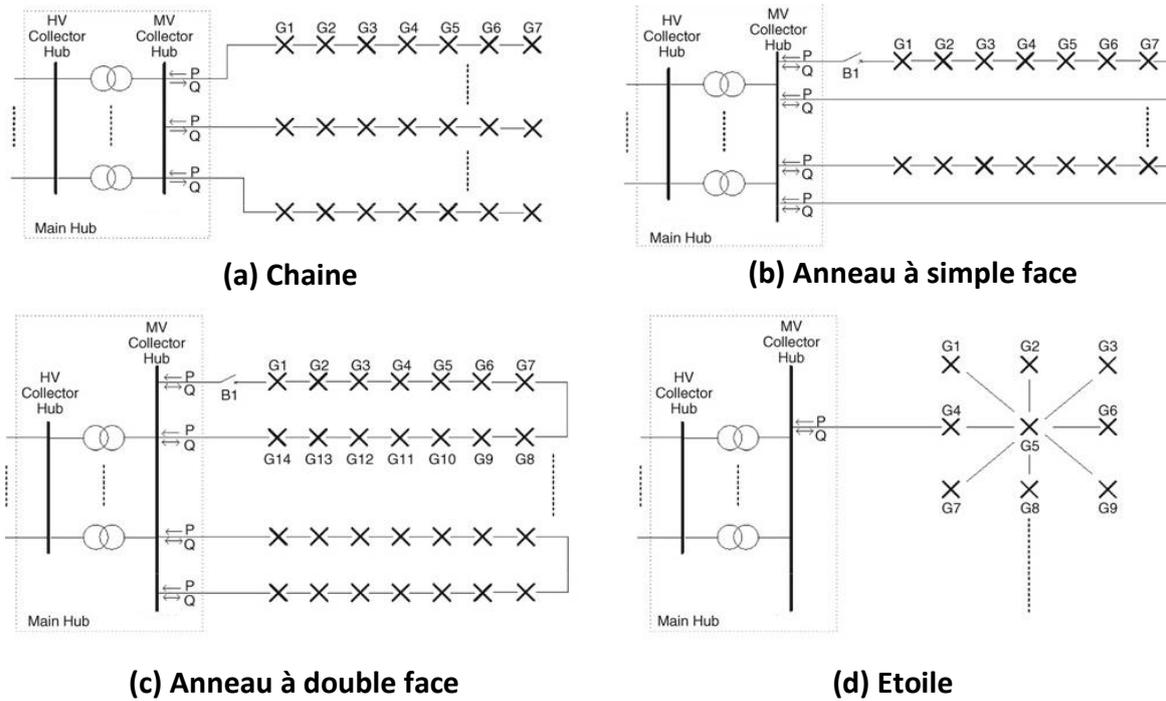


Figure 1.20. Différentes topologies du réseau interne en AC [49].

#### 1.4.1.1.1 Raccordement en chaîne

Le raccordement le plus simple du réseau interne AC d'un parc éolien offshore est en chaîne, généralement appelé « *radial layout* », dans lequel un certain nombre d'éoliennes sont reliées à un seul câble l'une après l'autre formant ainsi une chaîne comme illustrée sur la figure 1.20.a. Le nombre maximum d'éoliennes dans chaque chaîne est déterminé par les puissances des générateurs et des câbles utilisés pour le raccordement. Cette configuration est peu coûteuse et contient un système de protection simple. L'autre avantage de cette structure est la simplicité de contrôle. Cependant, le niveau de fiabilité de cette structure est faible vu qu'une défaillance d'un câble ou d'une protection causerait la perte de toute la production des éoliennes en amont du défaut pendant la réparation.

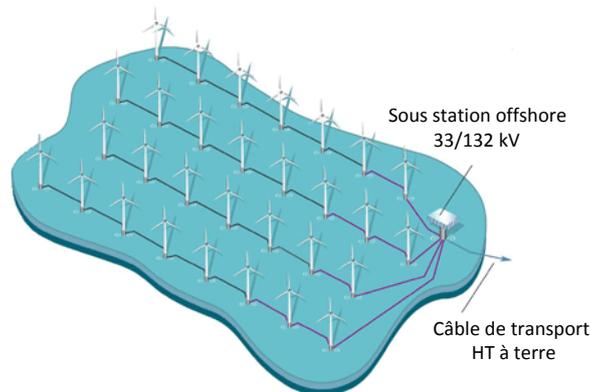
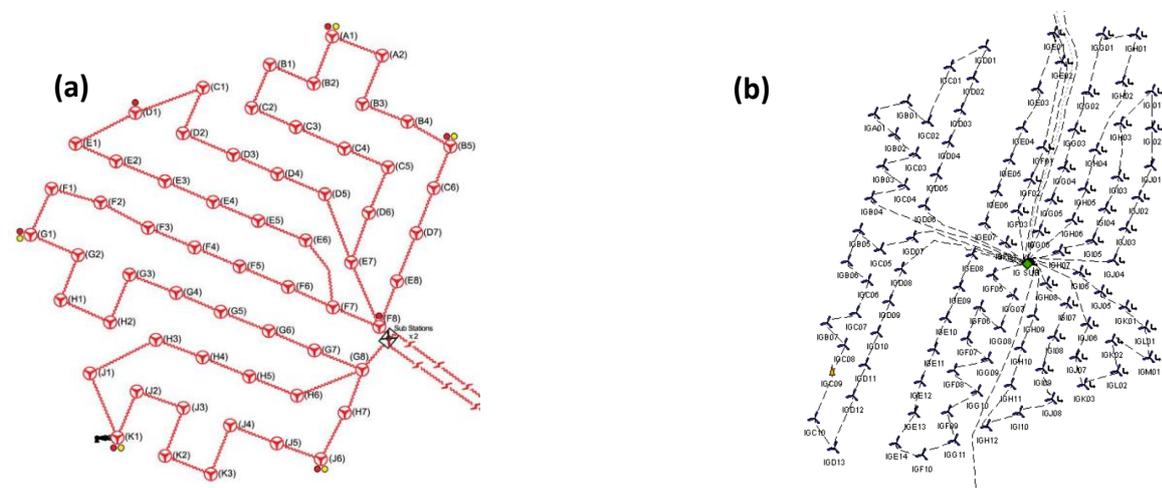


Figure 1.21. Exemple de raccordement en chaîne du réseau interne MT en AC : Barrow (Royaume-Uni, 2005, 90 MW) [53].

Cette configuration du réseau interne a été adoptée dans plusieurs projets de parcs éoliens offshore (figure 1.21) tels que : *Barrow* (Royaume-Uni, 2005, 90 MW) [53] ou *Horns Rev* (Danemark, 2002, 160 MW) [54].

#### 1.4.1.1.2 Raccordement en boucle

Dans cette configuration un câble supplémentaire est utilisé pour réaliser un bouclage sur le raccordement en chaîne. Cela permet de créer un autre chemin redondant pour le flux d'énergie et d'assurer ainsi une meilleure sécurité d'approvisionnement. Cependant, cette sécurité supplémentaire se fait au détriment de l'augmentation des coûts des câbles dus à l'augmentation à la fois de la longueur totale et des sections. Le raccordement en anneau à simple face « *Single-sided ring design* », illustré sur la figure 1.20.b, nécessite un câble supplémentaire d'une longueur importante pour relier la dernière éolienne de la chaîne (G7) au jeu de barres MT du poste offshore. Ce câble doit être dimensionné pour transporter le flux de puissance total de la chaîne (7 éoliennes dans ce cas) dans le cas d'un défaut dans le premier câble (un disjoncteur ouvert B1). Une autre possibilité de raccordement en anneau à double face « *double-sided ring design* » est présentée sur la figure 1.20.c. Dans ce cas, la dernière éolienne d'une chaîne est raccordée à la dernière éolienne de la chaîne suivante (exemple G7 et G8). Les deux câbles près de la sous station doivent être dimensionnés pour la puissance totale produite par toutes les éoliennes dans les deux chaînes (2x7 éoliennes dans ce cas) en cas de panne sur l'un des deux câbles (exemple B1). En outre, les autres câbles du même groupe doivent être également dimensionnés pour cette puissance dans le cas où les sections sont unifiées pour une raison de simplicité de construction.



**Figure 1.22.** Exemples de raccords en boucle du réseau interne des parcs éoliens : (a) *Robin Rigg* (180 MW) [55], (b) Une partie du parc éolien *Greater Gabbard* (504 MW) [56].

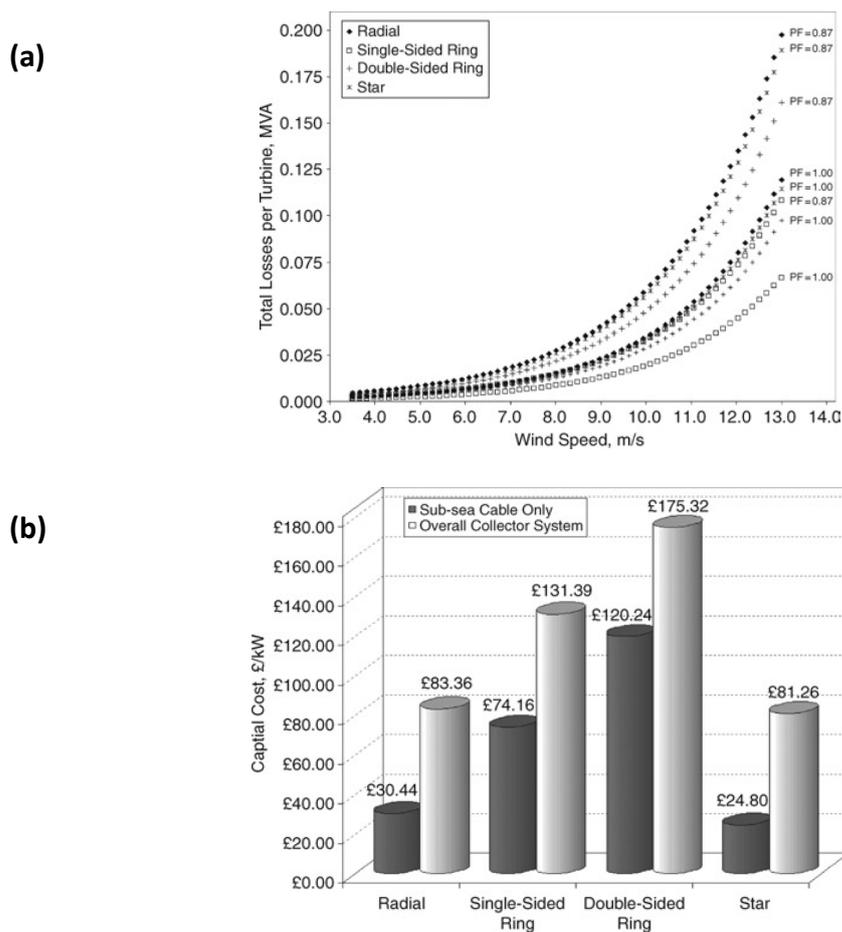
Il a été rapporté dans [49] que la plupart des réseaux électriques internes de parcs éoliens offshore existants ont très peu de redondances ou pas du tout malgré les avantages qu'elles offrent en termes de fiabilité. Cependant, la plupart de ces parcs éoliens sont de petites tailles (100 MW), où la probabilité de panne et les coûts associés sont plus faibles que les coûts induits par des équipements supplémentaires. Dans le cas des parcs éoliens

offshore de tailles importantes ( $> 100 \text{ MW}$ ) cette situation commence à changer, comme dans les exemples de *Robin Rigg* (Royaume-Uni, 2007, 180 MW) [55] et *Greater Gabbard* (Royaume-Uni, 2009, 504 MW) [56] montrés sur la figure 1.22 ainsi que le *London Array* (Royaume-Uni, 2009, 630 MW) [14].

Il faut noter que les redondances ne servent que pour la reconfiguration du réseau interne en cas d'une défaillance. Autrement dit, le fonctionnement des réseaux internes des parcs offshore actuels est toujours en radial (en fonctionnement normal ou anormal).

#### 1.4.1.1.3 Raccordement en étoile

Ce type de raccordement, illustré sur la figure 1.20.d, n'a jamais été adopté dans les parcs éoliens actuellement en service. Cependant, il a été cité dans plusieurs études comme étant un bon compromis entre le niveau de fiabilité et le dimensionnement des câbles. A l'acceptation de la liaison principale utilisée pour le raccordement du cluster au jeu de barres MT de la sous station, tous les autres câbles sont dimensionnés pour transporter la puissance d'une seule éolienne. La régulation de la tension est plus aisée dans cette configuration. L'inconvénient majeur réside dans le système de protection volumineux à installer dans la plateforme de l'éolienne centrale (G5).

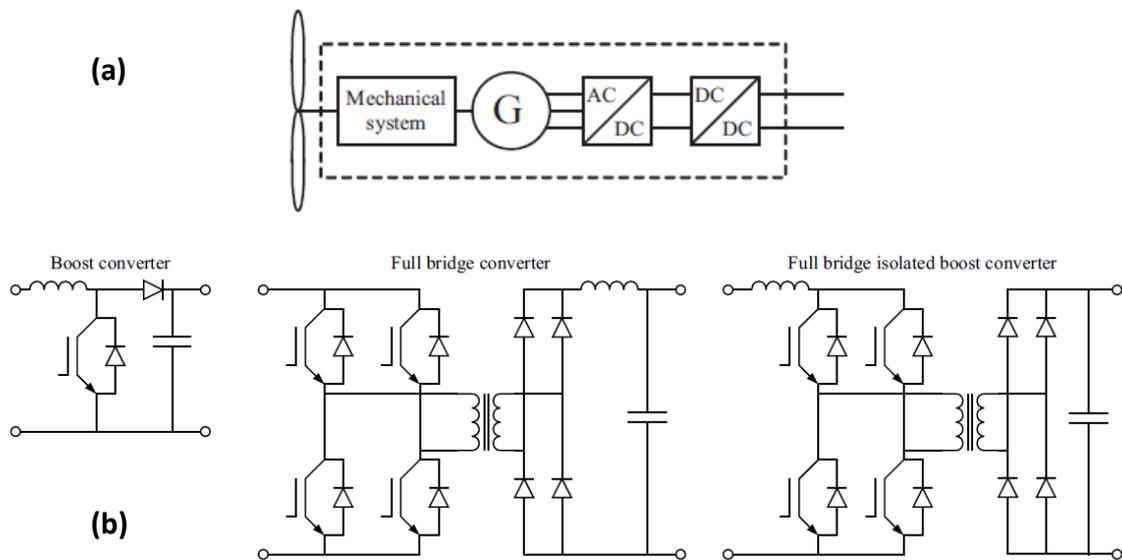


**Figure 1.23.** Comparaison des 4 configurations du réseau interne en AC : (a) pertes de puissance, (b) coût du kW installé [49].

Une comparaison entre ces quatre configurations a été réalisée dans [49] en termes de pertes de puissance et de coût du kilowattheure installé. Les résultats obtenus sont présentés sur la figure 1.23. Cette étude conclue que premièrement la différence de tension n'influe pas sur le design du réseau interne (la variation est inférieure à 0.3 %). De plus, comparée à la topologie (a), la solution (b) est la meilleure en termes de pertes de puissance, mais les trois topologies (b, c et d) sont pénalisées par le prix du kWh installé malgré qu'elles confèrent une fiabilité élevée.

#### 1.4.1.2 Différents types de topologies en DC

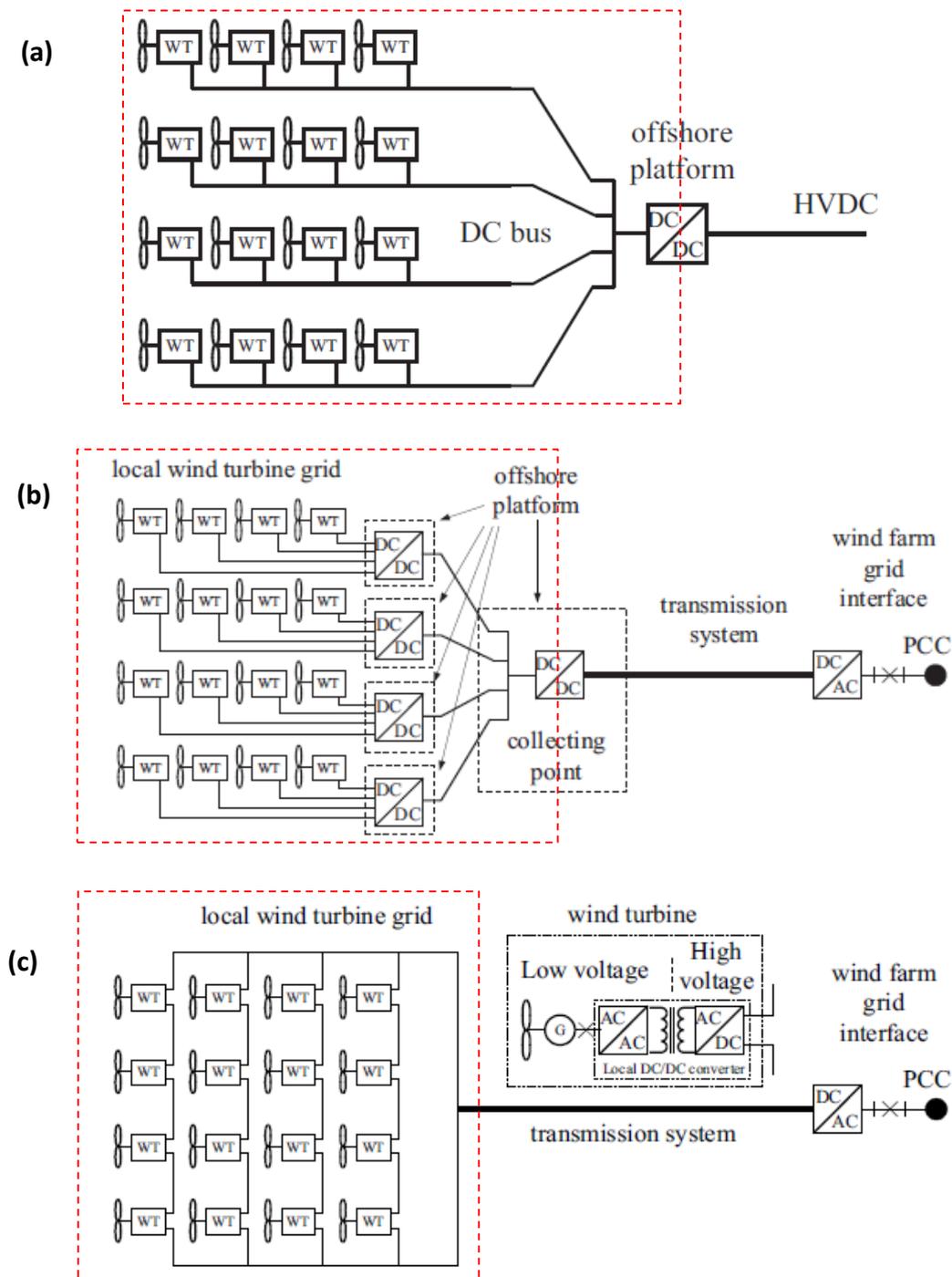
Les éoliennes actuelles conçues pour l'offshore ont une tension de sortie alternative. Ce type d'éolienne comporte un convertisseur de type « *back-to-back* » pour la conversion AC/DC-DC/AC. Théoriquement, ce convertisseur peut être séparé en un redresseur AC/DC qui sera mis au niveau de l'éolienne (tension de sortie de l'éolienne en DC) et un onduleur DC/AC qui sera placé dans la SSEO ou au point de raccordement à terre pour l'adaptation de la tension. Le réseau du parc éolien offshore (réseaux interne et de transport) reliant ces deux convertisseurs sera réalisé en DC. Vu que la tension de sortie AC du générateur d'éolienne est faible (de l'ordre 690 V), un autre convertisseur DC/DC (figure 1.24.a) est nécessaire pour l'élévation de la tension de sortie DC de l'éolienne à la place d'un transformateur dans le cas d'un réseau interne en AC. Quelques topologies de ce convertisseur DC/DC sont présentées sur la figure 1.24.b [57] [58].



**Figure 1.24.** (a) Topologie d'une éolienne en DC (convertisseur AC/DC-DC/DC), (b) différentes topologies du convertisseur DC/DC [57] [58].

Tous les réseaux internes MT actuels sont conçus en AC, mais plusieurs auteurs dans [23] [33] [52] [58]-[62] proposent d'autres alternatives en DC pour les futurs parcs éoliens offshore comme celles montrées sur la figure 1.25. La configuration présentée dans la figure 1.25.a est analogue à celle en AC. Les câbles du réseau AC sont remplacés par des câbles DC

et le transformateur MT/HT de la sous station offshore est remplacé par un convertisseur DC/DC commun à toutes les éoliennes. Une autre alternative en DC est présentée sur la figure 1.25.b. Par rapport à l'architecture précédente, celle-ci comporte d'autres convertisseurs DC/DC pour chaque groupe d'éoliennes et offre ainsi un degré de liberté supplémentaire pour le contrôle.



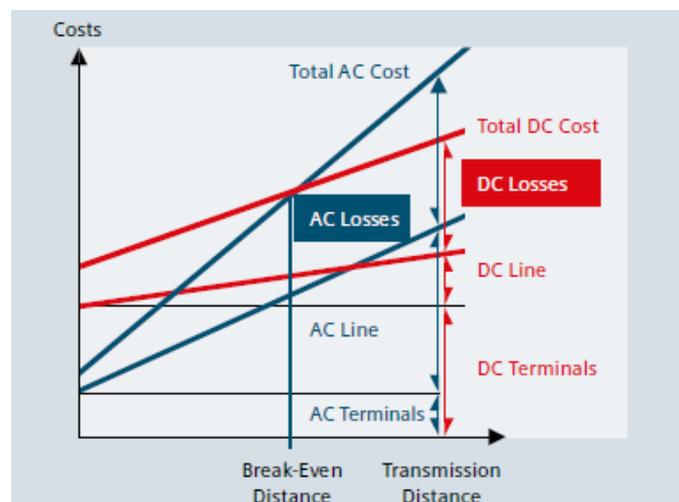
**Figure 1.25.** Quelques configurations du réseau interne en DC comportant des éoliennes DC: (a) convertisseur DC/DC commun [58], (b) convertisseur DC/DC commun à des groupes d'éoliennes [23], (c) raccordement DC en série [23].

Une autre architecture en DC avec un raccordement en série est proposée dans la littérature (figure 1.25.c). La tension de transport en HVDC est obtenue par sommation des tensions de sorties des éoliennes raccordées en série. L'avantage est que le convertisseur DC/DC et le poste de transformation en offshore ne sont pas nécessaires dans cette configuration. De plus, le transformateur d'éolienne est de taille réduite. L'inconvénient est que le convertisseur DC/DC dans l'éolienne doit pouvoir fonctionner en haute tension, car en cas de panne (perte d'une éolienne) les autres éoliennes dans la même chaîne doivent augmenter leurs tensions de sorties afin de maintenir le même niveau de tension du bus DC.

### 1.4.2 Système de transport HT

Le système de transport HT dans un parc éolien est la partie comprise entre les deux sous-stations électriques en offshore (en mer) et en onshore (point de livraison au réseau de transport à terre). Ces deux postes électriques sont reliés par des câbles HT sous-marins et puis souterrains. Le système de transport peut être soit en HVAC ou en HVDC et doit répondre à quatre normes fondamentales du « *grid code* » des réseaux électriques, à savoir [63] : 1) creux de tension ; 2) plage de tension et fréquence ; 3) contrôle de la tension et puissance réactive et 4) contrôle de fréquence et puissance active.

En général, comparé à la solution HVAC, le transport en HVDC est plus performant en termes de pertes de puissance surtout dans le cas des liaisons par des câbles sous-marins à très grandes distances [64]. Une étude comparative a été réalisée dans [65] en utilisant différentes technologies de câbles sous-marins, d'éoliennes et de transport (HVDC et HVAC). Selon les résultats de simulations, l'auteur montre que le transport en HVDC peut fournir une meilleure réponse en tension et en fréquence indépendamment du type d'éoliennes. D'un point de vue économique, la technologie HVDC devient intéressante par rapport à la solution conventionnelle en AC pour les grandes distances de transmission comme illustré sur la figure 1.26. Dans ce cas, le coût relativement élevé des stations de conversion AC/DC et DC/AC sera compensé par le gain en énergie réalisé par la réduction des pertes de puissance et aussi par le gain en coût des câbles [66].



**Figure 1.26.** Coûts des technologies HVAC et HVDC en fonction de la distance (Siemens).

Par la suite, nous présenterons brièvement ces deux technologies en AC et DC du système de transport HT [36] [37] [67]-[70].

### **1.4.2.1 Système HVAC**

Le transport en HVAC est le plus utilisé dans les parcs éoliens offshore actuels pour des raisons économiques, de standardisation (le réseau électrique principal est construit autour de cette technologie), de développement et d'expériences. Les principaux éléments de ce système sont :

- Les câbles HT en AC,
- Les transformateurs MT/HT placés dans les sous stations offshore et onshore,
- Les équipements de compensation en offshore et onshore,
- Les cellules HT.

L'utilisation des câbles sous-marins AC est l'inconvénient majeur du système HVAC en raison de la production d'énergie réactive qui limite la capacité de transport de la puissance active et la quantité de la puissance réactive produite dépend de la longueur du câble et du niveau de tension. Théoriquement, la distance de transport pourrait être augmentée tant que la production de puissance réactive est compensée le long de la liaison. Mais cela n'est pratiquement pas faisable, car l'installation des équipements de compensation dans l'environnement marin ne peut se faire qu'aux extrémités de la liaison en HVAC.

### **1.4.2.2 Système HVDC**

Deux principales technologies sont utilisées pour le transport en HVDC : les convertisseurs à source de courant (*LCC - Line Commutated Converter ou CSC - Current Source Converters*) et les convertisseurs à source de tension (*VSC - Voltage Source Converters*). Le système HVDC-LCC, plus ancien que le HVDC-VSC, a été adopté dans de nombreux projets en onshore à travers le monde.

#### **1.4.2.2.1 Système HVDC-LCC classique « Line Commutated Converters »**

Le système de transport en HVDC-LCC, est composé principalement de :

- Convertisseurs d'électronique de puissance à bases de thyristors,
- Transformateurs,
- Filtres harmoniques côté AC et DC et inductances de lissage,
- Câbles HT en DC.
- Les cellules HT,
- Un système de compensation du réactif,

Ce système qui peut atteindre plusieurs milliers de MW a eu plusieurs réalisations en onshore, exemple de la connexion entre la France et la Grande-Bretagne réalisée en 1986 par Alstom Grid (2000 MW,  $\pm 270$  kV, 73 km) [37]. Le niveau de puissance de court-circuit du réseau AC aux bornes du système HVDC-LCC doit être au moins trois fois sa puissance nominale afin de permettre un fonctionnement normal des convertisseurs. Les performances de ce système peuvent être nettement améliorées en le combinant avec une source auxiliaire de puissance réactive.

### 1.4.2.2.2 Système HVDC-VSC « Voltage Source Converter »

Le système HVDC-VSC est le dernier développement dans le domaine de la technologie HVDC, qui peut surmonter les inconvénients de la solution HVDC-LCC. Les principaux composants de ce système, présenté précédemment sur la figure 1.19, sont :

- Convertisseurs d'électronique de puissance à bases d'IGBT,
- Transformateurs,
- Filtres harmoniques côté AC et DC, réactances de phase et inductances de lissage,
- Condensateurs du bus DC,
- Câbles HT en DC,
- Les cellules HT,

La commande du bus continu appliquée au redresseur sert à atténuer les fluctuations de puissance produites par les éoliennes. Un contrôle de la tension AC ainsi que du transit de puissance active est appliqué à l'onduleur pour réguler la tension et la puissance active à la sortie du circuit de transmission DC. Un VSC peut être commandé pour synthétiser des tensions alternatives sinusoïdales en cas de « *black-start* » en commutant entre différents niveaux de tensions DC fixes par commande MLI. C'est l'avantage principal de cette technologie. La fréquence et l'amplitude de la tension AC peuvent être contrôlées par régulation d'angle de phase [35] [64].

La capacité du système HVDC-VSC pour contrôler rapidement la puissance active et réactive offre de nombreux avantages pour le réseau alternatif terrestre d'un point de vue stabilité, flexibilité et réponse dynamique. Cependant, les pertes de puissance dues à la fréquence de commutation ainsi que les niveaux de puissance actuellement disponibles ne permettent pas encore d'envisager cette technologie pour les parcs éoliens offshore d'une puissance très élevée [66].

Les technologies en VSC les plus connues actuellement sur le marché sont le *HVDC-Light* d'ABB (première réalisation industrielle) [71], le *HVDC-PLUS* de Siemens [72] et le *HVDC-MaxSine* d'Alstom Grid [73]. Les projets de parcs éoliens offshore de références du système *HVDC Light* sont : *BorWin 1* (Allemagne, 2012, 400 MW,  $\pm 150$  kV), *DolWin 1* (Allemagne, 2014, 800 MW,  $\pm 320$  kV), *DolWin 2* (Allemagne, 2015, 900 MW,  $\pm 320$  kV) [71] [74], et ceux réalisés par le *HVDC-PLUS* sont : *HelWin1* (Allemagne, 2013, 576 MW,  $\pm 259$  kV), *BorWin2*

(Allemagne, 2013, 800 MW,  $\pm$  300 kV), *SylWin1* (Allemagne, 2014, 864 MW,  $\pm$  320 kV), *HelWin2* (Allemagne, 2015, 690 MW,  $\pm$  320 kV) [72].

### 1.5 Fiabilité du réseau électrique d'un parc éolien offshore

L'éolien offshore est une nouvelle technologie et les parcs existants sont dans la première phase de fonctionnement. Ainsi, peu de statistiques réelles sur les taux de panne et de réparation durant le fonctionnement de ces parcs sont disponibles. En outre, le peu de données recensées sont faiblement viables car ces installations sont souvent touchées par des défaillances dans leurs premières années de fonctionnement (défaillances de jeunesse). L'approche la plus commune consiste à utiliser les données des parcs éoliens onshore et les ajuster afin de tenir compte des différents facteurs de risque qui contribuent à l'augmentation des taux de panne et de réparation dans l'environnement marin répartis en trois groupes [2] :

#### 1.5.1 Influence de l'environnement marin sur les taux de défaillance

D'autres applications comportant des installations électriques ont été mises en service en mer depuis plusieurs années, comme par exemple les navires et les plateformes pétrolières. Ces installations électriques sont soumises à des conditions de l'environnement marin proches de celles des parcs éoliens offshore (à l'exception des vibrations et des démarrages à froid après des périodes d'arrêt prolongées dans les navires) qui ont une grande influence sur le taux de panne de l'installation, à savoir : l'humidité, le brouillard salin, l'intrusion de l'eau et l'impact des vagues. D'autres facteurs de risque du milieu marin sont spécifiques aux câbles des parcs éoliens offshore comme les engins de pêche.

#### 1.5.2 Influence de l'environnement électrique sur les taux de défaillance

*Les surtensions de commutations dans les réseaux de câbles sous-marins* : en ce qui concerne les taux de pannes des composants électriques, les conditions de l'environnement électrique dans un parc éolien sont voisines à celles des réseaux des grandes industries que des systèmes de distribution. Les centrales industrielles contiennent souvent une combinaison de câbles longs à forte capacité et de câbles courts, dont les opérations fréquentes des disjoncteurs peuvent causer des surtensions transitoires [75]. Par conséquent, un risque élevé de défaillances des composants devrait être envisagé par rapport aux chiffres observés dans les systèmes de distribution traditionnels.

*La foudre* : les câbles sont connus pour être moins vulnérables aux perturbations électriques causées par les conditions atmosphériques que les lignes aériennes. Cependant, les tours d'éoliennes agissent comme d'énormes paratonnerres. En outre, les éoliennes en mer sont beaucoup plus souvent frappées par la foudre que celles à terre à cause de l'isolement. La décharge de la foudre peut endommager les parties électriques et

mécaniques, par exemple la boîte de vitesses et les roulements. De plus, les surtensions induites peuvent aussi conduire à des dommages sur les équipements électriques de la nacelle et de la tour.

### 1.5.3 Influence sur le temps de la réparation.

L'expérience des parcs éoliens en mer montre que la durée moyenne de réparation « *MTTR - Mean Time To Repair* » est nettement plus longue par rapport aux parcs éoliens à terre. Le temps de réparation des composants en mer est dominé par le temps d'accès pour l'inspection et le transport. Les temps d'accès varient en fonction du type de transport et les conditions météorologiques. Cependant, même pour de bonnes conditions, le temps nécessaire est beaucoup plus grand que sur terre. En hiver, il peut être nécessaire d'attendre le printemps pour que l'équipe de maintenance puisse entrer dans les tours et commencer le travail de localisation et de réparation. Par conséquent, comme nous pouvons le voir dans le tableau 1.4, la variation du MTTR des câbles sous-marins est assez importante allant de 240 h (10 jours) en été jusqu'à 2160 h (3 mois) en hiver.

**Tableau 1.4.** Variation du MTTR pour différentes conditions [2].

Composants	Offshore		Onshore
	Été [h]	Hiver [h]	[h]
Disjoncteur	96	240	8
Câble	720	2160	72

Les éoliennes en mer (posées) sont généralement installées dans des eaux peu profondes où l'amplitude des vagues peut être importante. La réparation dans ces conditions n'est pas recommandée pour la plupart des petits navires. Par conséquent, le déplacement des personnes et des équipements est impossible durant une partie importante de l'année. L'intervention pour réparation ou remplacement de la plupart des composants dans la tour et la nacelle de l'éolienne peut être réalisée par hélicoptère. Cependant, cette solution est très coûteuse et de plus, même les hélicoptères ont des restrictions de sorties dans des mauvaises conditions météorologiques.

## 1.6 Conclusion

L'objectif de ce chapitre est de dresser un état de l'art sur la technologie des parcs éoliens offshore. Cela nous a permis d'avoir une vision précise sur les architectures des réseaux électriques utilisées ou en cours de développement.

Les résultats de l'étude statistique montrent que 89 % des éoliennes offshore sont à vitesse variable. Ce chiffre nous renseigne sur l'importance de la contrôlabilité dans le choix des éoliennes actuelles et de celles du futur. D'autre part, nous constatons une volonté

nette d'augmenter leur puissance qui a été doublée depuis l'an 2000. Cette tendance permet de réduire le coût d'installation et d'augmenter aussi la puissance totale des parcs qui se traduit par la volonté de concentration des éoliennes pour faciliter la gestion d'énergie. Nous concluons que les architectures des futurs parcs éoliens offshore à très grands nombres d'éoliennes seront amenées à démontrer leurs performances en termes de fiabilité de production (disponibilité) éventuellement par l'intégration des redondances, de qualité d'énergie et surtout du coût du kilowattheure produit.

La réduction du prix du kilowattheure de cette technologie passe par l'optimisation de la chaîne de production d'énergie du parc éolien afin de réduire la longueur totale des câbles, réduire les pertes de puissance et choisir de manière optimale les différentes parties : sections des câbles, compensations, nombre de sous stations... En outre, les câbles sous-marins HT sont caractérisés par une production importante du réactif à cause de la valeur importante de la capacité shunt qui limite la longueur de transport d'énergie en HVAC. Cela rend la solution HVDC plus attractive pour les futurs parcs éoliens de très grandes puissances qui seront situés à une distance importante du rivage. Il a été rapporté dans la littérature, que le système HVDC devient concurrentiel à partir d'une distance de transmission d'environ 60 à 80 km. Cependant, les parcs éoliens offshore existants ou planifiés à court et à moyen termes sont à des distances beaucoup moins importantes de l'ordre de 30 km, à cause de la profondeur d'eau qui limite l'utilisation de l'éolien offshore posé. Cette technologie HVDC sera autant intéressante dans le futur pour l'éolien flottant. C'est pourquoi nous étudierons par la suite seulement les architectures électriques en AC.

Nous nous intéresserons dans le chapitre suivant à l'établissement des modèles électriques et économiques en vue de l'optimisation du système électrique.



## **2 MODELES ELECTRIQUES ET ECONOMIQUES DES COMPOSANTS D'UN PARC EOLIEN OFFSHORE**

## 2.1 Introduction

L'objectif est ici de présenter les modèles électriques et économiques des principaux composants dans un réseau électrique d'un parc éolien offshore : le transformateur, les câbles sous-marins, les protections ainsi que les sources (éoliennes) et les charges. Nous discuterons également du dimensionnement des équipements de compensation du réactif. Nous nous intéresserons ensuite à l'évaluation des pertes de puissance dans le réseau pour un régime permanent en fonction de la vitesse du vent par deux approches. La première est l'étude d'écoulement de puissance en se basant sur les schémas électriques des différentes parties du réseau. Une autre approche alternative plus simple et plus rapide est proposée pour l'estimation des pertes dans le cas des topologies de raccordements de forme radiale. Ces différents modèles seront utilisés dans les chapitres suivants pour l'optimisation de la topologie de raccordement du réseau électrique.

## 2.2 Modèles électriques des composants du réseau électrique

Durant la phase de planification de l'architecture du réseau électrique d'un parc éolien offshore, l'analyse des pertes de puissance des différentes configurations possibles doit être menée sur la durée d'exploitation totale (estimée actuellement entre 20 et 30 ans) en prenant en compte la vitesse du vent dans le site. Vu que l'étude est sur le long terme, nous nous focaliserons sur la modélisation des différents composants du réseau électrique pour un régime de fonctionnement équilibré, permanent et sinusoïdal. De ce fait, l'évaluation de l'état du système électrique dans ces conditions se fera sur des circuits monophasés.

### 2.2.1 Transformateur

Le modèle équivalent d'une phase d'un transformateur ayant un rapport de transformation  $n_2/n_1$  est montré sur la figure 2.1.

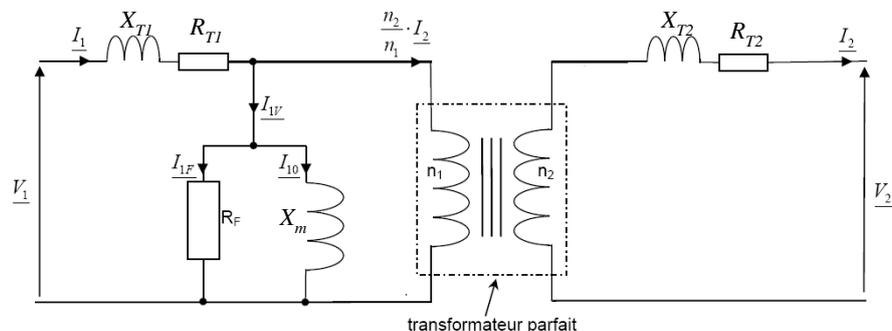


Figure 2.1. Schéma équivalent d'une phase d'un transformateur.

En considérant la chute de tension primaire faible devant  $V_1$ , la branche magnétisante peut être transposée en tête du circuit. En ramenant l'impédance du secondaire au primaire, on obtient alors un circuit plus simple et suffisamment précis (figure 2.2), appelé schéma de *KAPP*, valable pour des fréquences industrielles inférieures à 500 Hz. Pour des fréquences supérieures à cette valeur, il faut tenir compte des capacités réparties entre spires et entre enroulements primaire et secondaire.

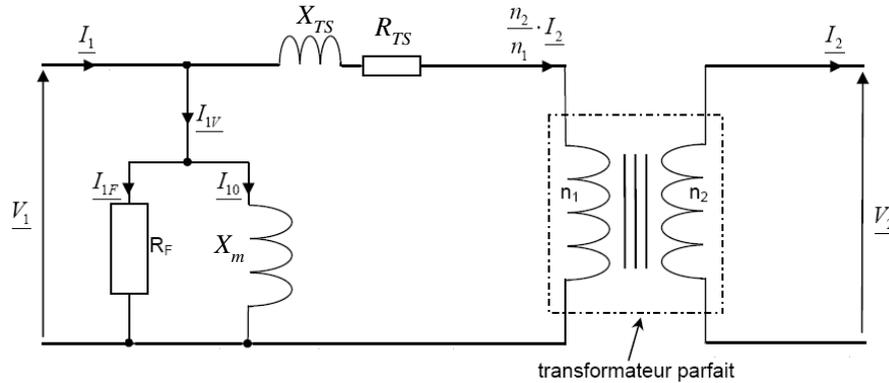


Figure 2.2. Schéma équivalent simplifié du transformateur.

Où :  $X_{TS}$  est la réactance de fuite totale d'une phase ramenée au primaire,  $R_{TS}$  est la résistance totale d'une phase ramenée au primaire qui représente les pertes joule,  $R_F$  et  $X_m$  représentent respectivement les pertes fer et la réluctance du circuit magnétique.

Les quatre paramètres principaux du transformateur ( $R_{TS}$ ,  $X_{TS}$ ,  $R_F$  et  $X_m$ ) peuvent être identifiés en connaissant l'impédance ou la tension de court-circuit, le courant à vide, les pertes à vide et en court-circuit ainsi que les valeurs nominales, qui sont données par le constructeur. L'identification se fait par deux essais : à vide et en court-circuit.

La puissance nominale du transformateur est choisie comme la valeur de base du système *per unit* (*p.u*) au primaire et au secondaire du transformateur ( $S_{TB1} = S_{TB2} = S_{TB} = S_{Tn}$ ). Sachant que les courants et tensions de bases primaire et secondaire vérifient les équations :

$$I_{B2} = I_{B1} / (n_2/n_1) \quad \text{et} \quad U_{B2} = (n_2/n_1) \cdot U_{B1} \quad (2.1)$$

La tension et courant du secondaire ramenés au primaire s'écrivent en *p.u* comme suit :

$$U_{2pu}' = U_2' / U_{B1} = U_2 / (U_{B1} \cdot n_2/n_1) = U_2 / U_{B2} = U_{2pu} \quad (2.2)$$

$$I_{2pu}' = I_2' / I_{B1} = (I_2 \cdot n_2/n_1) / I_{B1} = I_2 / I_{B2} = I_{2pu} \quad (2.3)$$

Nous voyons bien que l'avantage du système *p.u* est que le transformateur parfait est rendu « invisible » [76]. Finalement, le modèle équivalent d'un transformateur en *p.u* entre deux nœuds *i* et *j* (sans tenir compte du régleur en charge) est représenté sur la figure 2.3.

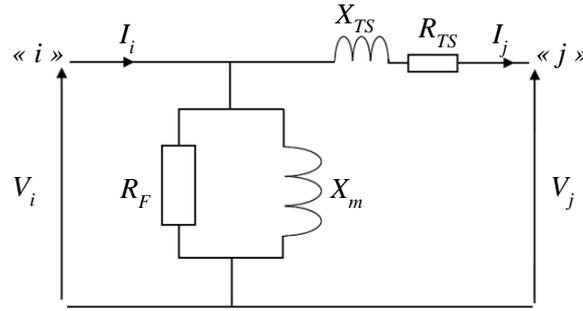


Figure 2.3. Modèle du transformateur en *per unit*.

Ainsi, l'impédance série  $z_{T,ij}$  et l'admittance en dérivation  $y_{T,ij}$  sont données par :

$$z_{T,ij} = R_{TS} + j \cdot X_{TS} \quad (2.4)$$

$$y_{T,ij} = 1/R_F - j \cdot 1/X_m \quad (2.5)$$

L'impédance du transformateur dépend de sa puissance nominale. Nous utiliserons les valeurs en *per unit* suivantes pour les paramètres des transformateurs des sous stations électriques offshore:  $R_{TS} = 0.007 \text{ p.u.}$ ,  $X_{TS} = 0.1 \text{ p.u.}$ ,  $R_F = \infty$  et  $X_m = 50 \text{ p.u.}$  Ces valeurs typiques sont citées dans les références [51] [76] [77].

### 2.2.2 Câble sous-marin

Une liaison par câble entre deux nœuds « *i* » et « *j* » d'une longueur pas trop élevée (inférieure à 100 km), comme le cas des parcs éoliens offshore actuels, peut être modélisée sous forme d'un diagramme en  $\pi$ , tel que montré sur la figure 2.4 [76] [77].

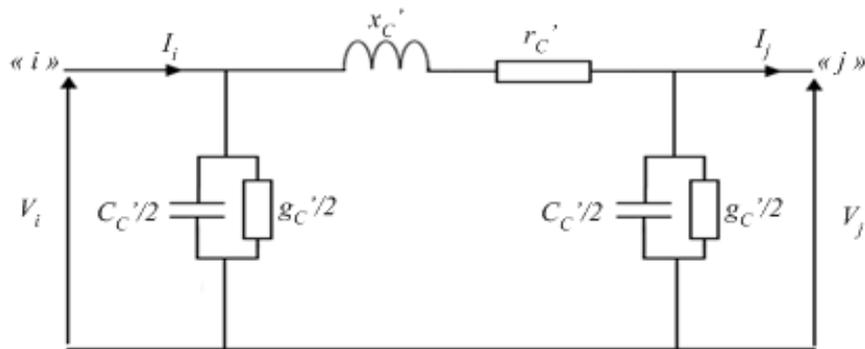


Figure 2.4. Modèle en  $\pi$  du câble en *per unit*.

Ce diagramme en  $\pi$  comporte d'une part une impédance série linéique  $z_{c,ij}'$  constituée d'une résistance  $r_c'$  et d'une réactance  $x_c'$  et d'autre part, deux admittances linéiques transversales qui valent chacune la moitié de la susceptance totale du câble, exprimées par :

$$z_{c,ij}' = r_c' + j \cdot x_c' \quad (2.6)$$

$$y_{c,ij}' = y'_{c,ji} = g_c'/2 + j \cdot \omega \cdot C_c'/2 \quad (2.7)$$

- $r_c'$  [ $\Omega/km$ ] est la résistance linéique d'une phase qui représente les pertes de conduction,
- $x_c'$  [ $mH/km$ ] est réactance linéique d'une phase qui tient compte de l'inductance linéique propre et de la mutuelle inductance linéique entre phases,
- $C_c'$  [ $\mu F/km$ ] est la capacité shunt du câble qui tient compte des capacités phase- terre et phase-phase,
- $g_c'$  [ $\mu S/km$ ] est la conductance shunt de l'ordre de  $1 \mu S/km$  [78] qui représente les pertes diélectriques dans l'isolant du câble.

D'après la référence [79], un diagramme en  $\pi$  est caractérisé par une fréquence maximale admissible. De ce fait, il est indispensable pour une longueur de liaison importante de prendre plusieurs cellules en  $\pi$  en série, afin d'augmenter la fréquence maximale transmissible par le câble pour une étude des harmoniques par exemple. Dans notre cas, nous nous intéresserons qu'à l'étude du fondamental, donc une seule cellule suffira. Ceci est d'autant plus justifié que les liaisons ne sont pas très longues.

Comme mentionné dans la section 1.3.2, en plus des pertes Joule dans les conducteurs, d'autres pertes sont importantes dans les câbles sous-marins dues principalement aux courants circulaires et aux courants de Foucault qui sont induits dans l'armure et l'écran du câble. Ces trois types de pertes seront considérés dans les pertes de puissance totale du réseau. A l'inverse, les pertes diélectriques dans les isolants des câbles sont faibles (cf. tableau 1.1) et seront négligées par la suite.

Dans les fiches techniques des câbles, la résistance d'un conducteur est souvent donnée en DC à une température de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $r_{DC,20'}$ ). Mais dans un système électrique à courant alternatif, le câble est souvent dimensionné pour une température de conducteur de  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  et une fréquence du courant  $f$  de  $50 \text{ Hz}$  [60]. En outre, la température du conducteur varie considérablement en fonction de la puissance transportée comme illustré sur la figure 2.5 [31]. Par conséquent, pour connaître les pertes Joule, la résistance linéique, notée  $r_{AC,Tc'}$ , doit être calculée en considérant une température  $T_c$  adéquate et deux facteurs  $y_s$  et  $y_p$  représentant respectivement les effets de peau et de proximité. Ces deux coefficients sont calculés selon la norme IEC 60287 par les formules suivantes [80] [81] :

$$y_s = x_s^4 / (0.8 \cdot x_s^4 + 192) \quad (2.8)$$

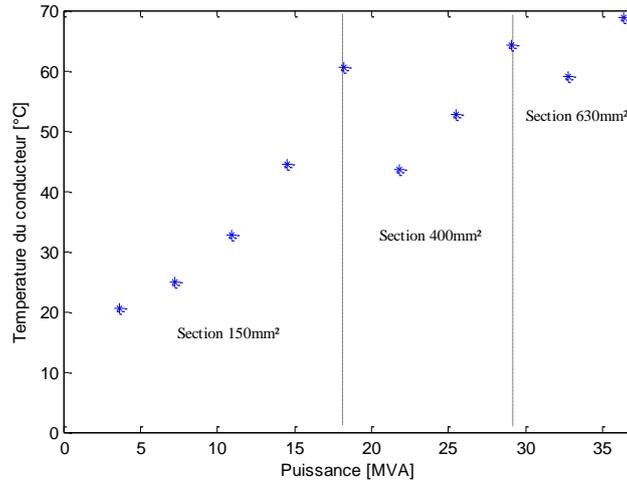
$$\text{Où : } x_s^2 = 8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot k_s / r_{DC,Tc'} \quad (2.9)$$

$$y_p = X_p \cdot (d_c/s)^2 \cdot [0.312 \cdot (d_c/s)^2 + 1.18 \cdot (X_p + 0.27)] \quad (2.10)$$

$$\text{Où : } X_p = x_p^4 / (0.8 \cdot x_p^4 + 192) \quad \text{et} \quad x_p^2 = 8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot k_p / r_{DC,Tc'} \quad (2.11)$$

Les facteurs  $k_s$  et  $k_p$  dépendent de la géométrie du conducteur (égaux à 1 pour un conducteur circulaire). Les paramètres  $d_c$  et  $s$  sont respectivement le diamètre du

conducteur et la distance entre les centres des conducteurs ( $s \approx 2.d_c$ ). L'équation (2.10) est valable pour des câbles tripolaires et les câbles à trois conducteurs séparés.



**Figure 2.5.** Evolution de la température du conducteur d'un câble sous-marin 33 kV en fonction de la puissance (source : ABB, PIRELLI) [31].

La résistance linéique DC est ajustée à la bonne température  $T_c$  par l'équation suivante :

$$r_{DC,T_c}' = r_{DC,20^\circ}' \cdot [1 + \alpha_T(T_c - 20)] \quad [\Omega/m] \quad (2.12)$$

Où :  $\alpha_T$  est le coefficient de température égal à 0.0039 pour un conducteur en cuivre.

Et finalement la résistance linéique en AC du câble à la température  $T_c$  est évaluée par :

$$r_{AC,T_c}' = r_{DC,T_c}' \cdot (1 + y_s + y_p) \quad [\Omega/m] \quad (2.13)$$

Les pertes dans l'écran et l'armure du câble sont modélisées par une augmentation de la résistance linéique AC du câble en tenant compte des deux coefficients  $\lambda_{\text{écran}}$  et  $\lambda_{\text{armure}}$  [81] :

$$r_{T_c}' = r_{AC,T_c}' \cdot (1 + \lambda_{\text{écran}} + \lambda_{\text{armure}}) \quad [\Omega/m] \quad (2.14)$$

Ces deux coefficients  $\lambda_{\text{écran}}$  et  $\lambda_{\text{armure}}$  sont évalués selon la norme IEC 60287 par les équations suivantes [26] [81] :

$$\lambda_{\text{écran}} = (R_s' / r_{AC,T_c}') \cdot [1.5 / (1 + (R_s' / X_s')^2)] \quad (2.15)$$

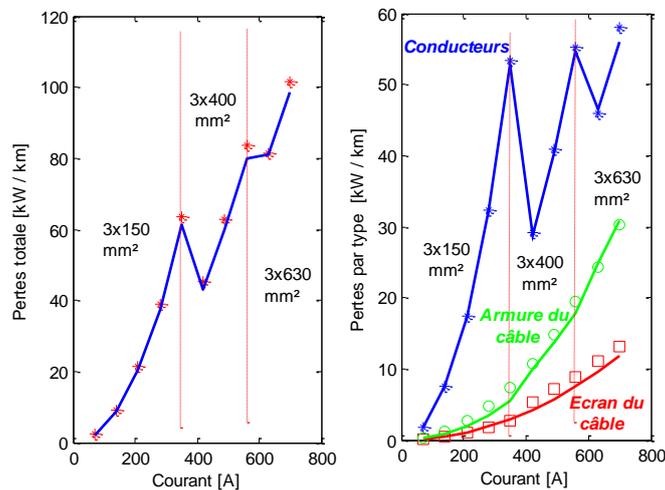
$$\text{Où : } X_s' = 0.2 \cdot \omega \cdot \ln(2 \cdot s / d_s) \quad [\mu\Omega/m] \quad (2.16)$$

$$\lambda_{\text{armure}} = 1.23 \cdot (R_a' / r_{AC,T_c}') \cdot [1 / (1 + (2.77 \cdot R_a' \cdot 10^6 / \omega)^2)] \quad (2.17)$$

Où :  $R_s'$  et  $X_s'$  sont respectivement la résistance (à 40 °C) et la réactance de l'écran,  $d_s$  est le diamètre moyen de l'écran et  $R_a'$  est la résistance de l'armure (à 20 °C).

Enfin, la résistance considérée dans l'impédance série du câble exprimée par l'équation (2.6) est «  $r_c' = r_{T_c}'$  ». On a supprimé l'indice  $T_c$  car la température de fonctionnement des câbles sera fixée à 60 °C dans la suite de l'étude.

Sur la figure 2.6, nous montrons l'évolution des pertes totales (figure gauche) et par type dans les conducteurs, l'écran et l'armure (figure droite) dans un câble tripolaire 33 kV pour trois sections : 150, 400 et 630 mm<sup>2</sup> (les pertes diélectriques sont négligées). Les points présentés sur ces deux figures sont des données issues de la fiche technique du câble (constructeur). Nous avons ensuite utilisé le modèle décrit précédemment pour évaluer les pertes dans ce même câble. Les résultats sont montrés en trait continu sur les deux figures.



**Figure 2.6.** Pertes de puissance totales et par types d'un câble sous-marin AC tripolaire de 33 kV à isolation XLPE pour 3 sections 3x150, 3x400 et 3x630 mm<sup>2</sup> : (points): fiche technique du constructeur (ABB, PIRELLI) [31], (lignes) : modélisation.

Comme nous pouvons le constater, les résultats obtenus par les équations présentées sont très proches des données récupérées du constructeur, ce qui valide cette démarche.

### 2.2.3 Sources et charges

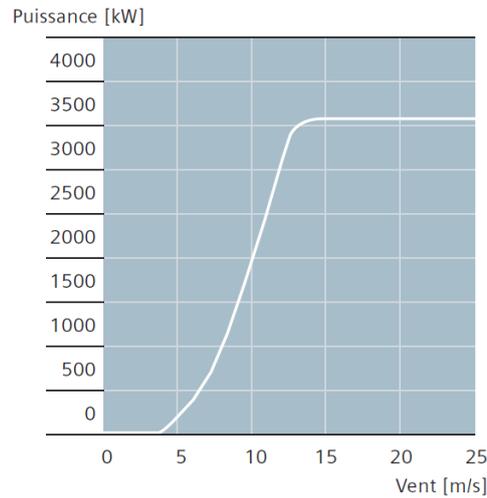
Les éoliennes (sources) et les charges sont considérées comme des « nœuds PQ », représentées par des injections de puissance active  $I_{pi}$  et réactive  $K_i$  dans le réseau. Ces injections sont les sommes algébriques des puissances active et réactive produites ( $P_{pi}$  ou  $Q_{pi}$ ) et consommées ( $P_{ci}$  ou  $Q_{ci}$ ) à un nœud  $i$  du réseau, données par l'équation (2.18). Une injection de puissance positive correspond à une production.

$$I_{pi} = P_{pi} - P_{ci} = P_{Eol}(v) \quad [W] \quad \text{et} \quad K_i = Q_{pi} - Q_{ci} \quad [VAr] \quad (2.18)$$

#### 2.2.3.1 Sources

Chaque éolienne est modélisée par une courbe de production de puissance active  $P_{pi} = P_{Eol}(v)$  qui dépend de la vitesse du vent et d'autres paramètres tels que décrit dans la section 1.3.1, et une consommation de puissance active nulle ( $P_{ci}=0$ ). Une courbe de production typique d'une éolienne est présentée sur la figure 2.7. Les différentes topologies des éoliennes (DFIG, SCIG, PMSG...) peuvent avoir différentes courbes de réglage de puissance réactive et cela peut jouer un rôle dans l'optimisation de la topologie de raccordement. La

raison est qu'une partie de la puissance réactive du réseau interne MT peut être contrôlée par les éoliennes, ce qui peut minimiser la taille des équipements de compensation de puissance réactive installés dans les sous stations électriques. Néanmoins, nous considérons par la suite que les éoliennes fonctionnent à facteur de puissance unitaire ( $K_i = Q_{Eol} = 0$ ), car cette valeur dépend des consignes et stratégie de contrôle choisies qui sont difficiles à prévoir au stade de planification. Notons que cette valeur reste une donnée d'entrée qui peut être changée en cas de besoin.



**Figure 2.7.** Exemple d'une courbe de puissance d'une éolienne 3.6 MW en fonction du vent :  $v_e = 3-5 \text{ m/s}$ ,  $v_s = 25 \text{ m/s}$ ,  $v_n = 13-14 \text{ m/s}$ ,  $D_e = 107 \text{ m}$  [11].

La vitesse du vent est une variable aléatoire et la densité de probabilité d'occurrence de chaque vitesse du vent  $v$  peut être décrite par la distribution de *Weibull* ou de *Rayleigh*. La distribution de *Rayleigh* est un cas particulier de la distribution de *Weibull* pour le cas où le facteur de forme  $k_f$  est égal à 2. Cette dernière est donnée en fonction de la vitesse du vent  $v$  ainsi que la vitesse moyenne  $v_{moy}$  par l'équation (2.19) [32] [57]. La vitesse moyenne du vent est une donnée d'entrée et dépend du parc étudié. Sur la figure 2.8, nous présentons plusieurs distributions de *Rayleigh* pour différentes valeurs moyennes de la vitesse du vent.

$$f_R(v) = (k_f/c) \cdot (v/c)^{k_f-1} \cdot \exp(-(v/c)^{k_f}) \quad , \quad c = 2 \cdot v_{moy} / \sqrt{\pi} \quad (2.19)$$

Où :  $c$  est le facteur d'échelle et  $k_f$  est le facteur de forme fixé à 2 (fonction de *Rayleigh*).

La vitesse du vent sera considérée uniformément répartie sur le site du parc éolien offshore. Ainsi, toutes les éoliennes produisent la même puissance [82]. En combinant les deux courbes de *Rayleigh* et la production de puissance active, nous pouvons estimer la puissance moyenne d'une seule éolienne  $P_{moy,Eol}$  comme suit :

$$P_{moy,Eol} = \int_{v_e}^{v_s} f_R(v) \cdot P_{Eol}(v) \cdot dv \quad [W] \quad (2.20)$$

En pratique, un nombre de points fini, appartenant aux deux courbes de production d'éolienne et de *Rayleigh* en fonction du vent, est utilisé pour l'estimation des valeurs

moyennes (cas discret). Par la suite, nous utiliserons un pas de calcul de  $1 \text{ m/s}$  pour une plage de vitesse du vent entre  $0$  et  $25 \text{ m/s}$  (26 points). Dans ce cas discret, la production moyenne de l'éolienne est donnée par :

$$P_{moy,Eol} = \sum_{v=v_e}^{v_s} f_R(v) \cdot P_{Eol}(v) \quad [W] \quad (2.21)$$

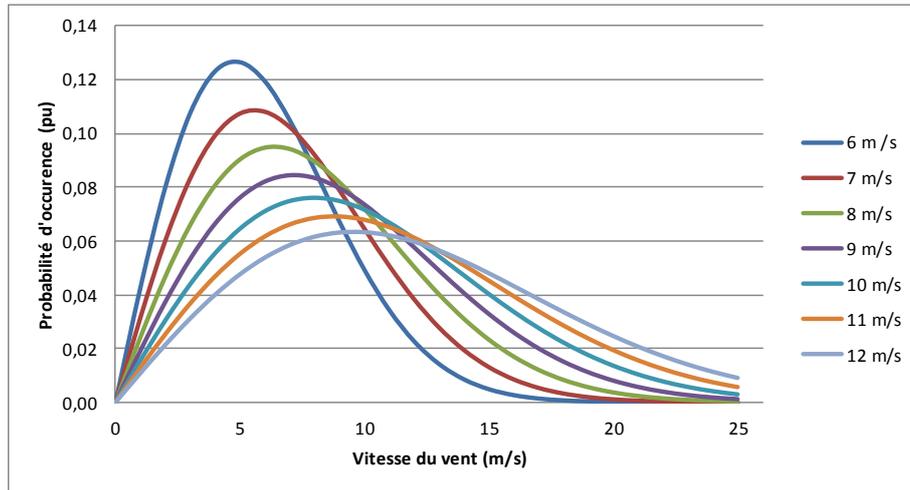


Figure 2.8. Distribution de Rayleigh  $f_R$  pour différentes vitesses moyennes du vent.

### 2.2.3.2 Charges

Les charges de chaque poste électrique en mer consomment de la puissance active et réactive. Ces puissances ( $P_{sseo}$  et  $Q_{sseo}$ ) sont estimées par un bilan de puissance et sont considérées comme des données d'entrées fixes. Nous considérons également au point de livraison à terre une charge infinie en puissance active et réactive (nœud de référence).

### 2.2.4 Equipements de compensation du réactif

On s'intéresse ici à l'estimation du bilan de puissance réactive produite ou consommée dans le réseau du parc éolien offshore afin de dimensionner les équipements de compensation dont la valeur nominale est notée  $Q_{comp}$ . Ces compensations sont placées aux deux extrémités du système de transport HT (compensation répartie présentée sur la figure 2.9) et peuvent être des bancs de condensateurs, des inductances shunts ou les deux ensemble, tout dépend de l'évolution de la puissance réactive en fonction de la vitesse du vent (régime de production). Si la puissance réactive au nœud «  $i$  » est négative, cela signifie qu'elle est consommée.

La seule contrainte fixée pour le dimensionnement est que la compensation doit pouvoir assurer au cours du fonctionnement un facteur de puissance « quasi-unitaire » au point de raccordement à terre pour tous les niveaux de production de puissance active. Le diagramme PQ pour les trois types de compensation possibles est montré sur la figure 2.10.

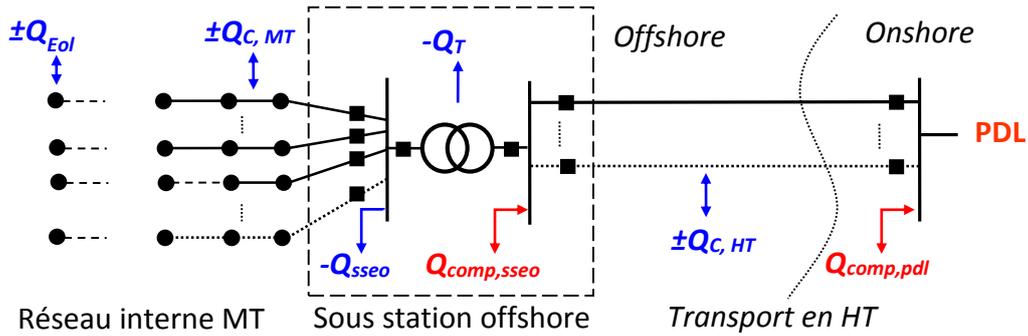


Figure 2.9. Echanges de puissance réactive et placements des compensations sur le réseau.

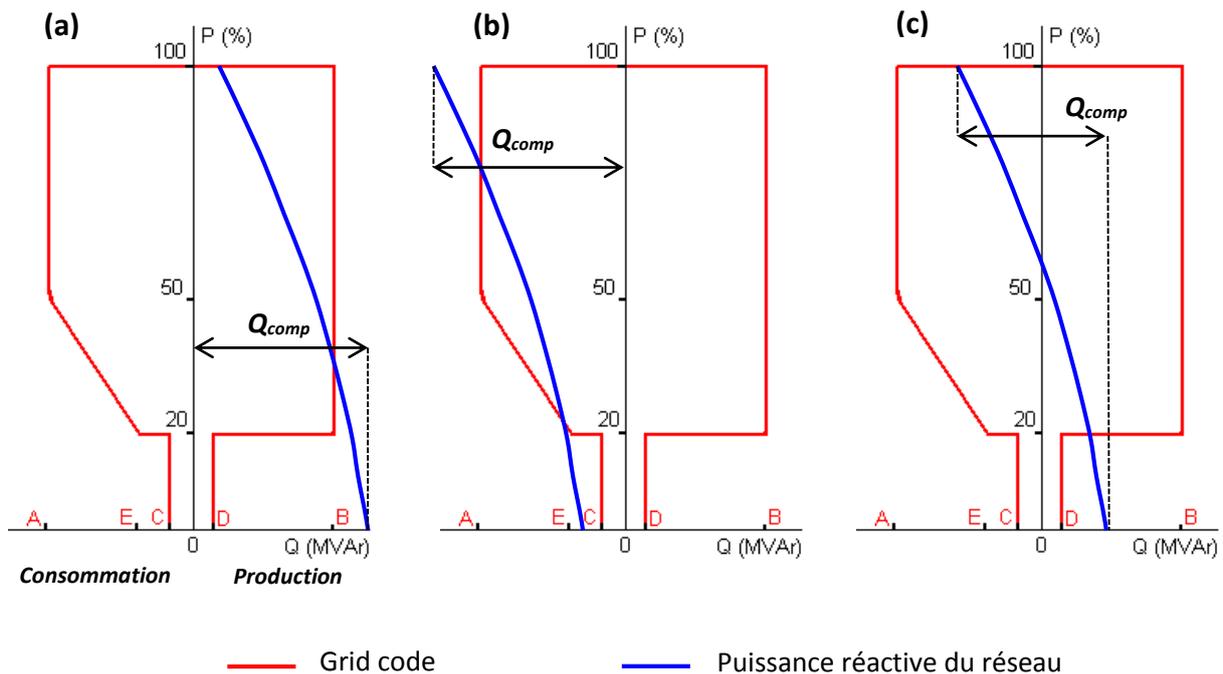


Figure 2.10. Les trois possibilités de compensation : (a) par inductances shunts, (b) par banc de condensateurs, (c) inductances shunts et banc de condensateurs ensemble.

D'après la figure 2.9, les principaux composants du réseau électrique qui participent au bilan de puissance réactive sont :

- L'éolienne ( $\pm Q_{Eol}$ ) : qui consomme ou produit de la puissance réactive en fonction du contrôle appliqué (la consigne),
- Le transformateur ( $-Q_T$ ) : qui consomme de la puissance réactive,
- Les câbles MT et HT ( $\pm Q_{C, MT}$  et  $\pm Q_{C, HT}$ ) : généralement les câbles sous-marins produisent de la puissance réactive mais peuvent tout de même en consommer dans le cas d'un faible niveau de tension ou d'une puissance active élevée sur la liaison,
- La sous-station offshore ( $-Q_{Sseo}$ ) : les différentes charges du poste en mer consomment de la puissance réactive.

La puissance réactive dépend à la fois des paramètres électriques des composants, à savoir l'inductance et la capacité et surtout des valeurs de la tension et du courant dans chaque branche. En outre, les valeurs des courants dans les branches dépendent de la production et donc du vent  $v$ . Par conséquent, la puissance réactive totale dans le réseau  $Q$ , donnée par l'équation (2.22), est également affectée par la vitesse du vent.

$$Q(v) = \pm Q_{C,MT}(v) \pm Q_{C,HT}(v) \pm Q_{Eol}(v) - Q_T(v) - Q_{sseo} \quad [\text{VAr}] \quad (2.22)$$

Afin de maintenir un facteur de puissance unitaire au PDL, il faut insérer des équipements de compensation, capables de compenser à tout instant exactement la puissance réactive produite ou consommée totale  $Q(v)$ . Les valeurs de ces compensations aux postes offshore ( $Q_1$ ) et onshore ( $Q_2$ ) en fonction de la vitesse du vent sont calculées par l'équation (2.23). Notons qu'il a été préféré de compenser au niveau de la sous station offshore toute la puissance réactive qu'elle consomme ( $Q_T + Q_{sseo}$ ), afin d'éviter le transit de celle-ci à travers le réseau.

$$\begin{aligned} Q_1(v) &= - [ (\pm Q_{C,HT}(v) / 2) - Q_T(v) - Q_{sseo} ] & [\text{VAr}] \\ Q_2(v) &= - [ (\pm Q_{C,HT}(v) / 2) \pm Q_{C,MT}(v) \pm Q_{Eol}(v) ] & [\text{VAr}] \end{aligned} \quad (2.23)$$

Les valeurs  $Q_{Eol}$  et  $Q_{sseo}$  sont des données d'entrées. Les puissances réactives des câbles et des transformateurs sont estimées en fonction de la tension  $U$  et courant  $I$  ainsi que les paramètres électriques comme suit :

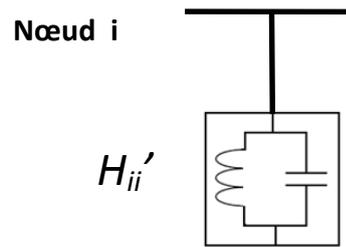
$$\begin{aligned} Q_{C,MT}(v) &= Q_{C,HT}(v) = C_c \cdot \omega \cdot U^2 - 3 \cdot X_c \cdot I(v)^2 & [\text{VAr}] \\ Q_T(v) &= - 3 \cdot X_{TS} \cdot I(v)^2 & [\text{VAr}] \end{aligned} \quad (2.24)$$

La valeur totale de la puissance réactive dans le réseau est affectée par les paramètres électriques. Par conséquent, la taille des compensations nécessaire  $Q_{comp}$  dépend de la topologie de raccordement du réseau électrique du parc, à savoir : la topologie de raccordement, les sections et les longueurs des câbles ainsi que le nombre et les positions des postes électriques en mer.

Finalement, les puissances nominales des compensations au poste électrique offshore ( $Q_{comp,sseo}$ ) et au point de livraison ( $Q_{comp,pdl}$ ) sont évaluées d'après la figure 2.10 par :

$$\begin{aligned} Q_{comp,sseo} &= \max ( Q_1(v) ) - \min ( Q_1(v) ) & [\text{VAr}] \\ Q_{comp,pdl} &= \max ( Q_2(v) ) - \min ( Q_2(v) ) & [\text{VAr}] \\ Q_{comp} &= Q_{comp,sseo} + Q_{comp,pdl} & [\text{VAr}] \end{aligned} \quad (2.25)$$

La compensation est modélisée électriquement par susceptance «  $H_{ii}'$  » placée au nœud «  $i$  », qui est positive pour une capacité et négative pour une inductance (figure 2.11). Les compensations sont insérées dans le réseau électrique du côté HT avant le calcul de l'écoulement de puissance afin de réduire les pertes.



**Figure 2.11.** Modèle électrique de la compensation.

Le schéma électrique de la compensation est simple et représente une partie d'un diagramme en  $\pi$ .

### 2.3 Evaluation des pertes de puissance sur le réseau électrique

La valeur des pertes de puissance est une variable très représentative lors de la conception d'un réseau électrique [83]. Ces pertes dépendent de la puissance produite au niveau des éoliennes qui résulte directement de la vitesse du vent. Cette relation est due aux variations des courants transités dans les branches. Les pertes moyennes dans le réseau du parc (réseaux interne et de transport) sont estimées par la relation suivante :

$$P_{moy,pertes} = \sum_{v=v_e}^{v_s} f_R(v) \cdot P_{pertes}(v) \quad [W] \quad (2.26)$$

Où :  $P_{pertes}(v)$  représente les pertes totales dans le réseau électrique pour la vitesse du vent  $v$  aux niveaux des éoliennes et  $f_R(v)$  est la distribution de Rayleigh.

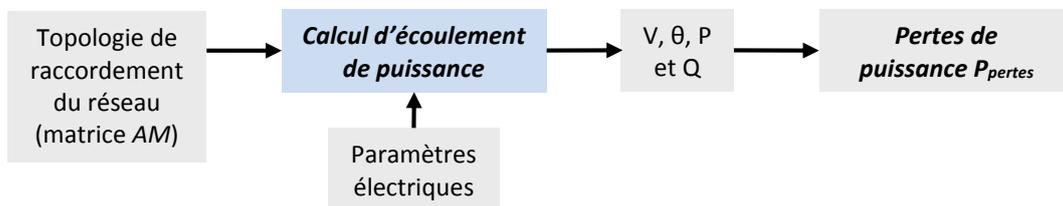
Nous utiliserons dans cette partie deux méthodes pour l'estimation des pertes  $P_{pertes}(v)$ . La première consiste à résoudre le problème d'écoulement de puissance « *load flow* » par la méthode de *Newton-Raphson* [84]. Cette méthode itérative est précise car elle tient compte des variations des tensions et des transits de puissance réactive et peut être appliquée à un réseau radial ou maillé. Cependant, le fait de considérer la caractéristique de production de puissance des éoliennes dans l'optimisation augmente de façon significative le temps de simulation, car chaque topologie de raccordement doit être évaluée pour plusieurs états du vent. Par exemple pour une éolienne ayant une vitesse minimale de  $4 \text{ m/s}$  et nominale de  $14 \text{ m/s}$ , les pertes seront évaluées pour 11 états du vent ( $4, 5, \dots$  et  $14 \text{ m/s}$ ). Pour les topologies de connexion de forme radiale, les pertes peuvent être estimées par une deuxième méthode moins précise mais sans la résolution du problème d'écoulement de puissance qu'on utilisera durant le processus d'optimisation pour sa rapidité.

#### 2.3.1 Formulation du problème d'écoulement de puissance

Un réseau électrique est généralement composé de plusieurs charges à alimenter à partir de plusieurs générateurs à travers les différentes branches dont la configuration peut être

maillée ou radiale. En connaissant les productions des différents générateurs, comment calculer l'état électrique complet du réseau ? Sous des conditions de fonctionnement « normales » et à un régime établi, ce problème général, connu sous le nom de calcul de l'écoulement de puissance « *Load Flow* en anglais », permet de déterminer l'état complet du réseau, à savoir : tensions, courants, phases, transits des puissances et pertes [76] [77].

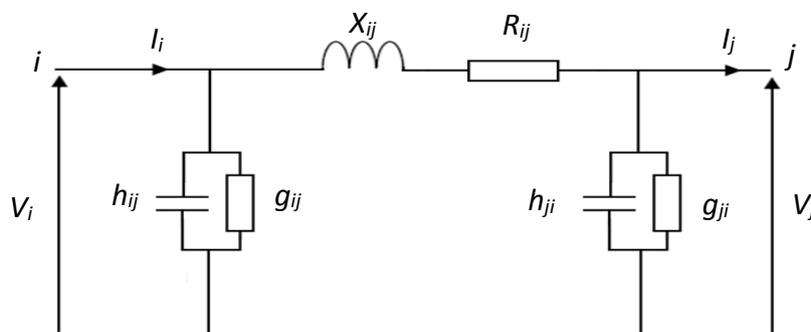
Nous présenterons par la suite la formulation et la résolution de ce problème d'écoulement de puissance. Cet algorithme (figure 2.12) prend comme entrées : la topologie de raccordement électrique modélisée par une matrice des connexions (chapitre 3), les injections de puissance active et réactive aux niveaux des nœuds et les paramètres électriques (*résistance, inductance et capacité*) des composants du réseau électrique. Les sorties sont les modules et les phases de tensions nodales ( $V$  et  $\vartheta$ ). Ces deux derniers permettent d'évaluer les flux de puissances et par conséquent les pertes dans le réseau.



**Figure 2.12.** Organigramme d'évaluation des pertes par calcul d'écoulement de puissance.

Nous avons vu que les câbles et les transformateurs peuvent être modélisés par des schémas en forme de  $\pi$ , qui est symétrique pour un câble et non symétrique pour un transformateur. En outre, la compensation est aussi représentée par un diagramme en  $\pi$  non complet. De ce fait, le modèle qui suivra portera justement sur un modèle en  $\pi$ . Nous considérons qu'une liaison entre deux nœuds du réseau comporte au maximum un seul composant (câble, transformateur, compensation) qui peut être un composant équivalent à plusieurs éléments en série ou en parallèle sur le réseau réel [85].

Soit un réseau électrique à un régime établi et équilibré, représenté par une phase comportant  $N$  nœuds (jeux de barres) et un ensemble de liaisons, dont une liaison entre deux nœuds  $i$  et  $j$  est modélisée par un schéma en  $\pi$  illustré sur la figure 2.13.



**Figure 2.13.** Schéma en  $\pi$  d'une liaison du réseau électrique.

Nous utiliserons par la suite la notation suivante :

$X_{ij}$  est la réactance série de la liaison,

$R_{ij}$  est la résistance série de la liaison,

$h_{ij}, h_{ji}$  sont les susceptances qui correspondent à un condensateur dans le cas d'un câble ou à une réactance magnétisante pour un transformateur,

$g_{ij}, g_{ji}$  sont les conductances shunts,

$V_i, V_j$  sont les modules des tensions respectivement aux nœuds  $i$  et  $j$ ,

$\vartheta_i, \vartheta_j$  sont les phases des tensions respectivement aux nœuds  $i$  et  $j$ ,

$I_{pi}$  est l'injection de puissance active au nœud  $i$ ,

$K_i$  est l'injection de puissance réactive au nœud  $i$ ,

$h_{ii}$  est la susceptance reliant le nœud  $i$  à la terre (positive pour un condensateur et négative pour une bobine), qui peut être une compensation ou une branche magnétisante d'un transformateur,

$Y_{ij}$  est la module de l'admittance série,

$\delta_{ij}$  est l'angle de perte.

L'impédance de transfert en complexe ainsi que le module de l'admittance série et l'angle de perte entre deux nœuds  $i$  et  $j$  du réseau sont définis comme suit :

$$\bar{z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad , \quad Y_{ij} = 1/|\bar{z}_{ij}| \quad , \quad \delta_{ij} = \arctan(X_{ij}/R_{ij}) \quad (2.27)$$

En outre, le courant injecté dans un nœud  $i$  du réseau en fonction des tensions et des admittances de toutes les branches incidentes à ce nœud  $i$ , s'écrit en notation complexe :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^N \bar{Y}_{g,ij} \cdot \bar{V}_j \quad (2.28)$$

Où la matrice admittance complexe globale est :

$$\bar{Y}_g = G_g + j \cdot B_g \quad (2.29)$$

La puissance apparente injectée au nœud  $i$  est donnée par :

$$\bar{S}_i = I_{pi} + j \cdot K_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \cdot \sum_{j=1}^N \overline{Y_{g,ij}^*} \cdot \bar{V}_j^* \quad (2.30)$$

En utilisant les relations trigonométriques, on aboutit aux deux équations d'injections de puissance active et réactive au nœud  $i$  du réseau en fonction des modules des tensions nodales et leurs phases ainsi que les éléments de la matrice admittance globale :

$$I_{Pi} = V_i \cdot \sum_{j=1}^N V_j \cdot (G_{g,ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{g,ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad (2.31)$$

$$K_i = V_i \cdot \sum_{j=1}^N V_j \cdot (G_{g,ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{g,ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (2.32)$$

Où les éléments de la matrice admittance globale sont calculés comme suit :

$$G_{g,ij} = -Y_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij}) \quad , \quad G_{g,ii} = \sum_{j=1, j \neq i}^N (g_{ij} - G_{g,ij}) \quad (2.33)$$

$$B_{g,ij} = Y_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij}) \quad , \quad B_{g,ii} = h_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^N (h_{ij} - B_{g,ij}) \quad (2.34)$$

Il faut noter que la matrice admittance globale  $Y_g$  est une matrice creuse. Les seuls éléments non nuls sont sur la diagonale ( $Y_{g,ii}$ ) et ainsi que les éléments  $Y_{g,ij}$  dans le cas où les deux nœuds «  $i$  » et «  $j$  » sont reliés.

Nous aboutissons finalement à deux équations (2.31) et (2.32) non linéaires de puissance active et réactive dont la résolution se fait par des méthodes itératives.

### 2.3.2 Résolution du problème d'écoulement de puissance

D'une manière générale, les différents nœuds d'un réseau électrique peuvent être classés sous trois familles :

- **Les nœuds PV** : tous les producteurs du réseau où l'injection de puissance active et le module de la tension sont connus,
- **Les nœuds PQ** : les nœuds (principalement les charges) dont on connaît les injections de puissance active et réactive. Les jeux de barres intermédiaires du réseau peuvent être considérés comme des nœuds PQ à injection active et réactive nulles,
- **Le nœud de référence ou balancier  $V\vartheta$**  : c'est un seul jeu de barres du réseau dont le module  $V$  et la phase  $\vartheta$  de la tension sont connus ( $\vartheta = 0$ ). Généralement le nœud de référence est le nœud producteur le plus puissant du réseau.

L'énoncé général du problème de l'écoulement de puissance pour un réseau électrique comportant  $N$  nœuds à liaisons fixées et un nombre  $p$  de nœuds de charges est [85] :

**On connaît :**

- *Au nœud de référence (noté  $r = 1$ )* :  $\vartheta_r = 0$  et le module de la tension  $V_r$  (2 données),
- *Aux nœuds PV ( $N-p-1$  nœuds)* : les injections de puissances actives  $I_i$  et modules des tensions  $V_i$ . Le nombre de données est :  $2 \times (N-p-1)$ ,
- *Aux nœuds PQ ( $p$  nœuds)* : les injections de puissances actives  $I_{pi}$  et réactives  $K_i$ . Le nombre de données est :  $2 \times p$ .

**On veut calculer :**

- Aux nœuds PV ( $N-p-1$  nœuds) : les injections de puissances réactives  $K_i$  et les phases des tensions  $\vartheta_i$ . Le nombre d'inconnues est :  $2 \times (N-p-1)$ ,
- Aux nœuds PQ ( $p$  nœuds) : les modules  $V_i$  et les phases  $\vartheta_i$  des tensions. Le nombre d'inconnues est :  $2 \times p$ .

Sans le nœud balancier, le problème contient  $2 \times (N-1)$  inconnues et  $2 \times (N-1)$  données. Par conséquent, le système d'équations (2.31) et (2.32) comporte autant d'inconnues que d'équations et donc la solution est unique.

Plusieurs méthodes de résolutions de ce type d'équations non linéaires existent. Nous utiliserons dans cette thèse la méthode universelle dite de *Newton-Raphson* qui est appréciée pour sa précision et sa rapidité de convergence (quadratique) [77] [85] [86]. Pour cela, nous adopterons l'écriture matricielle suivante :

$\vec{V}$ ,  $\vec{\theta}$  : vecteurs colonnes de  $N$  lignes comportant respectivement les modules et les phases des tensions nodales,

$\vec{I}_p$  : vecteur colonne à  $N$  lignes, qui a comme éléments : 1) les injections de puissance active  $I_{pi}(\vec{\theta}, \vec{V})$  pour tout  $i$  différent de  $r$ ; 2)  $I_{pr} = 0$  pour le nœud de référence,

$\vec{R}_p$  : vecteur colonne à  $N$  lignes dont les éléments sont : 1)  $R_p = K_i(\vec{\theta}, \vec{V})$  pour tout nœud PQ ( $p$  nœuds) ; 2)  $R_p = V_i$  pour tout nœud PV et pour le balancier  $r$  ( $N-p$  nœuds),

$\vec{E} = \begin{bmatrix} \vec{\theta} \\ \vec{V} \end{bmatrix}$  : vecteur colonne des tensions à  $2 \times N$  lignes,

$\vec{W} = \begin{bmatrix} \vec{I}_p \\ \vec{R}_p \end{bmatrix}$  : Vecteur colonne des injections généralisées à  $2 \times N$  lignes.

La matrice jacobienne du système  $[J]$  de dimension  $2N \times 2N$  (injections/tensions) est définie par la relation (2.35). Les éléments de cette matrice sont donnés dans l'annexe 1.

$$[J] = \frac{d\vec{W}}{d\vec{E}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \vec{I}_p}{\partial \vec{\theta}} & \frac{\partial \vec{I}_p}{\partial \vec{V}} \\ \frac{\partial \vec{R}_p}{\partial \vec{\theta}} & \frac{\partial \vec{R}_p}{\partial \vec{V}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Et donc le système d'équations à résoudre par un procédé itératif est :

$$\begin{bmatrix} d\vec{I}_p \\ d\vec{R}_p \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} d\vec{\theta} \\ d\vec{V} \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

A chaque itération  $k$ , les équations sont linéarisées autour de la solution  $\vec{E}^k(\vec{\theta}^k, \vec{V}^k)$  :

$$\overline{\Delta E}^k = \begin{bmatrix} \overline{\Delta \theta}^k \\ \overline{\Delta V}^k \end{bmatrix} = [J^k]^{-1} \overline{\Delta W}^k = [J^k]^{-1} \begin{bmatrix} \overline{\Delta I}_p^k \\ \overline{\Delta R}_p^k \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

$$\text{Avec : } \overline{\Delta E}^k = \vec{E} - \vec{E}^k \quad \text{et} \quad \overline{\Delta W}^k = \vec{W} - \vec{W}^k \quad (2.38)$$

La matrice jacobienne  $[J^k]$  est réévaluée à chaque itération en considérant le nouveau vecteur  $\overrightarrow{E^k}(\overrightarrow{\theta^k}, \overrightarrow{V^k})$ . Un tel système n'aurait pas de solution si nous fixions toutes les injections de puissance active  $I_{P_i}$  et de puissance réactive  $K_i$  pour les  $N$  nœuds du réseau à cause des pertes de puissance. La démarche suivie consiste à supprimer l'une des équations  $I_{P_i}$  puis résoudre le système ainsi obtenu par la méthode de *Newton-Raphson*. La puissance active du nœud supprimé ne sera plus fixée, mais sera calculée à la fin de la résolution à partir de la solution trouvée en utilisant l'équation d'injection de puissance active (2.31). Ce nœud correspond au nœud de référence  $r$ . Ainsi, le nouveau système à résoudre est [86] :

$$\overrightarrow{\Delta E^k} = \begin{bmatrix} \overrightarrow{\Delta \theta^k} \\ \overrightarrow{\Delta V^k} \end{bmatrix} = [\tilde{J}^k]^{-1} \begin{bmatrix} \overrightarrow{\Delta I_P^k} \\ \overrightarrow{\Delta R_P^k} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

$\overrightarrow{\Delta I_P^k}$  : vecteur de dimension  $N-1$  contenant les éléments du vecteur  $\overrightarrow{\Delta I^k}$  pour tout  $i$  différent de  $r$  (la ligne du nœud de référence est supprimée du vecteur  $\overrightarrow{\Delta I_P^k}$ ),

$\tilde{J}^k$  : est déduit de  $J^k$  en supprimant la ligne et la colonne du nœud de référence,

$\overrightarrow{\Delta \theta^k}$  : vecteur de dimension  $N-1$  contenant les éléments du vecteur  $\overrightarrow{\Delta \theta^k}$  pour tout  $i$  différent de  $r$  (la ligne du nœud de référence est supprimée du vecteur  $\overrightarrow{\Delta \theta^k}$ ).

L'algorithme final de résolution du problème de l'écoulement de puissance est présenté dans l'annexe 2. Finalement, les pertes de puissance du réseau global sont calculées pour chaque vitesse du vent  $v$  par la formule suivante :

$$P_{pertes}(v) = \sum_{i=1}^{N-1} I_{P_i}(v) - I_{P_r}(v) \quad [W] \quad (2.40)$$

L'injection de puissance active  $I_{P_r}$  au nœud de référence  $r$  est calculée à partir de la solution finale de l'algorithme. Ce nœud de référence sert de balancier entre la production et la consommation en tenant compte des pertes.

Pour notre application, les seuls producteurs du réseau sont les éoliennes offshore. Nous considérons qu'elles sont contrôlées en puissance active et réactive, c'est-à-dire des nœuds PQ. De ce fait, tous les jeux de barres du réseau sont modélisés par des nœuds PQ (producteurs, charges et nœuds intermédiaires) dont les modules et les phases des tensions sont inconnus, à l'exception du nœud balancier qui correspond au point de raccordement du parc au réseau à terre. Au niveau de ce nœud, on évaluera les puissances actives et réactive.

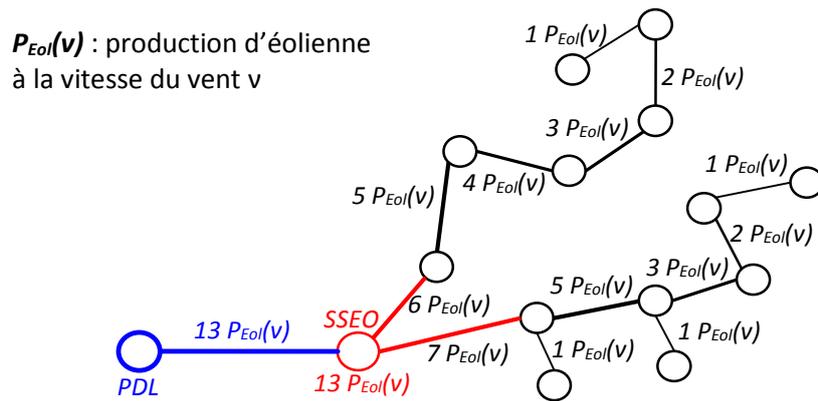
### 2.3.3 Modèle analytique simplifié dans le cas d'un raccordement radial

Les pertes de puissance dans le réseau  $P_{pertes}(v)$  peuvent être estimées tout simplement par la formule basique suivante :

$$P_{pertes}(v) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N 3 \cdot R_{ij} \cdot I_{ij}(v)^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N 3 \cdot R_{ij} \cdot \left( \frac{P_{ij}(v)}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\varphi)} \right)^2 \quad [W] \quad (2.41)$$

Où :  $R_{ij}$  et  $I_{ij}(v)$  sont respectivement la résistance et le courant en fonction de la vitesse du vent de la liaison entre les nœuds «  $i$  » et «  $j$  ».

Dans le cas particulier des topologies de raccordements de forme radiale, les puissances actives transitées dans les branches du réseau peuvent être évaluées en connaissant le niveau de production des éoliennes  $P_{Eol}(v)$ , par une méthode de parcours d'arbre en partant des éoliennes jusqu'au PDL, comme illustré sur la figure 2.14. Mais en réalité la puissance dans une branche du réseau est égale à la différence entre la puissance produite par les éoliennes en amont et les pertes dans les composants également en amont de la branche qui seront négligées.



**Figure 2.14.** Evaluation des puissances des branches d'un réseau de forme radiale par un parcours d'arbre en partant des éoliennes jusqu'au PDL.

Ensuite, les courants peuvent être déduits à partir des puissances actives transportées dans les branches en supposant une tension constante  $U$  et un facteur de puissance unitaire ( $\cos(\varphi) = 1$ ) au niveau des branches. Cette dernière hypothèse nous amène à négliger les courants de charges générés par les capacités des câbles.

## 2.4 Modélisation des coûts des éléments du réseau électrique

Nous considérons trois parties dans le coût d'investissement initial  $C_0$  pour le réseau électrique du parc éolien offshore donné par l'équation (2.42), à savoir : le coût des câbles de moyenne et haute tension  $C_{c\grave{a}ble}$ , le coût des sous-stations électriques en offshore  $C_{sseo}$  et le coût des équipements de compensation du réactif  $C_{comp}$ . Ces différents termes dépendent de la configuration du réseau.

$$C_0 = C_{c\grave{a}ble} + C_{sseo} + C_{comp} \quad [€] \quad (2.42)$$

L'investissement total  $C_{invest}$  utilisé dans l'optimisation (chapitre 3) tient compte de cet investissement initial qui sera payé sur la durée totale d'exploitation du parc [32] [83].

### 2.4.1 Coût des câbles sous-marins

Il y a trois facteurs importants dans l'évaluation du coût des câbles sous-marins AC. Le premier est la puissance apparente nominale  $S_{Cn,ij}$  du câble (en MVA), déterminée par la section  $c_{section}$  indiquant la quantité de cuivre (ou d'aluminium) utilisée dans le câble. Le second est la tension nominale du câble qui détermine le matériau d'isolation. Le troisième élément ayant la plus grande incertitude est le coût d'installation du câble [87]. Le modèle du coût du câble sous-marin de référence, présenté dans (2.43), a été proposé par S. Lundberg [60].

$$C_{c\grave{a}ble,ij} = C_{SI} + \left[ \alpha_c + \beta_c \cdot \exp\left(\gamma_c \cdot 10^{-8} \cdot S_{Cn,ij}(c_{section})\right) \right] \quad [€/km] \quad (2.43)$$

Cette fonction comprend le coût d'investissement initial ainsi que le coût de transport et d'installation ( $C_{SI}$ ) proportionnels à la longueur du câble. Les coefficients  $\alpha_c$ ,  $\beta_c$  et  $\gamma_c$  sont dépendants du niveau de tension du câble.

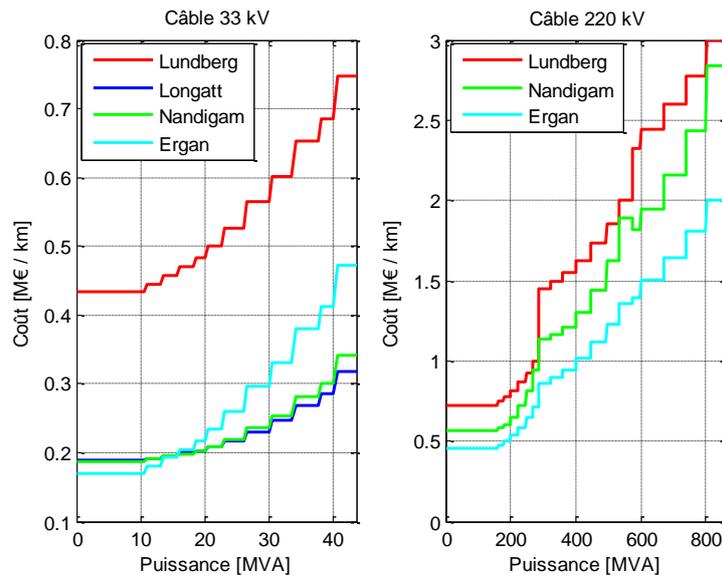
D'autres auteurs ont utilisé ce même modèle mais avec des valeurs différentes des coefficients  $\alpha_c$ ,  $\beta_c$  et  $\gamma_c$  [88] [89] ou  $C_{SI}$  [32] [87]. Les différents paramètres utilisés dans ces études en fonction de la tension sont présentés dans le tableau 2.1.

**Tableau 2.1.** Paramètres  $\alpha_c$ ,  $\beta_c$ ,  $\gamma_c$  et  $C_{SI}$  des câbles sous-marins 33, 132 et 220 kV [€].

		S. Lundberg – Référence [60] *	F.M.G. Longatt [88] **	M. Nandigam [89] **	H. Ergan [87]
33 kV	$\alpha_c$	47470.5	56046.9	53758	45744.3
	$\beta_c$	68838	7830.2	7795.6	66334.8
	$\gamma_c$	$4.1 \cdot 10^6$	$6.585 \cdot 10^6$	$6.97 \cdot 10^6$	$4.1 \cdot 10^6$
132kV	$\alpha_c$	$0.228 \cdot 10^6$	-	$0.258 \cdot 10^6$	$0.219 \cdot 10^6$
	$\beta_c$	24139.5	-	2733.7	23261.7
	$\gamma_c$	$1.66 \cdot 10^6$	-	$0.2822 \cdot 10^6$	$1.66 \cdot 10^6$
220 kV	$\alpha_c$	$0.367 \cdot 10^6$	-	$0.416 \cdot 10^6$	$0.354 \cdot 10^6$
	$\beta_c$	12705	-	1438.8	12243
	$\gamma_c$	$1.16 \cdot 10^6$	-	$1.972 \cdot 10^6$	$1.16 \cdot 10^6$
$C_{SI}$ (€/m)		277.2	117	117	19

Conversion : \*1 SEK = 0.1155 € / \*\*1 \$ = 0.7694 €

L'évolution des coûts des câbles 33 et 220 kV en fonction de la puissance apparente estimée par ces quatre modèles est présentée sur la figure 2.15. Ces câbles sont à isolation XLPE et contiennent trois conducteurs en cuivre regroupés. Les sections varient de  $3 \times 50 \text{ mm}^2$  à  $3 \times 800 \text{ mm}^2$  pour le câble 33 kV et de  $3 \times 240 \text{ mm}^2$  à  $3 \times 1000 \text{ mm}^2$  pour le câble 220 kV. Au-dessus d'une certaine puissance (limite technologique), deux ou trois câbles 220 kV de mêmes sections sont mis en parallèle.



**Figure 2.15.** Evolutions des coûts des câbles 33 et 220 kV en fonction de la puissance.

Comme on peut le constater le coût du câble augmente de manière exponentielle avec la puissance nominale et il est constant pour la même section.

#### 2.4.2 Coût de la sous station électrique AC

Le coût total de la sous station électrique offshore est la somme des coûts du transformateur  $C_T$ , des armoires de protection  $C_{SG}$  et de la structure de la plateforme en mer  $C_R$ , que nous présenterons dans cette partie.

##### 2.4.2.1 Coût des armoires de protection

Les câbles MT et HT provenant des groupes d'éoliennes et du réseau terrestre sont reliés aux jeux de barres de la sous station électrique offshore à travers des cellules de protection. Le coût total des armoires de protection MT et HT est calculé par l'équation suivante :

$$C_{SG} = C_{SGMTc} \cdot N_{MTc} + C_{SGHTc} \cdot N_{HTc} \quad [€] \quad (2.44)$$

Où :  $C_{SGMTc}$  et  $C_{SGHTc}$  sont les coûts des cellules MT et HT,  $N_{MTc}$  et  $N_{HTc}$  sont les nombres de cellules MT et HT dans la sous station offshore.

Chaque cellule comprend les équipements suivants : structure, jeu de barres, disjoncteur, sectionneur, interrupteur de mise à la terre, parafoudres, transformateurs de courant et de tension et ainsi de suite. Les coûts des cellules de protection MT et HT utilisés par la suite sont :  $C_{SGMTc} = 0.364 \text{ M€}$  et  $C_{SGHTc} = 0.408 \text{ M€}$  [88].

##### 2.4.2.2 Coûts du transformateur

Le coût d'un transformateur est exprimé en fonction de sa puissance nominale  $S_{Tn}$  (en VA) par l'équation suivante [32] [60] [83] [88] [89] :

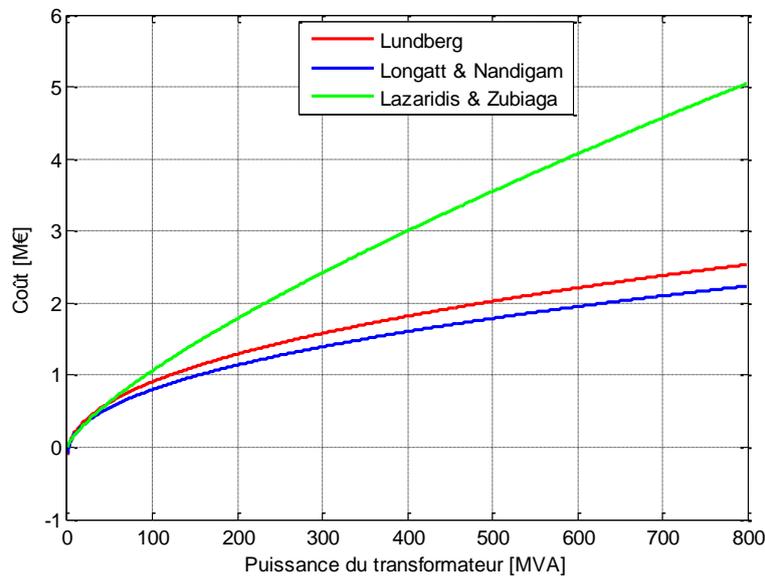
$$C_T = \alpha_t + \beta_t \cdot S_{Tn}^{\gamma_t} \quad [€] \quad (2.45)$$

Les paramètres  $\alpha_t$ ,  $\beta_t$  et  $\gamma_t$  de cette fonction de coût, issus de différentes études, sont présentés dans le tableau 2.2. Les résultats de ces modèles sont illustrés sur la figure 2.16.

**Tableau 2.2.** Paramètres  $\alpha_t$ ,  $\beta_t$  et  $\gamma_t$  du coût d'un transformateur [€].

	<i>S. Lundberg</i> [60] *	<i>F.M.G. Longatt</i> [88] & <i>M. Nandigam</i> [89] **	<i>P. L. Lazaridis</i> [32] & <i>M. Zubiaga</i> [83]
$\alpha_t$	-139524	-157727	0
$\beta_t$	247.5	280.5	1.0334
$\gamma_t$	0.4473	0.4473	0.7513

Conversion : \*1 SEK = 0.1155 € / \*\*1 \$ = 0.7694 €



**Figure 2.16.** Evolution du coût du transformateur en fonction de la puissance apparente.

Nous pouvons constater que le coût du transformateur est proportionnel à sa puissance dans le modèle proposée par *P. L. Lazaridis* et *M. Zubiaga* [32] [83] alors que dans les deux autres courbes, la variation du coût est faible pour les grandes puissances.

### 2.4.2.3 Coût de la structure de la plateforme offshore

Le coût ( $C_R$ ) de la structure d'un poste électrique en mer a été estimé dans [60] [83] [87] en fonction de sa puissance nominale, égale à  $S_{Tn}$  (en MVA), par l'équation suivante :

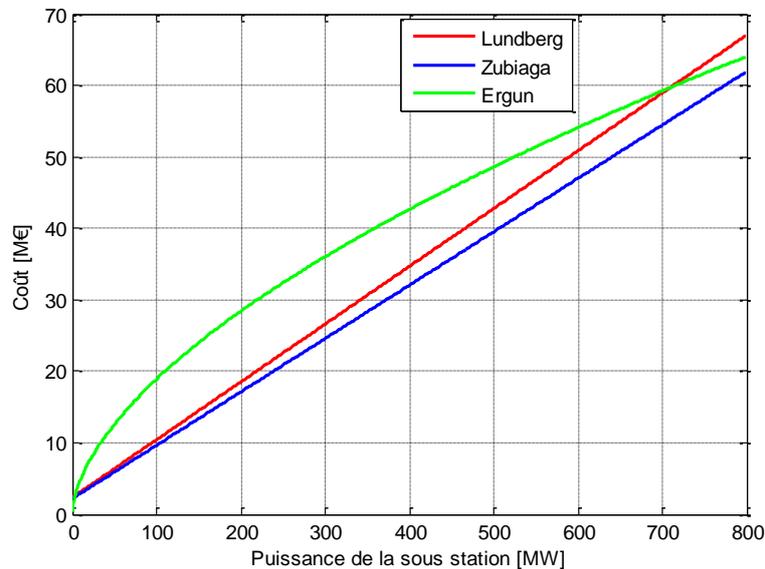
$$C_R = \alpha_r + \beta_r \cdot S_{Tn}^{\gamma_r} \quad [€] \quad (2.46)$$

Les paramètres  $\alpha_r$ ,  $\beta_r$  et  $\gamma_r$  des différentes études sont présentés dans le tableau 2.3. Le coût de la plateforme en fonction de la puissance, évalué par les différents modèles est illustré sur la figure 2.17.

**Tableau 2.3.** Paramètres  $\alpha_r$ ,  $\beta_r$  et  $\gamma_r$  du coût de la structure de plateforme en mer [€].

	S. Lundberg [60] *	M. Zubiaga [83]	H. Ergun [87]
$\alpha_r$	$2.31 \cdot 10^6$	$2.14 \cdot 10^6$	0
$\beta_r$	80850	74700	$1.2654 \cdot 10^6$
$\gamma_r$	1	1	0.587

Conversion : \*1 SEK = 0.1155 €


**Figure 2.17.** Evolution du coût de la plateforme en fonction de la puissance apparente.

D'après la figure 2.17, nous remarquons que l'évolution du coût de la structure de plateforme offshore est proportionnelle à sa puissance dans les trois modèles. En outre, ces courbes sont assez similaires.

### 2.4.3 Coût des équipements de compensation

Comme mentionné dans le chapitre 1, la compensation de la puissance réactive est essentielle pour le système de transport en HVAC. Les équipements de compensations considérés sont des compensations statiques placées aux deux extrémités des liaisons HT. Nous supposons que les inductances et les condensateurs ont le même coût. L'ajout d'un dispositif de compensation dans le réseau du parc affecte l'investissement total, d'une part par le coût de l'équipement de compensation lui-même  $C_{ec}$  et d'autre part, par un incrément du coût de la plateforme  $C_{increment}$ . Ainsi, le coût total de la compensation  $C_{comp}$  est la somme de ces deux termes :

$$C_{comp} = C_{ec} + C_{increment} \quad [€] \quad (2.47)$$

Le coût de l'équipement de compensation  $C_{ec}$  est proportionnel à la quantité de puissance réactive totale du réseau (consommée ou produite) à compenser  $Q_{comp}$  [VA], évaluée précédemment. Dans [32] [60] [83], ce coût a été estimée à  $2/3$  du coût d'un transformateur de la même puissance en VA. Cela est dû au fait que les inductances de

compensation utilisées ont un seul enroulement par phase par rapport à un transformateur qui a au moins deux enroulements par phase. D'une manière générale, ce coût peut être calculé par l'équation (2.48). Les paramètres de cette fonction utilisés dans les différentes études sont présentés dans le tableau 2.4.

$$C_{ec} = \alpha_{ec} + \beta_{ec} \cdot Q_{comp}^{\gamma_{ec}} \quad [€] \quad (2.48)$$

**Tableau 2.4.** Paramètres  $\alpha_{ec}$ ,  $\beta_{ec}$  et  $\gamma_{ec}$  du coût d'équipements de compensation [€].

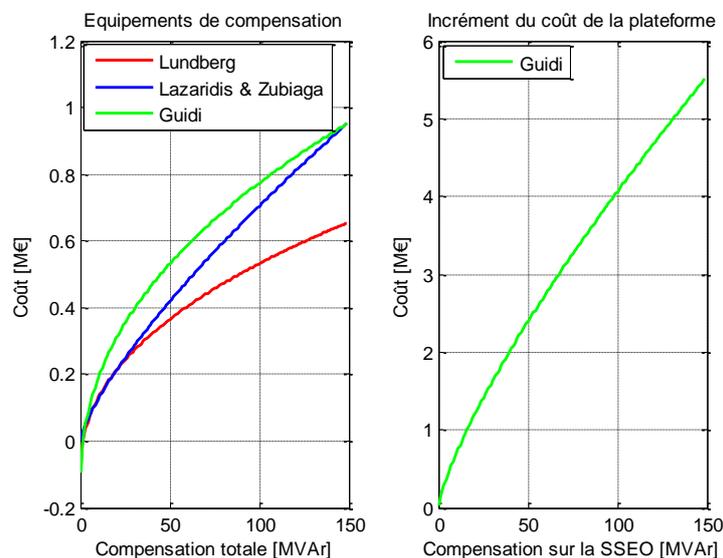
	<i>S. Lundberg</i> [60] *	<i>P. L. Lazaridis [32] &amp;</i> <i>M. Zubiaga [83]</i>	<i>G. Guidi [90]</i>
$\alpha_{ec}$	-93015.6	0	-136000
$\beta_{ec}$	165	0.6890	241.5
$\gamma_{ec}$	0.4473	0.7513	0.447

Conversion : \*1 SEK = 0.1155 €

L'installation des dispositifs de compensation induit un volume supplémentaire sur la plateforme offshore qui se traduit par un incrément sur le coût de la structure  $C_{increment}$ . Ce terme est proportionnel à la quantité de puissance réactive installée sur chaque sous station offshore  $Q_{comp, sseo}$  [kVA]. Il a été approximé par *G. Guidi* dans [90] par la fonction (2.49).

$$C_{increment} = 608 \cdot Q_{comp, sseo}^{0.765} \quad [€] \quad (2.49)$$

L'évaluation des deux termes  $C_{ec}$  et  $C_{increment}$  par les différents modèles en fonction de la puissance réactive est montrée sur la figure 2.18.



**Figure 2.18.** Evolution du coût de la compensation en fonction de la puissance réactive.

Nous pouvons voir sur la figure 2.18 que les deux termes du coût de la compensation varient presque linéairement par rapport à la puissance nominale et que l'incrément du coût de la plateforme offshore dû à l'ajout du dispositif de compensation est plus important.

#### 2.4.4 Discussion

Nous soulignons que nous avons eu recours à des données utilisées dans la littérature par manque d'informations des industriels car ces données sont souvent confidentielles. Malgré la cohérence notée dans l'allure des courbes présentées, nous constatons des disparités entre certaines d'entre elles (par exemple le câble 33 kV). Par conséquent, nous avons été amenés à choisir un modèle de coût de chaque composant (dans le cas où il en existe plusieurs) à utiliser par la suite mais cette divergence nous renseigne sur l'intérêt d'une étude de sensibilité sur ces données. Nous utiliserons le modèle de référence de *S. Lundberg* [60] pour les coûts des câbles sous-marins, en actualisant le coût d'installation et de transport  $C_{SI}$  à 117 €/m. Les coûts obtenus sont présentés dans l'annexe 3. Pour les coûts des transformateurs et la structure de la plateforme offshore nous avons choisi respectivement les modèles de *P. L. Lazaridis* [32] et de *M. Zubiaga* [83]. Enfin, le modèle de *G. Guidi* [90] est utilisé pour l'estimation des deux termes du coût des équipements de compensation du réactif.

## 2.5 Conclusion

Dans cette partie, quelques modèles utilisés dans la littérature ont été présentés pour l'approximation des pertes de puissance ainsi que l'estimation des coûts des différents composants d'un parc éolien offshore.

En ce qui concerne le coût d'investissement initial sur le réseau, Il faut noter que nous n'avons considéré que la « *partie variable* » en fonction de la topologie de raccordement électrique, à laquelle nous nous intéresserons par la suite dans l'optimisation. Néanmoins, ce modèle de coût peut être affiné en tenant compte des autres coûts de la « *partie fixe* », tels que les éoliennes et les fondations, pour évaluer l'investissement total sur le réseau électrique d'un parc éolien offshore.

Comme mentionné précédemment, les pertes dans le réseau dépendent des puissances injectées par les éoliennes. Cependant, le fait de considérer la courbe de production des éoliennes engendre une augmentation significative du temps de simulation, car chaque topologie de raccordement sera évaluée pour plusieurs états du vent pour estimer la valeur moyenne des pertes. En outre, le critère de rendement est utilisé que dans le cas des topologies de connexion de forme radiale. Ce choix est dû au fait que le fonctionnement des parcs éoliens offshore actuels est toujours en radial même si leurs architectures est maillée (les redondances ne sont utilisées qu'en cas de défaillance pour la reconfiguration du système). De ce fait, les pertes de puissance seront évaluées durant le processus d'optimisation par la méthode analytique simple (sans la résolution du problème d'écoulement), qui offre un meilleur compromis entre la précision et le temps de simulation.

### **3 OPTIMISATION PAR ALGORITHME GENETIQUE DE LA STRUCTURE DU RESEAU ELECTRIQUE D'UN PARC EOLIEN OFFSHORE**

### 3.1 Introduction

Le coût de l'énergie d'un parc éolien offshore dépend de la configuration du réseau électrique vu que différentes structures peuvent avoir divers coûts d'investissement et niveaux de production d'énergie en fonction du dimensionnement de leurs composants et de leurs performances en termes de rendement [91]. Généralement, le dimensionnement d'un système électrique est basé sur la comparaison des solutions faisables. Les planificateurs donnent d'abord plusieurs designs principalement en fonction de leurs expériences, puis des restrictions techniques sont vérifiées et les critères sont calculés pour les architectures retenues. Cette dernière étape permet de choisir le meilleur schéma électrique. Toutefois, ce processus n'est pas « *optimal* ». La première raison est que plusieurs critères tels que le coût d'investissement, les pertes ou la fiabilité doivent être étudiés durant la phase de planification. Deuxièmement, il existe de nombreuses configurations possibles pour le réseau électrique d'un parc éolien offshore, il s'agit d'un problème NP-difficile en optimisation combinatoire adapté pour des méthodes heuristiques « intelligentes » [88] [92]. En outre, cette complexité est proportionnelle à la taille du parc éolien (nombre d'éoliennes) en raison de l'augmentation du nombre de variables qui agrandit l'espace de recherche des solutions. Pour ces raisons, aujourd'hui, la planification de la configuration optimale du réseau électrique en utilisant des méthodes « intelligentes » attire l'attention des industriels et du monde de la recherche académique. Notre objectif principal est de développer un outil d'aide à la décision lors de l'étape de planification de l'architecture du réseau électrique. Notre approche d'optimisation est basée sur l'algorithme génétique et l'algorithme de Prim.

Chaque structure d'un parc éolien offshore se caractérise par un nombre de sous stations électriques offshore ainsi que des configurations spécifiques des deux réseaux MT et HT. D'un côté, le réseau interne MT est défini par le nombre de clusters d'éoliennes, le nombre d'éoliennes par cluster, les sections des câbles MT et le schéma de raccordement électrique entre les éoliennes et les SSEOs. D'un autre côté, le réseau de transport HT est défini par le nombre de câbles en parallèles dans chaque liaison, les sections des câbles et le schéma de connexion entre les sous stations en mer et le point de livraison à terre. En outre, chaque sous station en mer contient un nombre de cellules de protection et de jeux de barres MT et HT en fonction du nombre de départs de câbles, des transformateurs HTA/HTB et des compensations de puissance réactive (sur le côté HT) dont les dimensionnements dépendent des configurations des deux réseaux MT et HT. Enfin chaque sous station en mer a une position adéquate dans le réseau. Le problème d'optimisation formulé dans la section 3.3 fait intervenir tous ces paramètres pour évaluer les performances techniques et économiques de chaque configuration de réseau.

Dans ce chapitre, deux critères sont étudiés : le coût de l'investissement et les pertes de puissance. L'évaluation du coût total d'investissement prend en compte les différentes

parties suivantes : 1) les câbles sous-marins en fonction des sections ; 2) les transformateurs et les plateformes des sous stations offshore en fonction de la puissance nominale ; 3) les cellules de protection en fonction du nombre de départs de câbles ; 4) les compensations en fonction de la quantité de puissance réactive à consommer ou à produire pour garantir un facteur de puissance unitaire au point de livraison. Durant l'optimisation, les pertes dans chaque configuration du réseau sont évaluées avec la méthode simplifiée, présentée dans le chapitre 2, en fonction de la vitesse du vent et de la courbe de puissance active des éoliennes. Les contraintes de chutes de tension et du facteur de puissance (au PDL) sont vérifiées à la fin de l'optimisation dans la topologie de raccordement optimale obtenue, par une étude d'écoulement de puissance « *load flow* ». Cette dernière étape permet d'estimer plus précisément les pertes de puissance.

Trois optimisations sont présentées : 1) optimisation mono-objectif pour la minimisation du coût d'investissement seul ; 2) optimisation mono-objectif par agrégation des deux critères (pertes et coût) de deux façons différentes : le coût de production moyen actualisé « *LPC - Levelized Production Costs* » et la somme des coûts d'investissement et des pertes de puissance moyennes ; 3) optimisation multi-objectif (NSGA II) en traitant les deux critères (pertes et coût) séparément. Les deux premières techniques permettent d'évaluer une solution optimale unique. A l'inverse, le résultat de l'optimisation multi-objectif est l'ensemble des solutions non dominées (Pareto). Ces différentes fonctions objectifs et procédures d'optimisations sont présentées respectivement dans les sections 3.3 et 3.5.

Dans la section 3.4, nous présentons une technique de codage des topologies de connexions du réseau basée sur la matrice d'adjacence binaire. Les variables binaires de cette matrice et celles des positions des sous stations offshore constituent l'individu de l'algorithme génétique.

La plateforme d'optimisation finale est présentée dans la section 3.5. L'algorithme génétique fournit les positions des postes électriques en mer ainsi que la première topologie de connexion du réseau. Une fois que les différents groupes de nœuds sont identifiés, l'algorithme Prim permet de relier chaque cluster d'éoliennes à la sous station offshore la plus proche et chaque groupe de sous stations offshore au point de livraison. Les topologies de connexions générées avec cette approche peuvent être sous forme radiale ou maillée. Dans ce chapitre, nous nous intéressons à l'étude des configurations radiales, notamment les raccordements en chaîne, en étoile ou mixte chaîne/étoile.

La performance de cette approche d'optimisation est discutée dans les sections 3.6 et 3.7 dans le cas de deux parcs éoliens offshore réels : *banc de Guérande - 480 MW (80 éoliennes de 6 MW)* et *Greater Gabbard - 504 MW (140 éoliennes de 3.6 MW)*. La section 3.8 conclut ce chapitre.

### 3.2 Etat de l'art des approches d'optimisation

Plusieurs approches d'optimisations (principalement par algorithme génétique) ont été proposées dans la littérature pour l'évaluation du raccordement optimal des réseaux électriques de parcs éoliens offshore. Ces approches se distinguent dans le codage des architectures (i.e. les variables considérées), dans l'algorithme d'optimisation ainsi que dans les critères et les fonctions objectifs choisis. Dans les paragraphes suivants, quelques travaux de recherche réalisés seront présentés.

Les travaux de Zhao et *al.* [91] [93] ont été axés sur les coûts d'investissement et opérationnel ainsi que la fiabilité du système électrique des parcs éoliens offshore. Une plate-forme d'optimisation par algorithme génétique (OES-OWF) a été développée. Les variables de ce modèle sont : les puissances des éoliennes, le nombre et le type du raccordement des clusters d'éoliennes (chaîne, étoile ou bouclé), les sections des câbles MT, les niveaux de tension du réseau interne MT et de transport HT, les configurations des sous stations (AC ou DC), le nombre et les sections des câbles HT (AC ou DC) ainsi que les redondances dans le réseau HT. Cependant, l'espace de recherche des configurations du réseau interne MT est initialement limité. Par exemple, le nombre d'éoliennes par groupe et le type du raccordement est identique pour tous les clusters. En outre, le positionnement optimal des sous stations offshore n'a pas été inclus dans ce modèle. Dans un article publié ultérieurement [94], les auteurs ont également étudié la pertinence de l'AG pour résoudre ce problème. Quatre variantes de l'AG ont été testées dans le but de comparer leurs capacités à éviter la convergence prématurée. Cette étude montre que l'AG est bien adapté pour l'optimisation des réseaux électriques des parcs éoliens offshore et la meilleure variante de l'AG s'avère celle qui maintient une grande diversité dans la population.

Longatt et *al.* [88] proposent une autre approche d'optimisation par algorithme génétique dont le seul objectif est de minimiser l'investissement pour le réseau électrique qui comprend les coûts des câbles MT et HT à sections variables, des transformateurs des éoliennes ainsi que les coûts de construction, des auxiliaires, des transformateurs et des cellules de protection MT et HT des sous stations offshore. Le raccordement HT des sous stations est soit en étoile soit en boucle. Vu le nombre important de possibilités de raccordements du réseau interne MT, l'efficacité de l'AG a été améliorée en le combinant avec une approche utilisée pour résoudre le problème classique du voyageur de commerce, appelé « *open-multiple traveling salesmen problem* ». Cette technique est rapide. Toutefois, les raccordements entre les éoliennes et les sous stations offshore dans le réseau MT générés par ce modèle sont uniquement en chaîne (radial). De plus, les croisements des câbles dans le réseau MT, irréalisables en mer, ne peuvent pas être évités. Enfin, les positions des sous stations offshore sont prédéfinies avant l'optimisation.

Une approche d'optimisation par un algorithme hybride « *génétique – immune* » est proposée par Li et *al.* [47] [92]. L'algorithme *immun* est utilisé pour protéger les informations

positives des gènes et améliorer la convergence locale de l'AG. L'objectif final est d'optimiser le nombre et les emplacements des sous stations offshore, le schéma de connexion entre les éoliennes et les sous stations en radial ainsi que le raccordement entre les sous stations, en termes de coût d'investissement total et de pertes de puissance. Un algorithme d'arbre couvrant de poids minimal « *minimum spanning tree* » est utilisé pour relier les éoliennes.

L'optimisation par algorithme génétique du système électrique de grands parcs éoliens offshore est également abordée par Lingling et *al.* [95]. L'objectif est de minimiser la part du coût liée au réseau électrique en considérant les coûts : des transformateurs des éoliennes, des câbles sous-marins MT et HT en fonction des sections, des composants des sous stations offshore (transformateurs, cellules de protection MT et HT et auxiliaires) ainsi que le coût de construction de celles-ci. Les variables de ce modèle sont : les niveaux de tension MT (10 ou 35 kV) et HT (110 ou 220 kV), le nombre de sous stations offshore ainsi que le nombre d'éoliennes dans les clusters (1 seule éolienne de plus ou de moins dans les différents clusters). Une seule possibilité de raccordement en chaîne (radial) est utilisée pour relier les éoliennes aux sous stations par des câbles MT à section variables. En outre, deux possibilités de raccordements HT des sous stations ont été considérées : en étoile ou en bouclé. Le positionnement des sous stations n'est pas étudié.

Banzo et Ramos [82] proposent un modèle basé sur la programmation stochastique pour l'optimisation du système électrique AC d'un parc éolien offshore. Ce problème d'optimisation est appelé : « *mixed integer quadratic constraint programming problem* ». Le langage du système de modélisation algébrique général (*General Algebraic Modeling System*) a été utilisé pour mettre en œuvre le modèle. Cette approche couvre trois critères principaux : les coûts d'investissement des composants, le rendement et la fiabilité du système en tenant compte de l'aspect stochastique de la vitesse du vent et de la fiabilité des composants. Les parties considérées dans ce modèle sont : la configuration (avec ou sans redondances) et les sections des câbles dans les liaisons MT (120 ou 300 mm<sup>2</sup>) et HT (400 ou 630 mm<sup>2</sup>), l'existence et l'emplacement (2 positions possibles) d'une seule sous station offshore ainsi que le nombre (2 au maximum) de transformateurs MT/HT. Toutefois, les possibilités des différentes variables explorées sont limitées. Un autre modèle d'optimisation (*Mixed integer programming*) plus rapide basé sur la stratégie de décomposition « *Benders' decomposition* » est proposé par Lumbreras et Ramos [96] [97] pour la résolution du même problème décrit en [82]. Dans cette étude, les deux possibilités AC et DC sont considérées pour le raccordement HT des sous stations.

D'autres approches intéressantes ont été proposées pour l'optimisation des parcs éoliens onshore. Parmi elles, l'algorithme hybride « *l'AG et l'algorithme de Prim* » présenté par Gonzalez et *al.* [40] [98] [99] ainsi que le problème formulé en « *Mixed integer programming* » de Fagerfjäll [100]. Ces approches combinent deux problèmes d'optimisation résolus simultanément ou séquentiellement : le problème de positionnement des éoliennes et le problème du raccordement électrique (infrastructure). Ces modèles ont été testés pour l'optimisation de parcs éoliens onshore de tailles réduites ( $\leq 10$  éoliennes) à cause de la

complexité du problème. Par ailleurs, ces études ont démontré que l'optimisation simultanée apporte peu de réduction sur le coût total du parc éolien par rapport à l'optimisation séquentielle des placements des éoliennes puis de l'infrastructure.

Les approches citées ci-dessus utilisent différents types de codage des topologies de raccordements du réseau électrique. Ces codages sont soit de type uniforme en binaire [91] [93]-[95] ou en entier ; soit de type mixte en binaire/entier [88], en binaire/continu [82] [96] [97] [100], en entier/continu [40] [98] [99] ou en symboliques /numériques [47] [92].

Dans ce chapitre, nous proposons une approche d'optimisation hybride par l'AG et l'algorithme Prim. Une autre technique de codage des topologies de raccordement de réseau électrique en une chaîne binaire est présentée. Cette méthode est basée sur la matrice d'adjacence issue de la théorie des graphes. Le premier avantage de ce codage est qu'un algorithme génétique standard (opérateurs simples de croisement et de mutation) peut être utilisé pour résoudre le problème d'optimisation. Deuxièmement, plusieurs variables du réseau sont prises en compte, à savoir : 1) La topologie de connexion entre les éoliennes et les sous-stations offshore par les câbles MT à sections variables ou fixes ; 2) Le nombre, les capacités et les emplacements des sous-stations offshore ; 3) La topologie de connexion du réseau HT entre les sous stations offshore et le point de raccordement à terre ainsi que le nombre de câbles HT en parallèles et leurs sections. L'espace de recherche des solutions augmente rapidement avec la taille du parc éolien, en particulier l'ensemble des configurations possibles et réalisables du réseau MT (la première variable). Pour faire face à cette difficulté, une méthode de réduction de l'espace de recherche est proposée dans ce chapitre en considérant la faisabilité des différentes configurations possibles.

### 3.3 Problème d'optimisation de la topologie de raccordement du réseau

Dans cette section, nous définirons premièrement les différentes variables du système du parc éolien offshore et présenterons ensuite les fonctions objectifs étudiées ainsi que la formulation mathématique du problème d'optimisation compte tenu de certaines hypothèses.

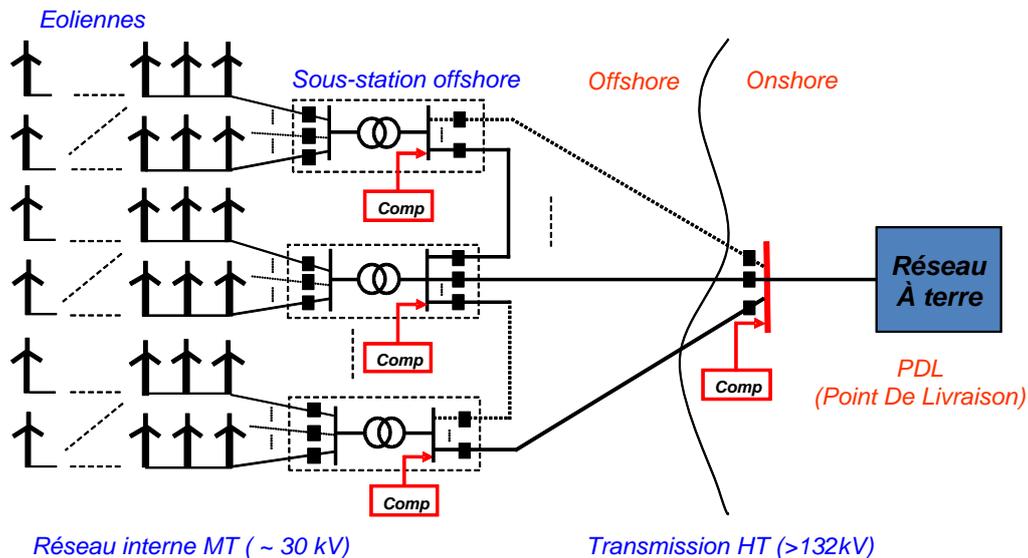
#### 3.3.1 Topologie de raccordement du réseau électrique

Le réseau électrique d'un parc éolien offshore, présenté sur la figure 3.1, est composé de deux parties principales : le réseau interne MT qui relie les éoliennes entre elles et aux sous stations électriques offshore, et le réseau de transport HT qui permet de raccorder les sous stations offshore au réseau de transport au réseau à terre (PDL). En raison de la complexité du problème, un modèle simple est utilisé pour chaque sous station offshore, constitué de :

- Jeu de barres MT et HT : un seul jeu de barres équivalent de chaque côté du transformateur (MT et HT),

## Problème d'optimisation de la topologie de raccordement du réseau

- Armoires de protection « *switchgear* »: le nombre de cellules MT et HT dépend du nombre de départs de câbles MT et HT à partir de la SSEO,
- Dispositif de compensation : la compensation est reliée au jeu de barres HT et peut être constituée par self-inductances et/ou des condensateurs,
- Transformateur : un seul transformateur est considéré pour chaque SSEO qui peut être l'équivalent de plusieurs transformateurs connectés en parallèle.



**Figure 3.1.** Réseau électrique d'un parc éolien offshore.

Le réseau électrique du PEO peut avoir plusieurs topologies de raccordements entre les différents nœuds. L'objectif de cette étude est d'évaluer une ou plusieurs configurations qui répondent aux performances souhaitées. Les différentes parties du réseau considérées dans l'optimisation sont les suivantes :

- La topologie de raccordement du réseau interne MT : 1) le nombre de groupes (clusters) d'éoliennes reliés à chaque SSEO ; 2) le nombre d'éoliennes dans chaque groupe ; 3) les sections des câbles MT ; 4) le schéma de raccordement entre les éoliennes de chaque cluster,
- Le nombre et les emplacements des stations électriques offshore,
- La topologie de connexion du système de transport HT : 1) le nombre de câbles en parallèle dans chaque liaison ; 2) les sections des câbles HT ; 3) la puissance apparente des compensations du réactif ; 4) le schéma de connexion entre les SSEOs et le PDL.

Chaque topologie de connexion du réseau global, notée «  $c_t$  », est définie par un ensemble de valeurs fixes des variables citées et l'objectif de l'optimisation revient donc à chercher les meilleures valeurs de ces variables.

Le choix de la section adéquate pour raccorder deux nœuds du réseau dépend de la puissance apparente à transiter à travers cette liaison qui doit être inférieure à la limite de

puissance maximale transmissible. Les limites de puissances et les coûts des câbles MT et HT utilisées dans cette études sont résumés dans le tableau montré dans l'annexe 3.

Dans le cas du réseau MT, cette puissance est liée au nombre d'éoliennes connectées en amont de chaque câble ainsi qu'à la capacité de production de celles-ci. Vu que cette puissance est relativement faible, un seul câble suffit pour relier deux nœuds du côté MT. Le nombre d'éoliennes par groupe et le nombre de groupes d'éoliennes sont deux variables importantes du réseau interne MT à cause de leur influence sur le coût d'investissement et les pertes de puissance dans le réseau. Le dimensionnement des sections des câbles MT peut être réalisé de trois façons différentes :

- **Sections variables** : chaque câble MT a une section en fonction de la puissance apparente à transporter, choisie selon le tableau dans l'annexe 3,
- **Sections fixes par cluster** : les câbles MT appartenant « à un même cluster » ont des sections identiques. Dans ce cas, la section la plus grande « du cluster » est choisie.
- **Sections fixes** : tous les segments de câbles « dans le réseau MT » ont des sections identiques. Dans ce cas, la section la plus grande « du réseau MT » est choisie.

Dans le cas du réseau HT, deux nœuds peuvent être reliés par un ou plusieurs câbles en parallèle de mêmes caractéristiques. Le nombre de câbles dans chaque liaison HT est fonction de la puissance à transporter qui correspond soit à la totalité soit à une partie de la puissance maximale du parc éolien.

Les câbles sous-marins produisent énormément de puissance réactive en raison de la valeur significative de leurs capacités shunts (phase-phase et phase-terre). Pour améliorer la limite de puissance transmissible et le rendement des câbles, il est nécessaire d'insérer des équipements de compensations sur les deux extrémités de la liaison, c'est à dire aux SSEO et PDL, afin de réduire le transit du flux de puissance réactive. La quantité du réactif produit et les valeurs des compensations dépendent de la longueur de la liaison, des sections des câbles, de la tension et de la puissance active transportée dans la liaison. Cette dernière dépend de la vitesse du vent. De ce fait, le dimensionnement des dispositifs de compensations est influencé à la fois par le positionnement des SSEO, la topologie de raccordement et les paramètres des composants du réseau électriques du parc éolien.

Le nombre et les positions optimales des sous-stations électriques offshore sont ceux assurant l'équilibre entre les réseaux MT et HT en termes de pertes de puissance et du coût total d'investissement. Les cellules de protection ainsi que les compensations placées à la sous-station électrique à terre sont également pris en compte dans le coût d'investissement.

### 3.3.2 Fonctions objectifs

Nous nous intéresserons dans ce chapitre à la minimisation de deux critères : le coût d'investissement total et les pertes moyennes dans le réseau électrique. Nous étudierons

ainsi deux processus d'optimisation pour le dimensionnement du réseau électrique du parc éolien (mono-objectif et multi-objectif) et plusieurs fonctions objectifs présentés ci-dessous.

Le coût d'investissement total  $C_{invest}$  est calculé par (3.1) en supposant que la totalité de l'investissement, est réalisé dans la première année (investissement initial  $C_0$ ) et payé au cours de la durée de vie  $T$  du parc éolien fixée à *20 ans* avec un taux d'intérêt des banques  $r$  de 4 % et un profit  $PR$  de 2 % [32] [83]. Dans l'investissement initial total  $C_0$  sont représentées les trois parties suivantes :

- Le coût des câbles sous-marins MT et HT,  $C_{c\grave{a}ble}(c_t)$ ,
- Le coût des sous-stations électriques en mer,  $C_{sseo}(c_t)$ ,
- Le coût des dispositifs de compensations du réactif,  $C_{comp}(c_t)$ .

L'énergie totale  $E_d$  donnée par (3.2), est calculée par le produit de la puissance moyenne  $P_{moy,sortie}$  délivrée au PDL et le nombre total d'heures de fonctionnement sur la durée  $T$  (i.e.  $N_t \times T$ ). La variable  $N_t$  représente le nombre d'heures de fonctionnement du parc éolien par an, définie par le produit de l'indice de disponibilité  $EAF$  par le nombre d'heures total d'une année. Dans ce chapitre, nous fixons  $EAF$  à 95 % quelle que soit la configuration du réseau car la fiabilité (indice  $EAF$ ) est étudiée dans le chapitre 4. Ainsi,  $N_t = 0.95 \times 365 \times 24 = 8322$  heures. La puissance  $P_{moy,sortie}$  délivrée au PDL est évaluée pour une estimation de production  $P_{moy,Eol}$  des éoliennes en soustrayant les pertes dans le réseau  $P_{moy,pertes}$  et la consommation de puissance active totale  $P_L$  par toutes les charges du réseau. La production réelle d'un parc éolien atteint rarement la puissance nominale puisqu'elle dépend du vent, ressource par nature variable et intermittente. La puissance moyenne à la sortie des éoliennes  $P_{moy,Eol}$  est donc estimée à partir de la courbe de production « *power curve* » et des probabilités d'occurrences des différentes vitesses du vent (distribution de *Weibull*)

$$C_{invest}(c_t) = \frac{r \cdot (1 + r)^T \cdot T}{(1 + r)^T - 1} \cdot \frac{1}{1 - PR} \cdot C_0(c_t) \quad [€] \quad (3.1)$$

$$\begin{aligned} E_d(c_t) &= P_{moy,sortie}(c_t) \cdot N_t \cdot T && [kWh] \\ &= [(n_{Eol} \cdot P_{moy,Eol}) - P_{moy,pertes}(c_t) - P_L] \cdot N_t \cdot T && [kWh] \end{aligned} \quad (3.2)$$

Dans l'optimisation nous ne considérons que les parties du réseau électrique qui ont une influence sur les fonctions objectifs choisies (partie variable). Les modèles des différents coûts d'investissements ( $C_{c\grave{a}ble}$ ,  $C_{sseo}$ ,  $C_{comp}$ ), des pertes de puissance moyennes ( $P_{moy,pertes}$ ) et de la production moyenne de l'éolienne ( $P_{moy,Eol}$ ) en fonction de la configuration du réseau électrique du parc éolien  $c_t$  sont détaillés au chapitre 2.

### 3.3.2.1 Optimisation mono-objectif

Nous utiliserons trois fonctions objectifs différentes dans l'optimisation mono-objectif, citées ci-dessous.

### 3.3.2.1.1 Fonction objectif uni-critère

La première fonction objectif est constituée d'un seul critère qui est le coût d'investissement total,  $F_1 = C_{invest}$ , exprimée par (3.1) [88].

### 3.3.2.1.2 Fonction objectif à plusieurs critères (agrégation des critères)

Les deux autres fonctions objectifs sont obtenues par l'agrégation des deux critères (coût et pertes) comme suit :

- **LPC** : Cette deuxième fonction objectif,  $F_2 = LPC$ , représente le coût de production moyen actualisé « *en anglais Levelized Production Cost* », défini comme le coût de l'électricité produite nécessaire pour couvrir toutes les dépenses opérationnelles pendant la phase d'exploitation du parc éolien, des intérêts sur le coût d'investissement initial et le paiement d'un profit acceptable pour les investisseurs [101]. Cette fonction objectif, calculée par (3.3) considère à la fois le coût d'investissement  $C_{invest}$  donné par (3.1) et l'énergie moyenne délivrée au point de livraison  $E_d$ , calculée par (3.2), qui dépend des pertes électriques moyennes  $P_{moy,pertes}$ . Elle représente le coût de l'énergie produite prenant en compte seulement l'investissement pour le réseau électrique (le rapport entre le coût d'investissement et l'énergie délivrée au PDL) [32] [91],

$$LPC(c_t) = \frac{C_{invest}(c_t)}{E_d(c_t)} \quad [€/kWh] \quad (3.3)$$

- **Somme des coûts d'investissement et des pertes de puissance moyennes** : dans cette troisième fonction objectif,  $F_3 = C_{invest} + C_{pertes}$ , les pertes moyennes sont transformées en coût par l'équation (3.4) et ce dernier est ajouté au coût d'investissement sur le réseau électrique évalué par l'équation (3.1).

$$C_{pertes}(c_t) = P_{moy,pertes}(c_t) \cdot N_t \cdot T \cdot C_{elect} \cdot \frac{1}{1 - PR} \quad [€] \quad (3.4)$$

Où :  $C_{elect}$  est le coût d'électricité (€/kWh).

### 3.3.2.2 Optimisation multi-objectif

Dans ce cas, l'investissement total  $C_{invest}$  et les pertes moyennes dans le réseau  $P_{moy,pertes}$  sont évalués séparément. L'ensemble des objectifs est :  $F_4 = \{ C_{invest}, P_{moy,pertes} \}$ .

### 3.3.3 Hypothèses

L'optimisation de la structure d'un réseau électrique est un problème complexe. Ainsi, certaines simplifications sont nécessaires. Nous supposons que :

- Le nombre et les positions des éoliennes sont fixés,
- Les niveaux de tension dans les deux réseaux MT et HT sont fixés (données d'entrées),
- Le réseau est en AC (La solution DC n'est pas étudiée),

- Les éoliennes sont connectées en radial sans redondances (dans ce chapitre),
- Chaque paire de nœuds du réseau interne MT est relié par un seul câble,
- Les coûts d'exploitation et de maintenance (coût opérationnel) sont négligés,
- La puissance réactive des éoliennes est nulle (donnée d'entrée),
- Les dispositifs de compensation du réactif sont parfaits (sans pertes de puissance),
- Les pertes dans les générateurs, convertisseurs et transformateurs des éoliennes sont négligés car celles-ci n'ont pas d'influence sur la topologie de connexion,
- La vitesse du vent sur le site de la ferme éolienne offshore est spatialement uniforme. Ainsi, la vitesse du vent est la même pour toutes les éoliennes à chaque instant [82].

La première hypothèse est justifiée par le fait que le nombre et les placements des éoliennes sont évalués par une optimisation aérodynamique et l'étude des fonds marins du site. La fiabilité des systèmes électriques est étudiée dans le chapitre 4 ; par conséquent, nous considérons dans ce chapitre seulement les configurations radiales sans redondances.

### 3.3.4 Formulation mathématique du problème d'optimisation

Mathématiquement, le problème d'optimisation du raccordement du réseau électrique est formulé comme suit :

#### Minimiser

$$\text{Soit} \quad F_1 (C_t) = C_{invest} (C_t) \quad (3.5)$$

$$\text{ou} \quad F_2 (C_t) = LPC (C_t) \quad (3.6)$$

$$\text{ou} \quad F_3 (C_t) = C_{invest} (C_t) + C_{pertes} (C_t) \quad (3.7)$$

$$\text{ou} \quad F_4 (C_t) = \{ C_{invest} (C_t), P_{moy,pertes} (C_t) \} \quad (3.8)$$

#### Sous les contraintes suivantes :

$$S_{i,j} \leq S_{Cn} (C_{section}) \quad , \quad i, j = 1 \dots N \quad (i \neq j) \quad , \quad N = n_{Eol} + n_{sseo} + n_{PDL} \quad (3.9)$$

$$S_T^m \leq S_{Tn} \quad , \quad m = 1 \dots n_{sseo} \quad (3.10)$$

$$\{x_{sseo}^m, y_{sseo}^m\} \in L_d \quad , \quad m = 1 \dots n_{sseo} \quad (3.11)$$

$$D_{Eol-sseo}^m \geq L_{min} \quad , \quad m = 1 \dots n_{sseo} \quad (3.12)$$

$$n_{sseo} \leq n_{sseo}^{max} \quad (3.13)$$

$$N_F^m \leq N_F^{max} \quad , \quad m = 1 \dots n_{sseo} \quad (3.14)$$

## Problème d'optimisation de la topologie de raccordement du réseau

$$N_{Eol,F^k} \leq N_{Eol,F}^{max} \quad , \quad k = 1 \dots N_F^{max} \quad (3.15)$$

$$FP_{PDL} \approx 1 \quad (3.16)$$

$$|\Delta U_{max}(\%)| \leq 5 \quad (3.17)$$

$$C_{section} \in A_{C,section} \quad (3.18)$$

$$S_{Tn} \in A_{T,puissance} \quad (3.19)$$

Où :  $n_{Eol}$  est le nombre d'éoliennes,  $n_{sseo}$  est le nombre de sous stations en mer,  $n_{PDL}$  est le nombre de points de livraisons (fixé à 1),  $N$  est le nombre total de nœuds dans le réseau.

La puissance apparente  $S_{ij}$  transportée dans chaque liaison doit être inférieure à la puissance nominale du câble  $S_{Cn}(C_{section})$  qui dépend de sa section  $C_{section}$ , (équation (1.1)). De même, la puissance véhiculée dans un transformateur  $S_T^m$  d'une sous station «  $m$  » doit être inférieure à la puissance nominale  $S_{Tn}$  (équation (3.10)). La condition (3.11) permet de limiter l'espace de recherche des positions  $\{x_{sseo}^m, y_{sseo}^m\}$  des SSEO dans l'intervalle  $L_d$ . La distance  $D_{Eol-sseo}^m$  entre les SSEOs et les éoliennes est vérifiée par l'équation (3.12) et doit être supérieure à la limite minimale  $L_{min}$ . Les contraintes (3.13) (3.14) et (3.15) servent à limiter respectivement le nombre de sous stations offshore  $n_{sseo}$ , le nombre de clusters  $N_F^m$  (correspond au nombre de départs de câbles MT de chaque SSEO dans le cas d'un raccordement radial) et le nombre d'éoliennes dans chaque cluster  $N_{Eol,F}$ .

Le facteur de puissance  $FP_{PDL}$  au PDL doit être quasi unitaire et la différence de tension maximale dans chaque nœud  $\Delta U_{max}$  doit être dans l'intervalle  $\pm 5 \%$  de la tension nominale. Ces deux contraintes sont vérifiées par les équations (3.16) (3.17).

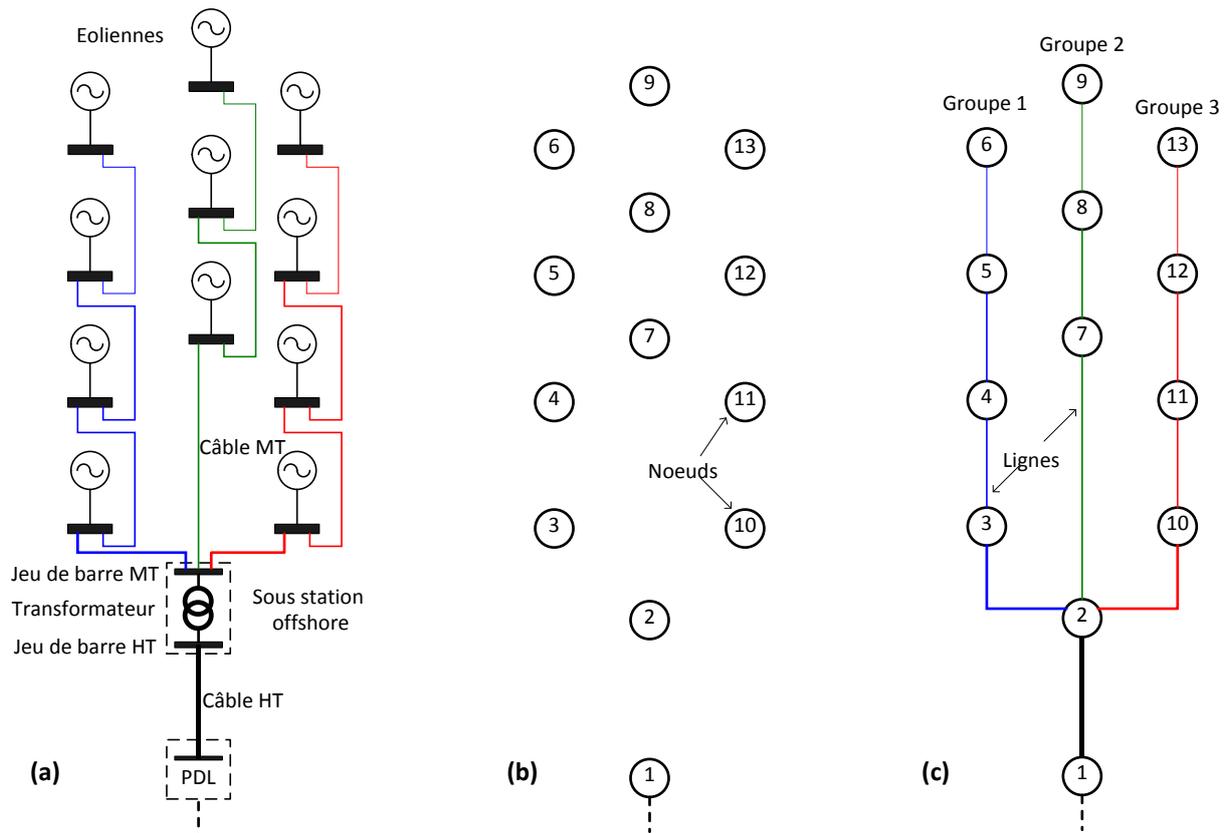
Dans le cas des optimisations sans le calcul de load flow (non considération des pertes ou évaluation de celles-ci par le modèle simplifié), les contraintes de tension au niveau des bus du réseau électrique ainsi que le facteur de puissance (équations (3.16) et (3.17)) ne sont pas incluses dans l'optimisation mais sont vérifiées a posteriori dans la solution finale. En effet, l'optimisation consiste à minimiser la longueur des câbles ce qui revient à minimiser la chute de tension, sachant que celle-ci est proportionnelle à la distance du câble.

Pour les raccordements électriques, les sections des câbles sous-marins et les puissances nominales des transformateurs sont normalisées. Cette standardisation des composants est prise en compte dans l'optimisation par les contraintes (3.18) et (3.19). Par la suite, nous utiliserons les sections suivantes, pour les câbles MT tripolaires :  $A_{C,section}(MT, mm^2) = [120, 150, 185, 240, 300, 400, 500, 630, 800]$  et pour les câbles HT tripolaires :  $A_{C,section}(HT, mm^2) = [185, 240, 300, 400, 500, 630, 800, 1000]$ . De même, les puissances des transformateurs seront choisies dans la gamme [67] :  $A_{T,puissance} (MVA) = [40, 50, 100, 125, 150, 180, 200, 250, 300, 400, 630, 722, 800]$ .

### 3.4 Codage d'une topologie de raccordement du réseau du parc éolien

Nous avons vu dans le paragraphe précédent que chaque configuration du réseau électrique est définie par les topologies de raccordements des réseaux MT et HT et également par le nombre et les positions des sous stations offshore. Dans cette partie, nous allons expliquer comment représenter une topologie de raccordement du réseau électrique global par une matrice d'adjacence binaire en connaissant préalablement le nombre et les positions des sous stations. L'objectif est de définir les variables d'optimisation qui sont les variables binaires des connexions et des positions des SSEO. Deux simplifications sont proposées pour réduire le nombre de variables totales du système et limiter ainsi l'espace de recherche de solutions. Le parc éolien de taille réduite représenté sur la figure 3.2 est utilisé comme exemple d'illustration afin de faciliter la compréhension.

Enfin, dans l'optimisation le problème est inversé, c'est-à-dire que les variables binaires de connexions et de positions des sous stations offshore sont générées par l'algorithme d'optimisation, puis la matrice d'adjacence est formée à partir de cet ensemble de variables. Cette dernière est utilisée dans le programme d'évaluation des performances (fonction objectif) de la topologie de raccordement du réseau électrique.



**Figure 3.2.** Parc éolien de taille réduite constitué de 11 éoliennes ( $n_{PDL} = 1$ ,  $n_{sseo} = 1$  et  $n_{Eol} = 11$ ) : (a) réseau électrique du PEO, (b) numérotation des nœuds du PEO, (c) représentation par graphe de la topologie de raccordement.

### 3.4.1 Modélisation d'une topologie de raccordement par la matrice d'adjacence

Une topologie de connexion «  $c_t$  » du réseau global représente un graphe  $G (V_S, E_A)$  constitué d'un ensemble de nœuds ou sommets  $V_S$  numérotés de 1 à  $N$ , et un ensemble de lignes ou d'arêtes  $E_A$  qui les relient. L'objectif de l'optimisation du raccordement du réseau électrique revient donc à chercher le meilleur ensemble d'arêtes  $E_A$  (les liaisons par câbles) reliant les  $N$  sommets (jeux de barres) du graphe  $G$ . Ce graphe non orienté est modélisé par une matrice d'adjacence symétrique  $AM$  dont les éléments représentent l'ensemble des arêtes  $E_A = \{m_{1,2}, m_{1,3} \dots m_{i,j} \dots m_{N,N}\}$  définies comme suit :

$$m_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{si le nœud "i" est relié au nœud "j"} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.20)$$

Les lignes et les colonnes de la matrice  $AM$  numérotées de « 2 » à «  $n_{sseo} + n_{PDL}$  » correspondent aux nœuds des sous stations électriques offshore et celles numérotées de «  $n_{sseo} + n_{PDL} + 1$  » à «  $N$  » correspondent aux nœuds des éoliennes. La ligne et la colonne numéro « 1 » correspondent au nœud du point de livraison. Un exemple de numérotation est montré sur la figure 3.2.b. Cette matrice d'adjacence  $AM$  de taille  $N \times N$ , donnée par l'équation (3.21), est divisée en quatre sous-matrices définies ci-dessous.

$$AM = \begin{array}{c} \begin{array}{c} n_{PDL=1} \\ \vdots \\ n_{PDL} + n_{sseo} \\ \vdots \\ N \end{array} \begin{array}{c} n_{PDL=1} \quad \dots \quad \dots \quad n_{PDL} + n_{sseo} \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad N \\ \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline 1 & AM_{PDL-SSEO} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline & 1 & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline & & 1 & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline & AM_{SSEO} & & 1 & \cdot & AM_{SSEO-EOL} & & \cdot \\ \hline & & & & 1 & \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline & & & & & 1 & \cdot & \cdot \\ \hline & & & & & & 1 & \cdot \\ \hline & // & & & & AM_{EOL} & & 1 \\ \hline & & & & & & & 1 \\ \hline \end{array} \end{array} \quad (3.21)$$

- $AM_{EOL} (n_{Eol} \times n_{Eol})$  : sous-matrice d'adjacence entre les nœuds des éoliennes,
- $AM_{SSEO} (n_{sseo} \times n_{sseo})$  : sous-matrice d'adjacence entre les nœuds des sous stations offshore,
- $AM_{SSEO-EOL} (n_{sseo} \times n_{Eol})$  : sous-matrice d'adjacence entre les nœuds des sous-stations électriques offshore et les nœuds des éoliennes,

- $AM_{PDL-SSEO} (n_{PDL} \times n_{SSEO})$  : sous-matrice d'adjacence entre le nœud du point de livraison et les nœuds des sous stations électriques offshore.

Selon cette technique de codage binaire, le nombre total d'éléments dans la matrice  $AM$  correspondant à la taille du vecteur des arêtes  $E_A$  est calculé par l'équation suivante (3.22).

$$N_V = (n_{PDL} \cdot n_{SSEO}) + \frac{n_{SSEO} \cdot (n_{SSEO} - 1)}{2} + (n_{SSEO} \cdot n_{Eol}) + \frac{n_{Eol} \cdot (n_{Eol} - 1)}{2} \quad (3.22)$$

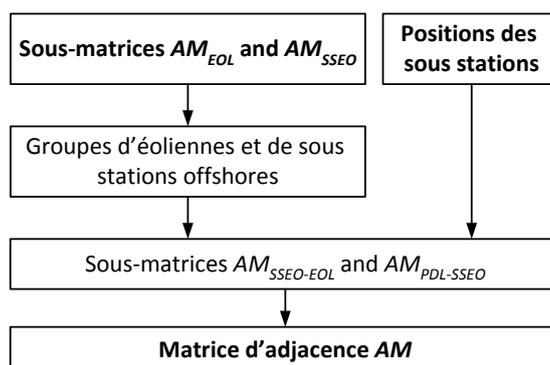
Par exemple, le nombre de variables nécessaires pour coder toutes les topologies de connexions possibles entre l'ensemble de nœuds ( $n_{PDL} = 1$ ,  $n_{SSEO} = 1$  et  $n_{Eol} = 11$ ) montré sur la figure 3.2.b est égal à 67. La matrice d'adjacence correspondante avec les quatre sous-matrices et les 67 variables binaires est donnée par l'équation (3.23).

$$AM = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \end{matrix} & \begin{matrix} 1 & m_{1,2} & & & & & & & & & & & \\ & 1 & m_{2,3} & m_{2,4} & m_{2,5} & m_{2,6} & m_{2,7} & m_{2,8} & m_{2,9} & m_{2,10} & m_{2,11} & m_{2,12} & m_{2,13} \\ & & 1 & m_{3,4} & m_{3,5} & m_{3,6} & m_{3,7} & m_{3,8} & m_{3,9} & m_{3,10} & m_{3,11} & m_{3,12} & m_{3,13} \\ & & & 1 & m_{4,5} & m_{4,6} & m_{4,7} & m_{4,8} & m_{4,9} & m_{4,10} & m_{4,11} & m_{4,12} & m_{4,13} \\ & & & & 1 & m_{5,6} & m_{5,7} & m_{5,8} & m_{5,9} & m_{5,10} & m_{5,11} & m_{5,12} & m_{5,13} \\ & & & & & 1 & m_{6,7} & m_{6,8} & m_{6,9} & m_{6,10} & m_{6,11} & m_{6,12} & m_{6,13} \\ & & & & & & 1 & m_{7,8} & m_{7,9} & m_{7,10} & m_{7,11} & m_{7,12} & m_{7,13} \\ & & & & & & & 1 & m_{8,9} & m_{8,10} & m_{8,11} & m_{8,12} & m_{8,13} \\ & & & & & & & & 1 & m_{9,10} & m_{9,11} & m_{9,12} & m_{9,13} \\ & & & & // & & & & & 1 & m_{10,11} & m_{10,12} & m_{10,13} \\ & & & & & & & & & & 1 & m_{11,12} & m_{11,13} \\ & & & & & & & & & & & 1 & m_{12,13} \\ & & & & & & & & & & & & 1 \end{matrix} \end{matrix} \quad (3.23)$$

D'une manière générale, le nombre de groupes d'éoliennes peut varier entre deux limites, de 1 (un seul groupe contenant toutes les éoliennes) à  $n_{Eol}$  (chaque cluster contient une seule éolienne). De même, le nombre de groupes de sous-stations électriques offshore varie entre 1 à  $n_{SSEO}$ . Par exemple, la topologie de connexion représentée sur la figure 3.2.c est constituée de trois groupes d'éoliennes en formes de chaînes : { ( 3 , 4 , 5 , 6 ) , ( 7 , 8 , 9 ) , ( 10 , 11 , 12 , 13 ) } et un seul groupe de SSEO : {(2)} car  $n_{SSEO} = 1$ .

Les configurations générées par l'algorithme d'optimisation contiennent des nombres différents de groupes d'éoliennes, de groupes de sous stations et de nombre d'éoliennes dans les clusters. Le nombre de clusters d'éoliennes est influencé par le nombre d'éoliennes dans les groupes. D'autre part, le nombre de groupes des sous stations électriques offshore dépend du nombre de clusters d'éoliennes. Ainsi, un des objectifs de l'optimisation est de trouver la meilleure répartition des éoliennes et des sous stations offshore dans les groupes en évaluant les différentes possibilités. Un algorithme de parcours de graphe est utilisé pour chercher les groupes d'éoliennes et de SSEO en prenant comme entrées les sous graphes de

connexions entre les éoliennes et entre les SSEOs représentés respectivement par les deux sous matrices  $AM_{EOL}$  et  $AM_{SSEO}$  (figure 3.3).



**Figure 3.3.** Procédure de remplissage de la matrice d'adjacence  $AM$ .

Cette méthode de codage est intéressante du fait qu'à la fois le nombre de clusters et le nombre d'éoliennes par clusters deviennent des variables d'optimisation. En outre, le schéma de connexion entre les SSEO est aussi considéré. Cependant, le nombre de variables binaires nécessaires pour le codage des configurations est important même dans le cas d'un parc éolien de taille réduite de 11 éoliennes. Par conséquent, nous proposons dans la section suivante deux simplifications pour réduire le nombre de variables ( $N_V$ ) et l'espace de recherche des solutions.

### 3.4.2 Réduction de l'espace de recherche

La réduction de l'espace de recherche est importante vu que le nombre théorique de topologies de raccordement est de  $2^{N_V}$  et que  $N_V$  est proportionnel au nombre total de nœuds dans le réseau. Deux simplifications sont utilisées afin de réduire le nombre de variables ( $N_V$ ) de la matrice d'adjacence  $AM$ .

Une fois que la répartition en groupes de tous les nœuds du réseau électrique est faite (définie par les deux sous-matrices  $AM_{EOL}$  et  $AM_{SSEO}$ ) et que les positions des SSEO sont connues, l'étape suivante consiste à connecter premièrement les groupes des éoliennes aux sous stations offshore et ensuite relier les groupes des SSEOs au point de livraison. L'objectif de cette étape est de remplir les deux sous-matrices  $AM_{SSEO-EOL}$  et  $AM_{PDL-SSEO}$ .

La méthode la plus simple consiste à relier chaque SSEO au nœud le plus proche dans chaque cluster d'éoliennes dans le réseau interne MT et de relier le PDL au nœud le plus proche dans chaque groupe de SSEO dans le réseau HT. Ainsi, les variables dans les deux sous-matrices  $AM_{SSEO-EOL}$  et  $AM_{PDL-SSEO}$  ne dépendent que des positions des sous stations offshore puisqu'elles affectent les longueurs des câbles MT et HT et ne sont pas considérées comme des variables d'optimisation.

D'après cette première simplification, les éléments des deux sous-matrices  $AM_{EOL}$  et  $AM_{SSEO}$  ainsi que les positions des SSEOs sont les seules variables nécessaires pour le codage

des configurations du réseau. En connaissant ces variables, nous pouvons déduire les deux autres sous-matrices  $AM_{SSEO-EOL}$  et  $AM_{PDL-SSEO}$ , comme illustré sur la figure 3.3.

A titre d'exemple, sur la figure 3.2.c, une seule sous station en mer { 2 } est raccordée au PDL (un seul groupe de sous station) et 3 éoliennes { 3 , 7 , 10 } sont raccordées à la seule sous station du parc (3 clusters d'éoliennes). Alors nous pouvons en déduire les deux sous-matrices  $AM_{PDL-SSEO} = [ 1 1 ]$  et  $AM_{SSEO-EOL} = [ 1 0 0 0 1 0 0 1 0 0 0 ]$ .

En utilisant cette première simplification, le nombre de variables nécessaire pour le codage des topologies de raccordements entre les nœuds dans la figure 3.2.b est réduit de 17 % calculé par  $n_{sseo} ( n_{PDL} + n_{Eol} ) / 67$  (le nombre de variables initial sans simplification est 67). Ainsi, les variables de la matrice  $AM$  à générer par optimisation en tenant compte de cette simplification sont montrées dans l'équation (3.24).

$$AM = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & . & . & . & . & . & . & . & . & . & . & . & . \\ . & 1 & . & . & . & . & . & . & . & . & . & . & . \\ . & . & 1 & m_{3,4} & m_{3,5} & m_{3,6} & m_{3,7} & m_{3,8} & m_{3,9} & m_{3,10} & m_{3,11} & m_{3,12} & m_{3,13} \\ . & . & . & 1 & m_{4,5} & m_{4,6} & m_{4,7} & m_{4,8} & m_{4,9} & m_{4,10} & m_{4,11} & m_{4,12} & m_{4,13} \\ . & . & . & . & 1 & m_{5,6} & m_{5,7} & m_{5,8} & m_{5,9} & m_{5,10} & m_{5,11} & m_{5,12} & m_{5,13} \\ . & . & . & . & . & 1 & m_{6,7} & m_{6,8} & m_{6,9} & m_{6,10} & m_{6,11} & m_{6,12} & m_{6,13} \\ . & . & . & . & . & . & 1 & m_{7,8} & m_{7,9} & m_{7,10} & m_{7,11} & m_{7,12} & m_{7,13} \\ . & . & . & . & . & . & . & 1 & m_{8,9} & m_{8,10} & m_{8,11} & m_{8,12} & m_{8,13} \\ . & . & . & . & . & . & . & . & 1 & m_{9,10} & m_{9,11} & m_{9,12} & m_{9,13} \\ . & . & . & // & . & . & . & . & . & 1 & m_{10,11} & m_{10,12} & m_{10,13} \\ . & . & . & . & . & . & . & . & . & . & 1 & m_{11,12} & m_{11,13} \\ . & . & . & . & . & . & . & . & . & . & . & 1 & m_{12,13} \\ . & . & . & . & . & . & . & . & . & . & . & . & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.24)$$

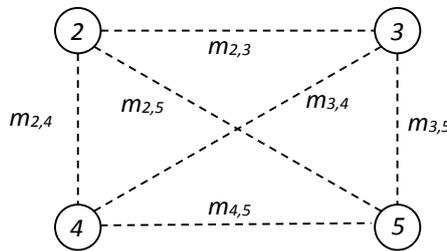
D'autre part, si toutes les possibilités de connexion de chaque nœud avec les autres nœuds d'un même groupe d'éoliennes ou de SSEOs sont analysées, un grand nombre de raccordements ne sont pas faisables ou ne sont pas optimaux, comme par exemples le croisement des câbles sous-marins (figure 3.4) ou les raccordements entre des nœuds distants. De ce fait, une seconde simplification est introduite lors de la génération des raccordements électriques entre les éoliennes (sous-matrice  $AM_{EOL}$ ) et entre les sous stations offshore (sous-matrice  $AM_{SSEO}$ ). L'idée est que les possibilités de connexions entre les nœuds des éoliennes et entre les nœuds des SSEO dépendent de leurs localisations dans le réseau [102]-[105]. Cette contrainte est utilisée afin de réduire le nombre d'éléments dans les deux sous-matrices  $AM_{EOL}$  et  $AM_{SSEO}$  à générer par l'algorithme d'optimisation.

Premièrement, nous définissons une matrice  $PN$  (Positions des Nœuds) contenant soit les numéros des nœuds d'éoliennes (côté MT), soit les numéros des nœuds des sous stations électriques offshore (côté HT). Ces deux matrices ( $PN^{EOL}$  et  $PN^{SSEO}$ ) sont des entrées pour l'optimisation et servent à restreindre les possibilités de connexions de chaque nœud du réseau selon sa localisation et donc selon sa disposition dans ces deux matrices. Pour l'exemple sur la figure 3.2.b, ces deux matrices sont exprimées par l'équation (3.25).

$$PN^{EOL} = \begin{bmatrix} 3 & 4 & 5 & 6 \\ 0 & 7 & 8 & 9 \\ 10 & 11 & 12 & 13 \end{bmatrix}, \quad PN^{SSEO} = \begin{bmatrix} 2 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Les tailles et les configurations de ces deux matrices sont définies avant l'optimisation et dépendent : du nombre de nœuds, de la séquence de numérotation et les emplacements des nœuds dans le réseau mais ne dépendent pas des connexions entre les nœuds.

Du côté HT, le nombre maximum de stations électriques offshore  $n_{sseo}^{max}$  est fixé à 4 dans l'optimisation, c'est pourquoi la taille de la matrice est  $PN^{SSEO}$  est de  $2 \times 2$ . Préalablement, les positions des SSEO ne sont pas connues vu que celles-ci sont des variables d'optimisation. On tolère les 6 connexions possibles  $E_A^{SSEO} = \{ m_{2,3}, m_{2,4}, m_{2,5}, m_{3,4}, m_{3,5}, m_{4,5} \}$  entre les 4 nœuds (figure 3.4) et donc 6 variables d'optimisation sont considérées dans le côté HT.



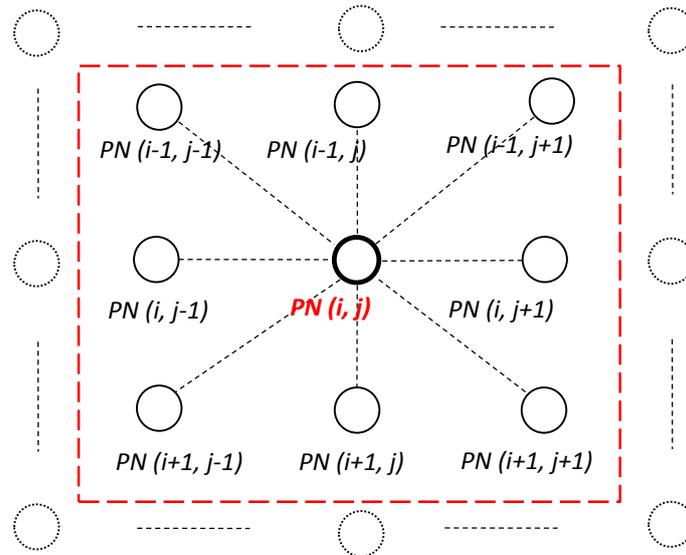
**Figure 3.4.** Les raccords possibles entre les sous stations offshore.

Du côté MT, le nombre de lignes ( $n_l$ ) et de colonnes ( $n_c$ ) de la matrice  $PN^{EOL}$  résultent de la définition des voisins de tous les nœuds qui dépendent des positions des éoliennes et par conséquent dépendent de la ferme éolienne offshore étudiée. Les positions des éoliennes sont des données d'entrées de l'optimisation. La configuration de la matrice  $PN^{EOL}$  (ordre de lignes et de colonnes) affecte les voisins de chaque nœud et donc les possibilités de raccordement entre les nœuds. Ainsi, une première analyse doit être réalisée sur les positions des nœuds avant l'optimisation pour définir la meilleure configuration de la matrice  $PN^{EOL}$ .

Ensuite, la contrainte imposée (illustrée sur la figure 3.5) est que chaque nœud  $PN^{EOL}(i, j)$ , où :  $i = 1, \dots$ , nombre de lignes de  $PN^{EOL}$  et  $v = 1, \dots$ , nombre de colonnes de  $PN^{EOL}$ , peut être raccordé seulement à ses huit voisins directs :  $[ PN(i-1, j-1), PN(i-1, j), PN(i-1, j+1), PN(i, j-1), PN(i, j+1), PN(i+1, j-1), PN(i+1, j), PN(i+1, j+1) ]$ . Nous supposons que  $PN(i, j)$  a au moins un voisin parmi les huit nœuds possibles. Cette même contrainte peut être appliquée aux raccords des sous-stations si leur nombre est important. A titre d'exemple, en utilisant la simplification décrite pour l'ensemble des nœuds représentés sur la figure 3.2.b, le nœud « 8 » peut être relié aux nœuds  $\{ 4, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 13 \}$ . Mais, les nœuds  $\{ 3, 10 \}$  ne peuvent être liés au nœud « 8 », car ces nœuds ne sont pas ses voisins directs.

Cette seconde simplification est logique étant donné que la connexion entre deux nœuds distants n'est pas optimale. Ainsi, la contrainte de 8 voisins directs n'est pas une limite mais un bon compromis. Les croisements de câbles d'une part, dans les liaisons MT entre les

éoliennes (sous-matrice  $AM_{EOL}$ ), et d'autre part dans les raccordements HT entre les sous stations offshore (sous-matrice  $AM_{SSEO}$ ) peuvent être contrôlés durant la génération des configurations par l'algorithme d'optimisation en utilisant cette deuxième contrainte. Toutefois, les croisements des câbles dans les liaisons MT entre les éoliennes et les SSEO (sous-matrice  $AM_{SSEO-EOL}$ ) sont tolérés dans le programme, vu que les SSEO peuvent être liées à tous les nœuds d'éoliennes. Les croisements entre les câbles MT et HT sont aussi permis. Néanmoins, nous verrons que dans les solutions finales des optimisations, certaines liaisons peuvent être modifiées de façon à supprimer les quelques croisements susceptibles d'apparaître.



**Figure 3.5.** Deuxième simplifications de raccordement entre les nœuds du réseau : chaque nœud  $PN(i, j)$  ne peut se raccorder qu'à ses huit voisins directs [  $PN(i-1, j-1)$ ,  $PN(i-1, j)$ ,  $PN(i-1, j+1)$ ,  $PN(i, j-1)$ ,  $PN(i, j+1)$ ,  $PN(i+1, j-1)$ ,  $PN(i+1, j)$ ,  $PN(i+1, j+1)$  ].

En appliquant cette deuxième contrainte de raccordement à l'ensemble des nœuds représenté sur la figure 3.2.b, les deux sous-matrices  $AM_{EOL}$  et  $AM_{SSEO}$  sont simplifiées comme indiqué dans l'équation (3.26). Le nombre de variables  $m_{i,j}$  est réduit de 46 %.

$$AM = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \end{matrix} & \begin{array}{|cccccccccccccc|} \hline 1 & & & & & & & & & & & & & \\ \hline & 1 & & & & & & & & & & & & \\ \hline & & 1 & m_{3,4} & . & . & m_{3,7} & . & . & . & . & . & . & \\ \hline & & & 1 & m_{4,5} & . & m_{4,7} & m_{4,8} & . & . & . & . & . & \\ \hline & & & & 1 & m_{5,6} & m_{5,7} & m_{5,8} & m_{5,9} & . & . & . & . & \\ \hline & & & & & 1 & . & m_{6,8} & m_{6,9} & . & . & . & . & \\ \hline & & & & & & 1 & m_{7,8} & . & m_{7,10} & m_{7,11} & m_{7,12} & . & \\ \hline & & & & & & & 1 & m_{8,9} & . & m_{8,11} & m_{8,12} & m_{8,13} & \\ \hline & & & & & & & & 1 & . & . & m_{9,12} & m_{9,13} & \\ \hline & & & & // & & & & & 1 & m_{10,11} & . & . & \\ \hline & & & & & & & & & & 1 & m_{11,12} & . & \\ \hline & & & & & & & & & & & 1 & m_{12,13} & \\ \hline & & & & & & & & & & & & 1 & \\ \hline & & & & & & & & & & & & & 1 \end{array} \end{array} \quad (3.26)$$

Finalement, en utilisant les deux simplifications, le nombre de variables  $m_{i,j}$  nécessaires pour coder les différentes topologies de raccordements entre ces nœuds est de 24 au lieu de 67. L'exemple de topologie de raccordement du réseau montré sur la figure 3.2.c est codé par la matrice d'adjacence  $AM$  (3.27).

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \end{array}
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \end{array}
 \end{array}
 \begin{array}{cccccccccccc}
 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 2 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
 3 & AM_{SSEO} & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 4 & & & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 5 & & & & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 6 & & & & & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 7 & & & & & & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 8 & & & & & & & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 9 & & & & & & & & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 10 & & & & & // & & & & 1 & 1 & 0 & 0 \\
 11 & & & & & & & & & & 1 & 1 & 0 \\
 12 & & & & & & & & & & & 1 & 1 \\
 13 & & & & & & & & & & & & 1 \\
 \end{array}
 \end{array}
 \quad (3.27)$$

Les deux simplifications proposées permettent de réduire considérablement le nombre de variables de connexions  $N_V$  pour le codage des topologies de raccordements. D'autre part, cela nous permet de réduire la complexité du problème d'optimisation par la réduction de l'espace de recherche de solutions.

### 3.4.3 Codage des positions des sous stations électriques offshore

Les positions de toutes les sous-stations électriques offshore  $\{ x_{sseo}^m, y_{sseo}^m \}$ , où  $m = 1 \dots n_{sseo}$ , sont également codées en une chaîne binaire de «  $N_p = 2 \cdot n_{sseo} \cdot q$  » bits, où  $q$  est le nombre de bits utilisés pour coder chaque position  $x_{sseo}^m$  ou  $y_{sseo}^m$ .

Soit  $\{a_1, a_2, \dots, a_q\}$  un vecteur contenant «  $q$  » bits utilisés pour coder une position  $x_{sseo}^m$  (variable réelle) sur l'axe horizontal (ou  $y_{sseo}^m$  sur l'axe vertical) de la sous station électrique «  $m$  ». Le décodage de ce réel  $x_m$  est réalisé comme suit [106] :

$$x_{sseo}^m = x_{min} + \frac{x_{max} - x_{min}}{2^q - 1} \cdot \sum_{k=1}^q a_k \cdot 2^{q-k} \quad (3.28)$$

Où :  $x_{min}$  et  $x_{max}$  sont les limites inférieure et supérieure de la variable réelle  $x_m$ .

En connaissant la matrice  $AM$  et les positions  $\{ x, y \}$  de tous les nœuds du réseau électrique, les éléments de la matrice des longueurs  $L_R$  entre tous les nœuds connectés du réseau électrique sont évalués par l'équation (3.29).

$$L_{R,i,j} = m_{i,j} \cdot \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad , \quad i, j = 1 \dots N \quad (3.29)$$

### 3.5 Approche d'optimisation

Comme expliqué précédemment, chaque topologie du réseau électrique peut être codée par une matrice d'adjacence  $AM$ . Malgré la réduction de l'espace de recherche, le nombre de schémas de raccordement réalisables d'un point de vue technique ou économique reste important et il est difficile de les dénombrer et les évaluer un par un. Pour une génération aléatoire de ces topologies, l'introduction de techniques d'optimisation est nécessaire. Dans cette partie, nous montrons comment générer les deux sous matrices  $AM_{EOL}$  et  $AM_{SSEO}$  qui constituent les entrées de l'organigramme montré sur la figure 3.3, en utilisant les deux algorithmes : l'AG et l'algorithme de Prim.

La plateforme d'optimisation globale développée dans cette thèse est présentée sur la figure 3.6 [102].

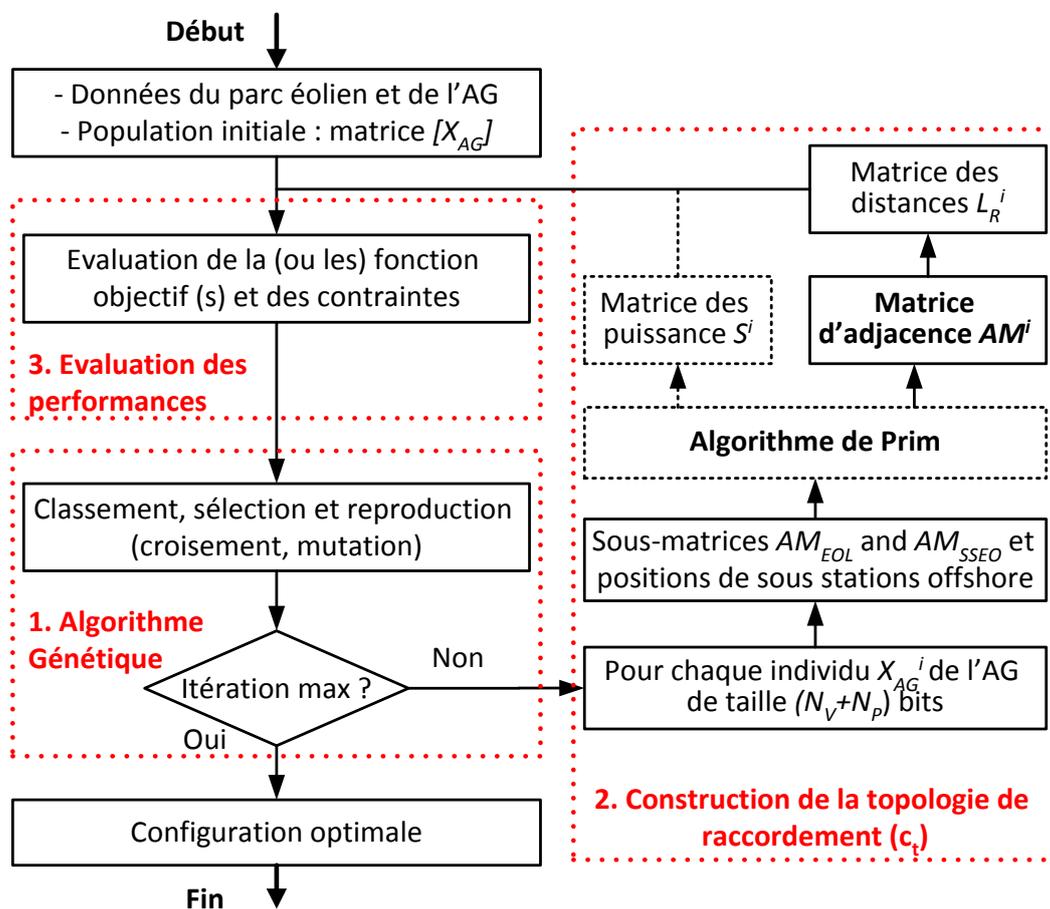


Figure 3.6. Plateforme d'optimisation développée [102].

La procédure d'optimisation est composée de trois étapes principales :

- **Première étape** : génération de l'ensemble des variables binaires de connexions ( $N_V$  bits) et des positions des SSEOs ( $N_P$  bits) à l'aide de l'algorithme génétique (l'ensemble des individus de chaque génération),

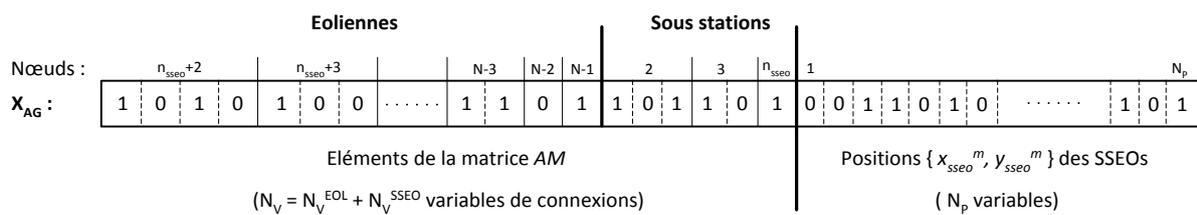
- **Deuxième étape** : construction de la topologie de connexion du réseau ( $c_t^i$ ) pour chaque individu  $X_{AG}^i$  en considérant en entrées : les variables binaires ( $N_V+N_P$  bits), et comme sorties : la matrice d'adjacence  $AM^i$ ,
- **Troisième étape** : évaluation des performances (les critères d'optimisation) de la topologie de connexion générée ( $c_t^i$ ).

La construction de la matrice d'adjacence  $AM$  dans la deuxième étape de l'optimisation est présentée dans la section précédente 3.4.1. Par ailleurs, l'évaluation des critères d'optimisation (pertes et coût d'investissement) de la troisième étape a été présentée dans le chapitre 2 et les différentes fonctions objectifs étudiées sont détaillées dans la section 3.3.

Dans le cas où le nombre total de nœuds dans le réseau électrique est important, on utilise un autre algorithme d'optimisation en plus de l'AG, appelé algorithme de Prim, comme illustré sur la figure 3.6. La composition des individus d'optimisation (codage), les deux processus d'optimisation par L'AG (mono-objective et multi-objective) et l'algorithme de Prim sont détaillés dans les paragraphes suivants. On donnera à la fin de cette section un résumé sur les différentes options d'optimisations possibles en fonction des algorithmes utilisées (l'AG seul ou l'AG et Prim) et leurs exploitations.

### 3.5.1 Représentation du chromosome de l'algorithme génétique

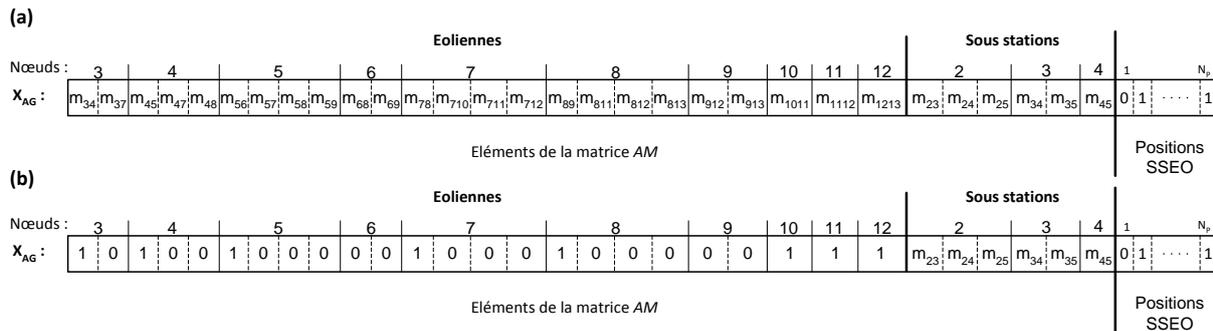
L'ensemble des arêtes  $E_A$  (les  $N_V$  éléments des deux sous-matrices  $AM_{EOL}$  et  $AM_{SSEO}$ ) ainsi que les positions des sous-stations électriques offshore seront considérés comme les variables du problème d'optimisation. Ces variables binaires sont regroupées sous forme d'un chromosome  $X_{AG}$  de l'AG de taille  $N_V+N_P$  illustré sur la figure 3.7.



**Figure 3.7.** Forme générale d'un chromosome de l'AG.

Chaque individu  $X_{AG}$  représente une configuration de connexion possible ( $c_t$ ) du réseau. L'idée est de générer les valeurs binaires de ces variables aléatoirement en utilisant l'AG dans le but de chercher la meilleure topologie de connexion du réseau électrique.

En reprenant l'exemple de la figure 3.2.b, le nombre de variables de connexions est  $N_V = 30$  (avec les 6 variables de connexions entre les SSEO). La construction du chromosome  $X_{AG}$  de l'AG à partir d'une topologie de raccordement du réseau électrique codée avec une matrice  $AM$  est illustrée sur la figure 3.8.



**Figure 3.8.** Construction du chromosome  $X_{AG}$  de l'AG à partir de la matrice d'adjacence  $AM$  de l'exemple de la figure 3.2, (a) En général pour l'ensemble des nœuds de la figure 3.2. b. (b) cas particulier du raccordement électrique de la figure 3.2.c.

Avec cette technique de codage, chaque nœud du réseau électrique a la possibilité de se raccorder à un ensemble de nœuds voisins directs dont le nombre est variable et dépend de la configuration de la matrice  $PN$  (positions des nœuds).

Cette représentation des individus en binaire est avantageuse vu qu'un algorithme génétique simple (simplicité des opérateurs de croisement et mutation) peut être utilisé pour la résolution du problème d'optimisation.

### 3.5.2 Optimisation mono-objectif et multi-objectif par algorithme génétique

L'algorithme génétique est un algorithme évolutionnaire choisi pour sa robustesse et sa souplesse pour résoudre des problèmes complexes, caractérisés par de très grands espaces de solutions et une multitude de contraintes et de variables (discrètes ou continues). Chaque individu (ou chromosome) de la population de l'AG représente une solution potentielle de l'espace de recherche [107]. Comme mentionné précédemment, l'AG est utilisé pour générer les variables de connexions ( $N_V$  bits) des deux sous-matrices  $AM_{EOL}$  et  $AM_{SSEO}$  ainsi que les variables de positions ( $N_P$  bits) de sous stations électriques offshore.

Il existe deux catégories d'algorithmes évolutionnaires : mono-objectif et multi-objectif. Dans le cas de l'optimisation mono-objectif, la solution optimale est définie comme la solution minimisant ou maximisant la fonction objectif. Alors que dans le cas de l'optimisation multi-objectif, le résultat final est un ensemble de toutes les solutions non-dominées, appelé *le front de Pareto*. Cette dernière technique fournit plus d'options pour les planificateurs. Les algorithmes d'optimisations mono-objectif et multi-objectif (*NSGA II*) utilisés dans ce chapitre sont présentés dans les annexes 4 et 5.

Les principaux opérateurs de l'AG sont : le classement, la sélection, le croisement et la mutation. Ces opérateurs ont des rôles importants dans la réussite de l'optimisation, car ils influencent l'évolution de la population initiale vers la population finale. A chaque itération les meilleurs individus sont sélectionnés pour la reproduction, tout en conservant une certaine diversité pour éviter la convergence prématurée vers un minimum local.

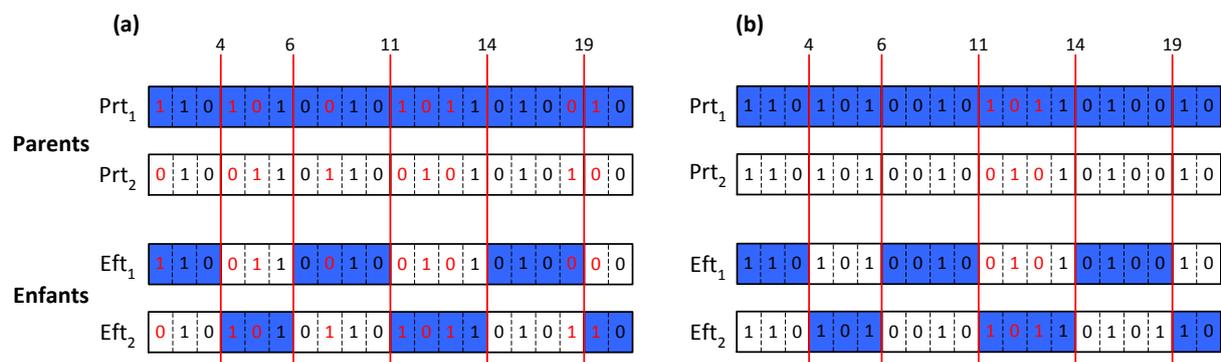
L'application de ces opérateurs est expliquée dans les paragraphes suivants. Le nombre de générations est utilisé comme condition d'arrêt du processus d'optimisation. Plus de détails sur l'algorithme d'optimisation (*NSGA II*) sont donnés dans les références [107] [108].

### 3.5.2.1 La sélection

Deux méthodes de sélection sont utilisées : « *la roue biaisée* » et « *le tournoi binaire* ». La notion d'élitisme est appliquée dans les deux algorithmes d'optimisation. Le meilleur individu en mono-objectif ou l'ensemble d'individus du front de Pareto en multi-objectif de chaque génération est assuré de survivre à la prochaine génération. En mono-objectif les probabilités de sélections des individus d'une population pour la reproduction sont proportionnelles à leurs fitness (fonction d'adaptation). La sélection en multi-objectif est réalisée selon deux critères : le rang des individus et la distance d'encombrement « *crowding distance* ». Cela permet d'élargir le front de Pareto. On s'assure aussi que chaque couple d'individus choisis a un minimum de diversité entre leurs gènes par la mesure de leur distance de *Hamming*.

### 3.5.2.2 Le croisement

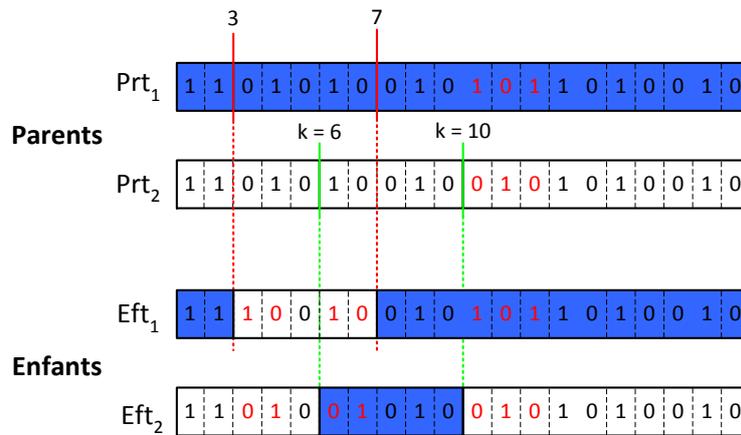
Les opérateurs de croisement et de mutation permettent de créer de nouveaux individus. Deux méthodes de croisement sont utilisées : 1) le croisement sur plusieurs emplacements « *multi-points crossover* » ; 2) le croisement sur deux sites décalés. La première (figure 3.9.a) peut fournir plusieurs sites de croisements et elle est adaptée à notre application où la longueur d'un individu est importante. Le nombre de points de croisements est tiré aléatoirement dans l'intervalle  $[1, C_{point}^{max}]$ .



**Figure 3.9.** Croisement multi-emplacements (les bits de différence sont en rouge) : (a) méthodes générale, (b) limite de la méthode pour le cas où la diversité des gènes des parents est faible (exemple de 3 bits de différences) :  $Eft_1 = Prt_2$  et  $Eft_2 = Prt_1$ .

Cette technique permet lors de la reproduction des enfants l'échange d'un nombre important de gènes entre les individus d'un couple de parents dont la distance de *Hamming* est importante (individus diversifiés). A l'inverse, si cette diversité est pauvre (figure 3.9.b), le croisement de ces individus parents avec cette technique donnera des enfants quasi-

identiques ou parfois identiques aux parents. D'où l'intérêt d'utiliser la deuxième technique de croisement pour les couples d'individus à faibles diversités (figure 3.10).



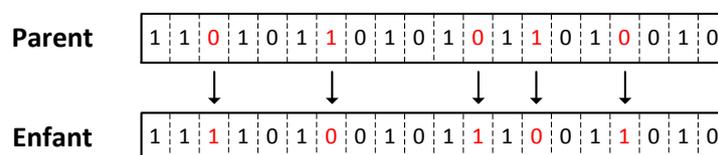
**Figure 3.10.** Croisement sur deux sites décalés (les bits de différence sont en rouge).

Durant le processus d'optimisation, le choix d'une des deux méthodes pour le croisement de chaque couple de parents est selon leur diversité (distance de *Hamming*). La probabilité de croisement «  $P_{cr}$  » est de l'ordre de 0.8.

Lors de la reproduction, on s'assure que l'opérateur de croisement soit appliqué aux deux parties de chaque individu, c'est à dire à l'ensemble des variables de connexions et à l'ensemble des variables de positions des sous stations offshore.

### 3.5.2.3 La mutation

L'opérateur de mutation empêche la convergence prématurée en apportant une diversité dans les gènes des individus. Cela permet durant le processus d'optimisation de sortir des minimums locaux. La mutation est réalisée seulement sur l'ensemble des individus qui n'ont pas subi de croisements par simple inversion des valeurs de certains bits dont les probabilités tirées aléatoirement sont inférieures à une probabilité de mutation fixée «  $P_m$  » de l'ordre de 0.01. C'est une mutation forte sur un nombre faible d'individus. Un exemple de mutation est montré sur la figure 3.11.



**Figure 3.11.** Opérateur de mutation.

Le nombre d'éoliennes par groupe est l'une des variables d'optimisation. Certaines configurations générées durant l'optimisation peuvent avoir un nombre important d'éoliennes par groupe et dépasser ainsi la limite de puissance de la plus grande section de câble disponible sur le marché, et cela n'est pas réalisable ou dépasser le nombre maximal

d'éoliennes par groupe prédéfini. Par conséquent, on peut soit éliminer ces configurations lors de la reproduction en intégrant des boucles dans les opérateurs de croisement et de mutation, soit pénaliser ces configurations et ne pas les éliminer afin de conserver dans l'optimisation leurs meilleurs gènes.

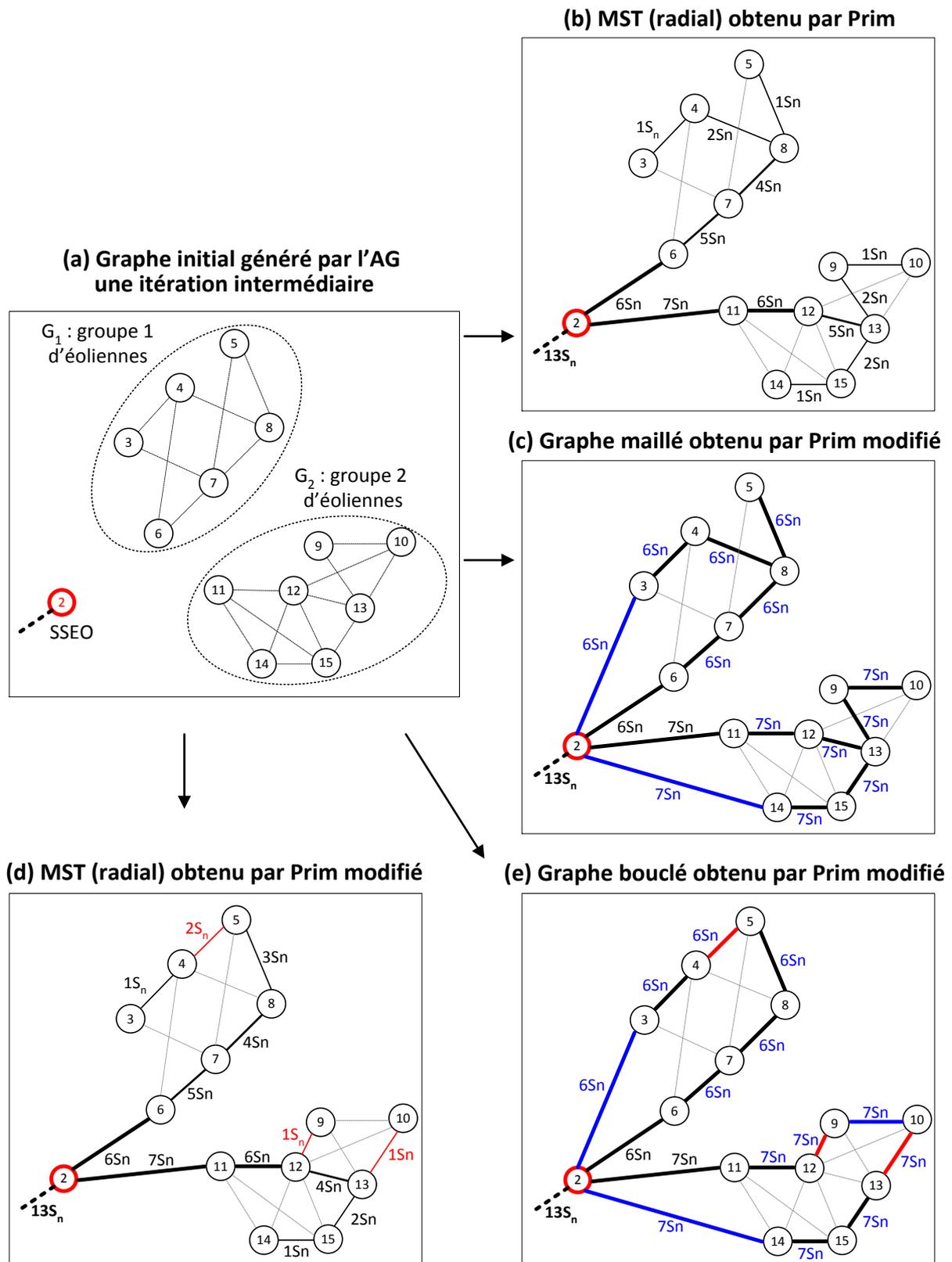
### 3.5.3 Algorithme de Prim

L'algorithme de Prim est un algorithme glouton issu de la théorie des graphes qui permet de trouver un arbre couvrant de poids minimal « *MST - Minimum Spanning Tree* » dans un graphe connexe pondéré et non-orienté  $G = (V_S, E_A)$  [109]. Pour accélérer la convergence de l'AG, cet algorithme est introduit sous forme d'une optimisation locale dans les différents groupes d'éoliennes et de sous stations électriques offshore qui répondent à cette définition.

Le but est de relier en arbre couvrant de poids minimal (MST), en maillé ou en bouclé d'une part chaque groupe de nœuds d'éoliennes à la sous station électrique offshore la plus proche, et d'autre part chaque groupe de sous station offshore au PDL. Les graphes proviennent des individus de l'algorithme génétique. Chaque individu peut générer un nombre de graphes égal au nombre de groupes d'éoliennes et de sous stations offshore. L'ensemble des connexions de chaque graphe seront améliorées par l'algorithme de Prim. La démarche de construction du graphe MST par l'algorithme de Prim de base est décrite dans l'annexe 6.

L'AG fournit les premières topologies de connexions (les graphes  $G_i$ ) seulement entre les éoliennes (sous-matrice  $AM_{EOL}$ ) et entre les sous stations offshore (sous-matrice  $AM_{SSEO}$ ) ainsi que les positions de ces dernières. A partir de ces sous-matrices, les différents groupes d'éoliennes et SSEOs sont identifiés. Ensuite, l'algorithme de Prim est utilisé pour modifier le graphe entre chaque groupe d'éoliennes et la SSEO la plus proche. Cette procédure est illustrée sur la figure 3.12 pour le raccordement des groupes d'éoliennes aux SSEOs. Cette étape permet de remplir la sous-matrice  $AM_{SSEO-EOL}$  et de modifier la sous-matrice  $AM_{EOL}$ . La même démarche est appliquée du côté HT pour construire les MSTs entre chaque groupe de sous stations offshore et le PDL afin de remplir la sous-matrice  $AM_{PDL-SSEO}$  et de modifier la sous matrice  $AM_{SSEO}$ .

La procédure de Prim de base est montrée sur la figure 3.12 en modifiant le graphe initial de l'AG (a) pour obtenir le graphe MST (b). L'algorithme choisi à chaque itération une connexion optimale parmi l'ensemble des arêtes reliant les nœuds du graphe MST aux nœuds du graphe  $G (V_S, E_A)$  non sélectionnés aux itérations précédentes. La condition principale est que les arêtes du graphe MST final doivent appartenir à l'ensemble des arêtes du graphe initial  $G (V_S, E_A)$ . Par conséquent, les raccordements construits par l'algorithme de Prim sont totalement contrôlés par l'AG qui génère les graphes initiaux. La fonction de coût de l'algorithme de Prim est la longueur des câbles. Par ailleurs, les arêtes du graphe final de l'optimisation seront choisies selon le critère de longueur des câbles de Prim mais aussi par rapport aux autres critères de l'optimisation globale (pertes, coût, fiabilité...).

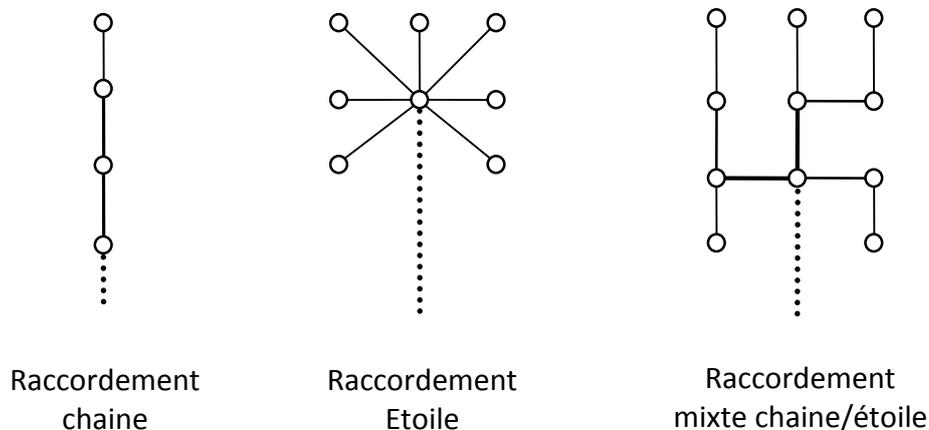


**Figure 3.12.** Procédure d'optimisation du réseau interne MT en utilisant l'AG et l'algorithme de Prim. (a) topologie de raccordement générée par l'AG à une itération intermédiaire: (b) résultat d'algorithme de Prim de base, (c, d, e) résultat d'algorithme de Prim modifié.

Cette démarche d'optimisation (AG et Prim) permet de concevoir soit des architectures radiales (figure 3.12.b) en raccordant chaque groupe d'éoliennes avec une seule liaison à la sous station ; soit des architectures maillées (figure 3.12.c) par modification de l'algorithme de base uniquement dans le nombre de raccordements à la sous station où chaque groupe d'éoliennes sera raccorder par deux liaisons.

Deux autres possibilités de raccordements sont proposées en modifiant l'algorithme de Prim de base. Dans ce cas, le graphe initial généré par l'AG à une itération donnée est modifié en sélectionnant les arêtes optimales parmi toutes les arêtes possibles entre tous les nœuds du groupe et non pas seulement parmi celles du graphe initial de l'AG. Dans ce cas, l'AG contrôle uniquement la répartition des nœuds dans les groupes et les arêtes sont sélectionnées par l'algorithme de Prim seulement sur le critère de longueur de câbles. Cette procédure est illustrée sur les figures 3.12.d et 3.12.e respectivement pour les configurations de forme radiale et bouclée.

En résumé, les trois types de raccordement radial possibles sont en chaine, en étoile ou en mixte chaîne/étoile (figure 3.13). Pour cette configuration, les sections des câbles peuvent être dimensionnées selon les trois différentes méthodes décrites dans le paragraphe 3.3.1. D'autre part, les architectures maillées peuvent contenir des redondances à différents emplacements du réseau électrique comme illustré sur la figure 3.12 (configurations c et e). Dans ce cas, les sections des câbles sont fixes.



**Figure 3.13.** Différentes configurations des MSTs en radial.

Dans ce chapitre, nous étudierons seulement les configurations de forme radiale (MSTs). Pour ces architectures, les puissances transitées entre tous les nœuds du réseau électrique (la matrice des puissances  $S$  montrée sur la figure 3.6) peuvent être estimées de manière « non-précise » en parcourant le graphe par l'algorithme de Prim. Ces puissances servent à dimensionner les composants du réseau électrique : câbles, transformateurs et compensations. Les valeurs des paramètres électriques (résistance, inductance et capacité) de chaque composant sont définies en fonction de sa puissance nominale et ces valeurs sont utilisées pour l'évaluation des pertes dans le réseau électrique.

### 3.5.4 Résumé des différentes options d'optimisations possibles

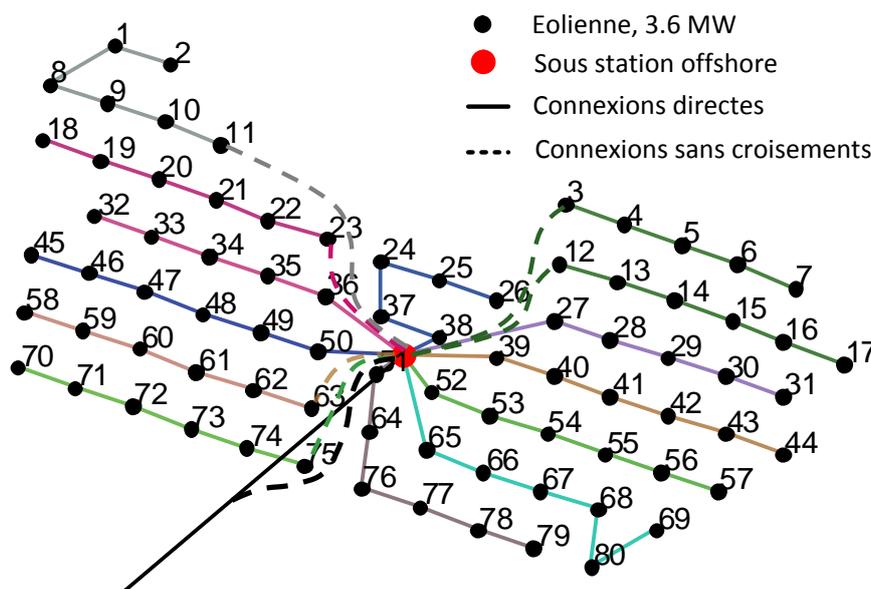
Les différentes optimisations possibles avec les deux algorithmes (l'AG et Prim) sont résumées dans le tableau 3.1. Il faut noter premièrement que les clusters d'éoliennes générés durant le processus d'optimisation par l'AG seul, peuvent avoir des configurations maillées. La problématique rencontrée dans ce cas réside dans l'estimation des puissances transitées dans les branches (matrice des puissances  $S$ ) qui permet de dimensionner les sections des câbles MT et est utilisée l'évaluation des pertes. C'est pour cela que les critères utilisés dans le cas d'une optimisation par l'AG seul sont uniquement le coût et la fiabilité en considérant que les câbles MT sont à sections fixes. Deuxièmement, du fait que les courants dans les liaisons MT ne peuvent être estimés préalablement (sans calcul de load flow) dans le cas des architectures maillées, l'énergie réactive consommée dans les inductances des câbles MT sera négligée. Cela implique un faible surdimensionnement des compensations.

**Tableau 3.1.** Optimisations possibles en utilisant les deux algorithmes : l'AG et Prim.

	Optimisation par algorithme génétique	Optimisation par algorithmes génétique et Prim			
		Algorithme de Prim de base		Algorithme de Prim modifié	
Configuration	Maillée	Radiale	Maillée	Radiale	Maillée
Sections des câbles	Fixes	Fixes ou variables	Fixes	Fixes ou variables	Fixes
But de l'AG	- Répartition des nœuds - Optimisation du raccordement - Positions et nombre des SSEOs	- Répartition des nœuds - Génération du graphe initial - Positions et nombre des SSEOs - Contrôle des graphes Prim		- Répartition des nœuds - Génération du graphe initial - Positions et nombre des SSEOs	
But de Prim	-	Modifier le graphe de raccordement en respectant le graphe initial généré par l'AG		Modifier le graphe de raccordement sans respecter le graphe initial généré par l'AG	
Critères de l'AG	Coût & fiabilité	Coût & pertes	Coût & fiabilité	Coût & pertes	Coût & fiabilité
Critère de Prim	-	Longueur de liaison			
Critères d'optimisation des liaisons	Coût & fiabilité	Coût & pertes	Coût & fiabilité	Longueur de liaison	Longueur de liaison
Application	Parc éolien de taille réduite (chapitre 4 : <i>Barrow éol.</i> )	Parc éolien de taille importante (chapitres 3 et 4 : parcs de <i>Guérande – 80 éol.</i> et <i>Greater Gabbard 140 éol.</i> )			

### 3.6 Simulations et interprétations

Afin d'évaluer et de valider la performance de l'approche d'optimisation présentée, une étude a été menée sur les raccordements électriques en forme radiale de deux parcs éoliens. Le premier est le « *Parc éolien offshore du Banc de Guérande* » dont la configuration de référence est présentée sur la figure 3.14. Ce parc est composé de 80 éoliennes de 6 MW et d'une seule sous station en mer et sera construit en France dès 2016 [16]. Le point de raccordement à terre (PDL) est placé à une distance d'environ 43 km de la sous station électrique offshore.



**Figure 3.14.** Architecture de référence du Parc éolien offshore du Banc de Guérande [16].

Le deuxième, de taille plus importante, est le parc éolien offshore de « *Greater Gabbard* » réalisé au Royaume-Uni en 2012. Ce parc est constitué de deux sous stations électriques offshore et de 140 éoliennes de 3.6 MW réparties sur les deux bancs de sables distants « *Inner Gabbard* » et « *Galloper* » [56]. La structure de référence de ce parc est montrée dans la section 3.7. La distance moyenne entre les éoliennes des deux parcs est approximativement égale à  $7 \times D_e$  ( $D_e$  est le diamètre de l'éolienne).

Par la suite, nous comparerons les approches d'optimisation des configurations radiales par l'AG et l'algorithme de Prim de base en mono- et multi-objectif, leurs robustesses ainsi que les différents résultats obtenus à l'aide des différentes fonctions objectifs. L'optimisation mono-objectif par l'AG et l'algorithme de Prim modifié (cf. tableau 3.1) est présentée dans la section 3.6.2.2.2. Cette première analyse est réalisée sur le parc du « *Banc de Guérande* ». Nous étudierons ensuite le deuxième parc « *Greater Gabbard* » à la fin de cette partie (section 3.7) pour montrer l'influence de la taille du parc sur les différents résultats. Tous les autres paramètres d'optimisation utilisés pour ces deux parcs sont résumés dans le tableau 3.2.

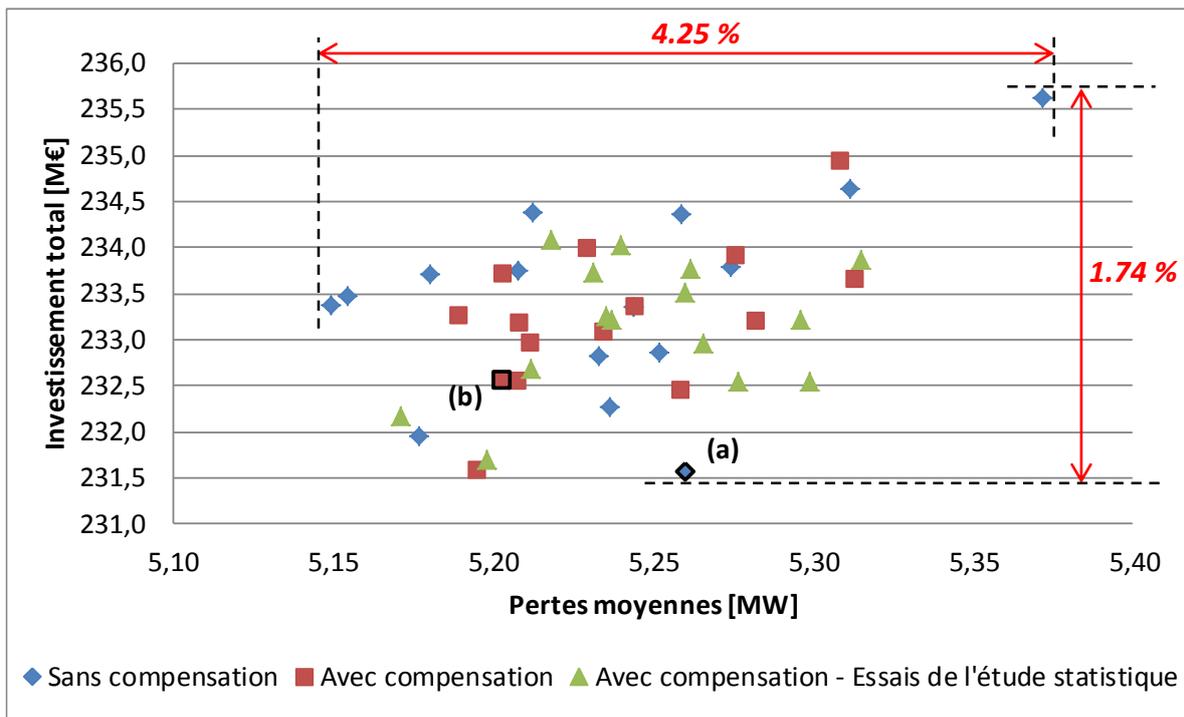
**Tableau 3.2.** Paramètres d'optimisation du réseau en forme radiale des deux parcs éoliens offshore : *Banc de Guérande* et *Greater Gabbard*.

Paramètre	Symbole	Banc de Guérande			Greater Gabbard	
		Mono-objectif ( $F_1$ )	Mono-objectif ( $F_2$ et $F_3$ )	Multi-objectif ( $F_4$ )	Mono-objectif ( $F_3$ )	
Parc éolien offshore	Nombre d'éoliennes	$n_{éol}$	80	80	80	140
	Nombre maxi. de SSEOs	$n_{sseo}^{max}$	4	4	2	4
	Puissance nominale d'éolienne (MVA)	$S_{Eol,n}$	6	6	6	3.6
	Vitesse de vent moyenne (m/s)	$U_{moy}$	8.5	8.5	8.5	9
	Production moyenne d'éolienne (MW)	$P_{moy,Eol}$	2.70	2.70	2.70	1.75
	Temps d'exploitation (an)	$T$	20	20	20	20
	Niveaux de tension (kV)	$U$	33-220	33-220	33-220	30-132
Paramètres d'optimisation	Fonction objectif	$F$	$F_1 = C_{invest}$	$F_2 = \text{LPC et } F_3 = C_{invest} + C_{pertes}$	$F_4 = \{ C_{invest}, P_{moy,pertes} \}$	$F_3 = C_{invest} + C_{pertes}$
	Critères d'optimisation	-	Coût	Coût, pertes	Coût, pertes	Coût, pertes
	Nombre de variables	$N_V / N_P$	264 / 96	264 / 96	264 / 48	457 / 104
	Taille de la population	$N_{pop}$	50	50	200	50
	Nombre max d'itérations	$g^{max}$	1000 à 5000	1000 à 5000	1000	5000
	Probabilité de croisement	$P_{cr}$	0.07 à 0.8	0.07 à 0.8	0.8	0.8
	Probabilité de Mutation	$P_m$	0.01 à 0.03	0.01 à 0.03	0.01	0.01
Taux de remplacement	$P_r$	0.7 à 0.95	0.7 à 0.95	0.7	0.7	
Contraintes	Considération du côté HT	-	Oui	Oui	Oui	Oui
	Position des SSEOs	-	Variables	Variables	Variables	Variables
	Sections des câbles MT	-	Variables	Fixes ou variables	Variables	Variables
	Distance minimale sous station - éolienne (m)	$L_{min}$	200	200	200	200
	Nombre max de clusters	$N_F^{max}$	25	25	25	25
	Nombre maximal d'éoliennes par cluster	$N_{Eol,F}^{max}$	10	10	10	20
Coûts	Coût d'électricité (c€/kWh)	$C_{elect}$	17	17	17	17
	Taux d'intérêt (%)	$r$	4	4	4	4
	Profit annuel (%)	$PR$	2	2	2	2

### 3.6.1 Optimisation mono-objectif - fonction objectif uni-critère ( $F_1$ )

L'unique critère de cette optimisation est le coût d'investissement total dans le réseau électrique ( $F_1 = C_{invest}$ ). Nous étudierons la robustesse de l'approche ainsi que l'influence de la considération ou non du coût de la compensation sur le résultat des optimisations.

Les configurations obtenues par plusieurs optimisations sont représentées dans l'espace des objectifs sur la figure 3.15. Toutes ces configurations ont été « réévaluées » en tenant compte des coûts des compensations afin de pouvoir les comparer. Ces points (bleu, rouge et vert) ont été obtenus pour différentes valeurs du vecteur contrôle de l'optimisation : deux nombres d'itérations (1000 et 3000), deux valeurs de probabilité de croisement (0.7 et 0.8) et trois valeurs de probabilité de mutation (0.01, 0.02 et 0.03).

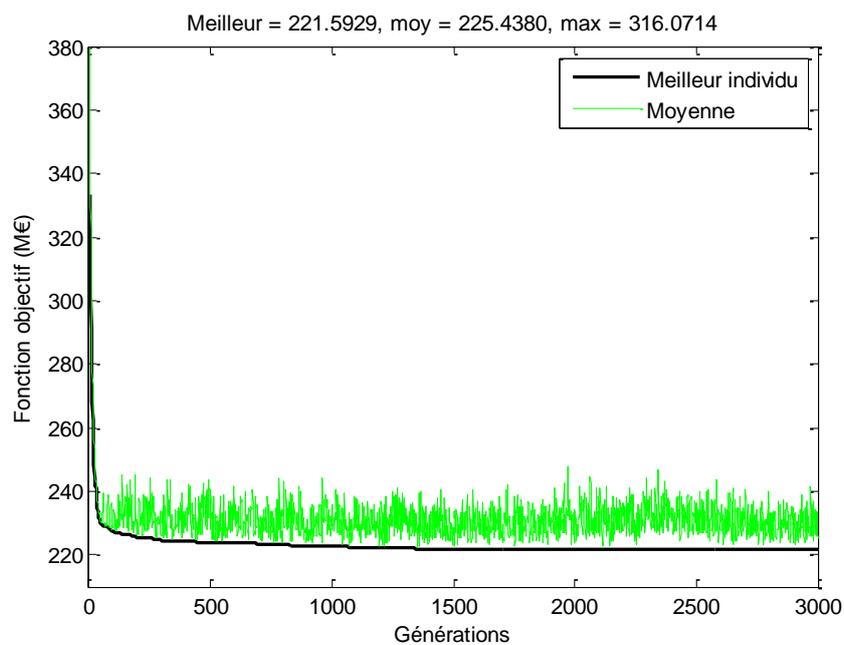
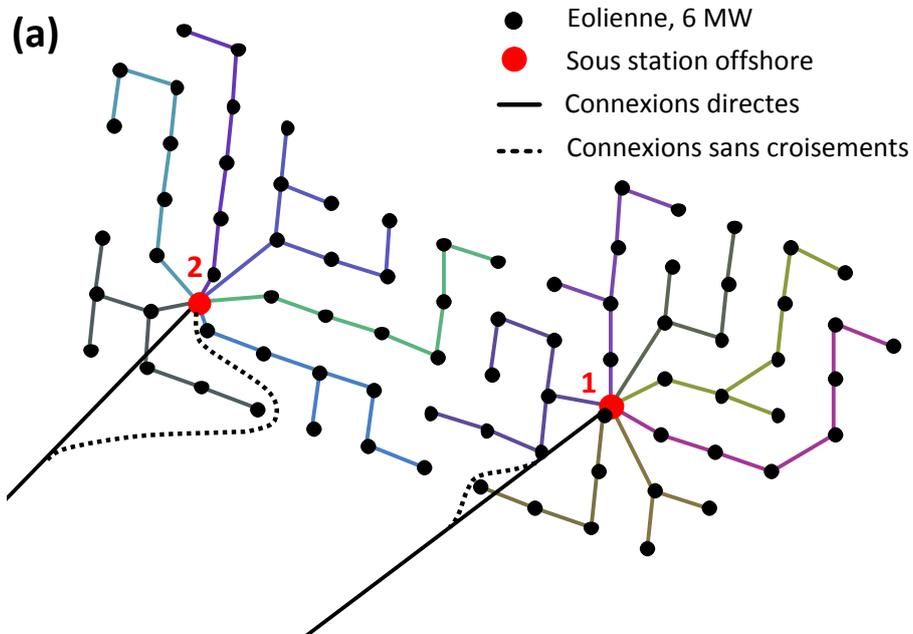


**Figure 3.15.** Les résultats des différentes optimisations mono-objectif représentés dans l'espace des objectifs - fonction objectif uni-critère ( $F_1 = C_{invest}$ ).

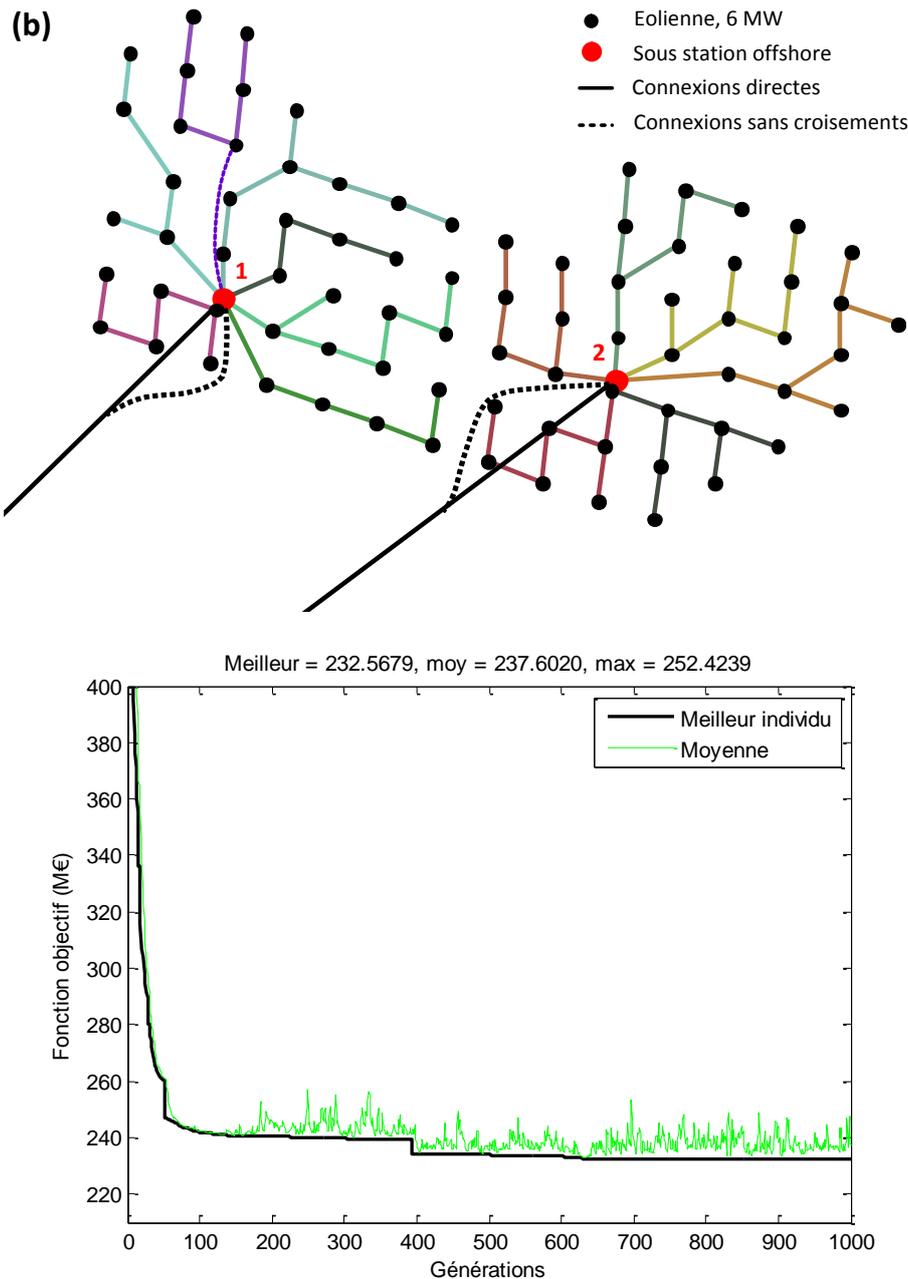
Premièrement, en comparant tous ces points, nous constatons que l'écart maximal entre les différentes solutions « l'étendue » est de 4.05 M€ (1.74 %) pour l'investissement total et 0.22 MW (4.25 %) pour les pertes de puissance (non considérées dans la fonction objectif).

Deuxièmement, pour étudier la robustesse de l'approche d'optimisation (i.e. la convergence), nous avons fixé le nombre d'itérations à 3000, la probabilité de croisement à 0.08 et la probabilité de mutation à 0.02. Les « 15 essais » de l'étude statistique sont ceux représentés en triangle vert sur la figure 3.15. Nous relevons que la moyenne «  $\mu_m$  » et l'écart type «  $\sigma$  » de l'investissement total (le seul critère inclus dans la fonction objectif) sont  $\{ \mu_m = 233.15 \text{ M€}, \sigma = 0.71 \text{ M€} \}$  et ceux des pertes de puissance sont  $\{ \mu_m = 5.25 \text{ MW}, \sigma = 0.04 \text{ MW} \}$ . L'intervalle de confiance (95 % de la population) calculé par la formule «  $\mu_m \pm 2 \cdot \sigma$  » est de  $\{ 231.73 \text{ M€}, 234.58 \text{ M€} \}$  pour l'investissement total et  $\{ 5.17 \text{ MW}, 5.33 \text{ MW} \}$  pour les pertes. Enfin l'étendue maximale de cet échantillon normalisé par rapport à la valeur moyenne est de 1.22 % pour l'investissement total et 3.03 % pour les pertes.

Comme nous pouvons le constater, l'écart type entre les solutions est faible, ce qui prouve la bonne convergence de l'algorithme. De plus, ces différents points obtenus pour plusieurs valeurs du vecteur contrôle sont proches dans l'espace des objectifs. Nous déduisons alors que la convergence de cet algorithme d'optimisation est peu sensible aux paramètres initiaux.



**Figure 3.16.** Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif sans tenir compte de la compensation - fonction objectif uni-critère ( $F_1 = C_{invest}$ ) [102].



**Figure 3.17.** Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif en tenant compte de la compensation - fonction objectif uni-critère ( $F_1 = C_{invest}$ ).

Deux résultats d'optimisations (a) et (b) parmi le nuage de points de la figure 3.15, sont présentés sur les figures 3.16 et 3.17. Dans les deux cas, nous pouvons voir que l'algorithme converge vers la solution finale après environ 500 générations. Dans le reste des itérations, la meilleure fonction objectif varie très légèrement. Ces faibles variations correspondent à de faibles améliorations dans le meilleur individu de la population.

Les raccordements entre les éoliennes, entre les sous-stations électriques et entre les éoliennes et les sous stations représentés respectivement par les sous-matrices  $AM_{EOL}$ ,  $AM_{SSEO}$  et  $AM_{SSEO-EOL}$  sont réalisés sans croisements entre les câbles. Les seuls croisements

sont entre les câbles HT et MT lors des raccordements des sous stations au point de livraison. Cependant, ces liens peuvent être modifiés comme indiqué en pointillés.

Les détails de ces deux raccordements électriques sont montrés dans le tableau 3.3 (donné à la fin de la section 3.6.4). D'un côté, ces deux réseaux électriques sont semblables en termes de nombre de sous stations, leurs puissances et leurs positionnements ainsi que le nombre et les sections des câbles HT. Le nombre de sous stations optimal trouvé dans les deux cas est de 2 avec des positionnements centraux appartenant à l'intervalle  $L_d$  prédéfini. Chaque poste électrique est relié au point de livraison par un câble de section  $3 \times 800 \text{ mm}^2$ . Comme nous pouvons le voir, il n'y a aucun lien entre les deux sous-stations offshore.

D'un autre côté, ces deux architectures sont différentes dans les sections des câbles MT ainsi que dans la topologie de raccordement du réseau interne MT (le nombre d'éoliennes par groupes et les raccordements entre elles). Les éoliennes sont distribuées sur 13 groupes. Sept clusters sont connectés à la première sous station et six autres sont reliés à la seconde. Les éoliennes sont regroupées dans les deux configurations soit en chaîne soit en mixte chaîne / étoile. Toutefois, le nombre de clusters en mixte chaîne / étoile est plus important vu que ce type de raccordement offre le meilleur compromis entre la longueur totale et les sections des câbles MT dans le coût d'investissement total (la fonction objectif).

Nous constatons également que le dimensionnement des équipements de compensation du réactif est quasi-identique dans les deux configurations obtenues en considérant ou non leur coût dans la fonction objectif. Cela s'explique par le fait que la compensation est influencée par les longueurs et les sections des câbles (MT et HT), les positions des sous stations et aussi le dimensionnement des transformateurs qui sont inclus dans la fonction objectif. Par conséquent, même si le coût des compensations n'est pas considéré dans l'optimisation, ce coût est indirectement lié aux paramètres cités.

D'après le tableau 3.3, nous notons que le coût du système de transport (câbles HT, cellules HT, transformateurs MT/HT, équipements de compensation et plates-formes) représente environ 77 % de l'investissement total. Par ailleurs, le coût du réseau interne MT (câbles et cellules MT) contribue à hauteur de 23 % dans le coût d'investissement global. Enfin, l'architecture (a) est meilleure en termes de coût d'investissement total.

### **3.6.2 Optimisation mono-objectif - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_2$ et $F_3$ )**

Dans cette partie, nous nous intéressons à comparer les deux fonctions objectifs : le coût de production moyen actualisé  $LPC$  ( $F_2$ ) et la somme des coûts d'investissement et des pertes de puissance ( $F_3$ ).

#### **3.6.2.1 Coût de production moyen actualisé - $LPC$ ( $F_2$ )**

Les différents essais réalisés sont présentés sur la figure 3.18. Dans ce cas, l'écart maximal entre les différentes solutions est de  $3.76 \text{ M€}$  (1.61 %) pour l'investissement total et  $0.24 \text{ MW}$  (4.64 %) pour les pertes de puissance moyennes. L'exemple de configuration

optimale (c) montrée sur la figure 3.19 comporte le même nombre et les mêmes emplacements centraux des sous stations électriques que celles présentées précédemment. Toutefois, ce système est différent dans la topologie de connexion du réseau interne MT ainsi que dans les sections et la longueur totale des câbles MT. Nous pouvons constater que le type de raccordement des éoliennes trouvé par l'optimisation est principalement le regroupement mixte chaîne / étoile, seules quelques éoliennes sont connectées en chaîne. Les autres résultats sont résumés dans le tableau 3.3.

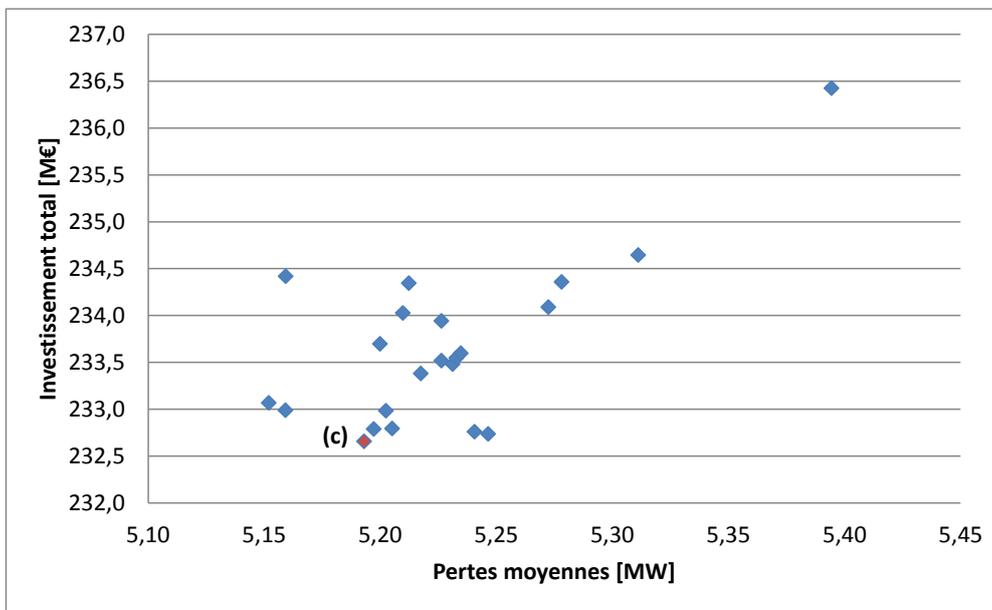


Figure 3.18. Les résultats des différentes optimisations mono-objectif représentés dans l'espace des objectifs - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_2 = LPC$ ).

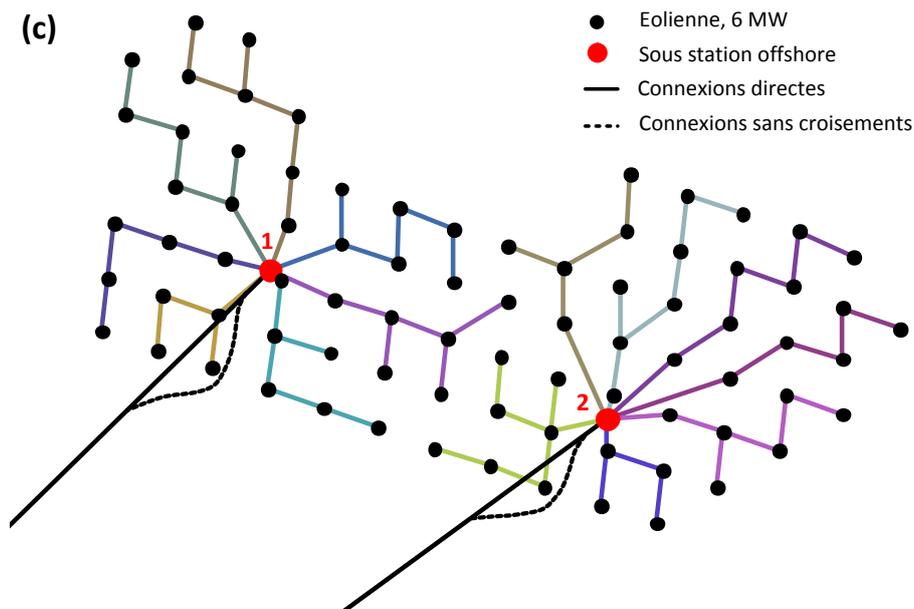
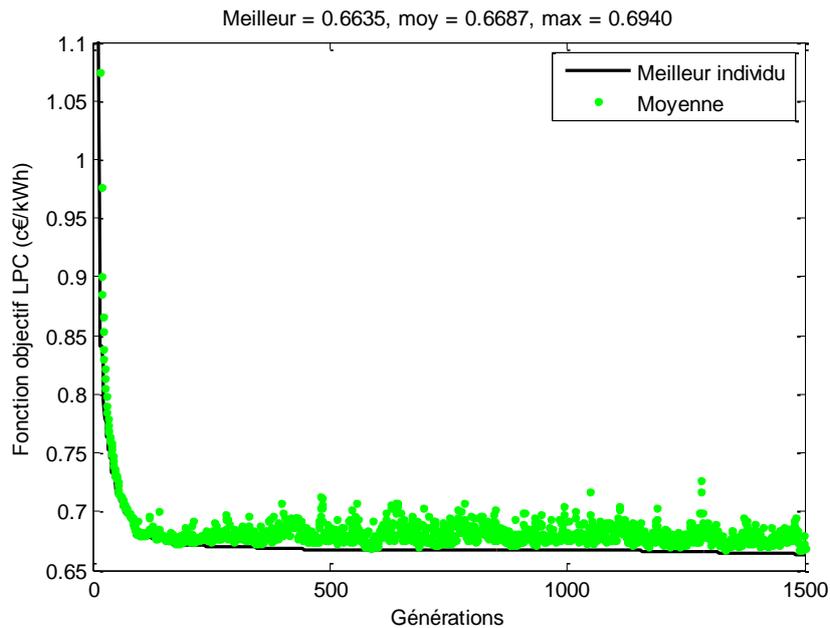


Figure 3.19. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_2 = LPC$ ).



**Figure 3.20.** Evaluation de la fonction objectif  $F_2 = LPC$  à chaque génération.

En comparant les deux nuages de points montrés sur les figures 3.15 et 3.18, nous déduisons que l’algorithme converge quasiment vers la même zone de l’espace des solutions. Etant donné que dans ce deuxième cas, les valeurs moyennes en termes d’investissement et de pertes de l’ensemble des solutions sont  $\{ \mu_m = 233.65 \text{ M€}, \mu_m = 5.23 \text{ MW} \}$ . Ces valeurs sont très proches de celles évaluées dans le premier cas en ne considérant que le coût d’investissement. Par conséquent, la deuxième fonction objectif (LPC) est beaucoup plus sensible au critère d’investissement total qu’à celui des pertes de puissance.

### 3.6.2.2 Somme des coûts d’investissement et des pertes de puissance ( $F_3$ )

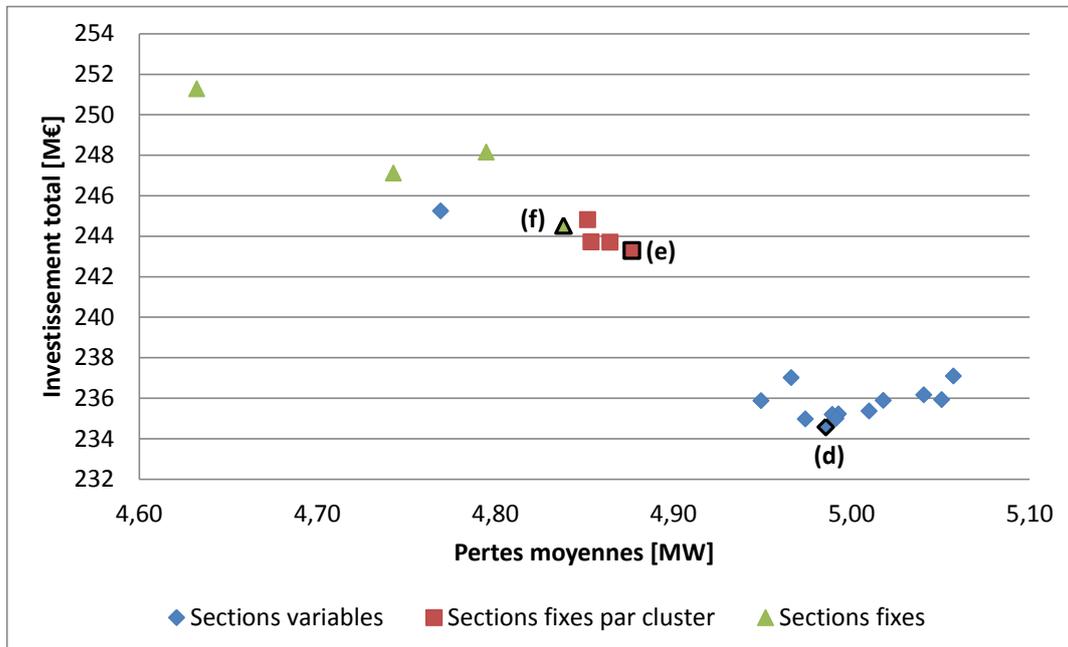
Dans ce cas, la fonction objectif ( $F_3$ ) de l’optimisation est tout simplement la somme de l’investissement total et le coût des pertes de puissance. Premièrement, nous comparerons les trois options de dimensionnement des câbles MT. Ensuite, nous donnerons un autre exemple d’optimisation associé à l’AG et l’algorithme de Prim modifié afin de comparer les deux options d’optimisations des configurations radiales résumées dans le tableau 3.1.

#### 3.6.2.2.1 Comparaison des trois options de dimensionnements des câbles MT

Plusieurs optimisations ont été réalisées en considérant les trois options de dimensionnement des câbles MT du réseau interne, c’est-à-dire : 1) sections variables ; 2) sections fixes par cluster ; 3) sections fixes.

Nous remarquons que les trois nuages de points obtenus, montrés sur la figure 3.21, ne sont pas dans la même zone de l’espace des solutions comparés aux résultats précédents. Dans ce cas, les valeurs moyennes de l’investissement total et des pertes de puissance pour des câbles à sections variables, à sections fixes par cluster et à sections fixes sont respectivement :  $\{ \mu_m = 236.42 \text{ M€}, \mu_m = 4.98 \text{ MW} \}$ ,  $\{ \mu_m = 243.88 \text{ M€}, \mu_m = 4.86 \text{ MW} \}$  et  $\{$

$\mu_m = 247.77 \text{ M€}$ ,  $\mu_m = 4.75 \text{ MW}$  }. Nous remarquons que l'investissement est plus important à l'inverse des pertes. Nous concluons que le critère de pertes est mieux considéré dans cette dernière fonction objectif. Dans ce cas, ces pertes de puissance, transformées en coût, représente une part importante dans  $F_3$  d'environ  $140 \text{ M€}$ .



**Figure 3.21.** Les résultats des optimisations mono-objectif représentés dans l'espace des objectifs en considérant les trois types de dimensionnements de câbles MT - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{perte}$ ).

Trois exemples de raccordements électriques (d), (e) et (f), obtenus par les différents scénarios de dimensionnement des câbles MT, sont présentés sur les figures 3.22, 3.23 et 3.24. Leurs détails sont résumés dans le tableau 3.3. Les différences entre ces trois configurations et par rapport à celles montrées précédemment concernent principalement le réseau interne MT, à savoir : le nombre de clusters, le nombre d'éoliennes par cluster, les sections et la longueur totale des câbles MT et enfin le nombre de cellules MT. Ainsi, le nombre de clusters d'éoliennes est plus important dans le cas des câbles MT à sections fixes ou à sections fixes par cluster comparé au cas où les sections de câbles sont variables dans chaque cluster et inversement pour le nombre d'éoliennes par groupe. Cela induit une augmentation de la longueur totale des câbles MT ainsi que le nombre de cellules MT.

Nous remarquons également que dans le cas des sections des câbles totalement fixes ou fixes par cluster, le nombre de clusters sous forme de chaîne est plus important que les autres types de raccordements. Par conséquent, le raccordement en mixte chaîne / étoile est d'autant plus performant lorsque le nombre d'éoliennes par cluster est important.

Les évolutions des pertes de puissance, du facteur de puissance au PDL et de la compensation du réactif en fonction de la vitesse du vent sont illustrées sur les figures 3.25, 3.26 et 3.27.

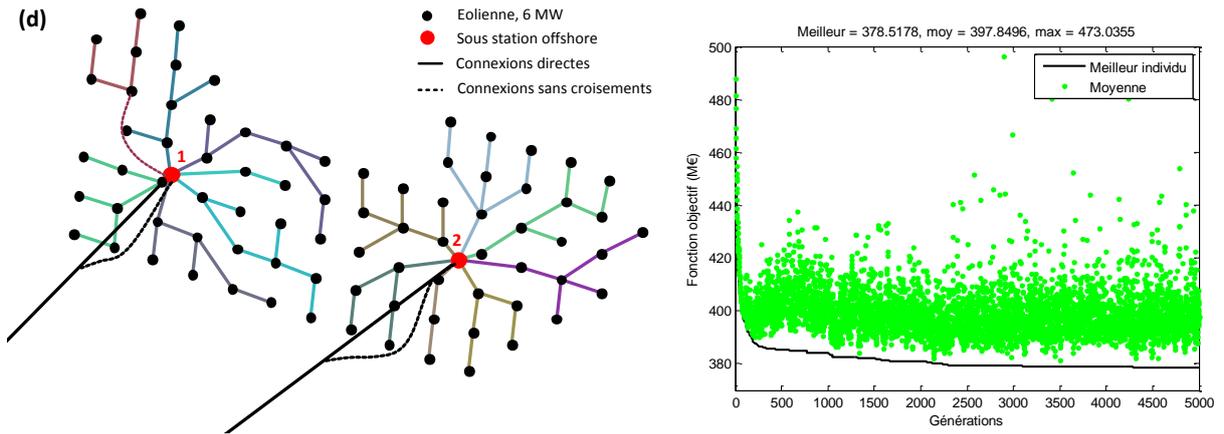


Figure 3.22. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif pour des câbles MT à sections variables - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{perte}$ ).

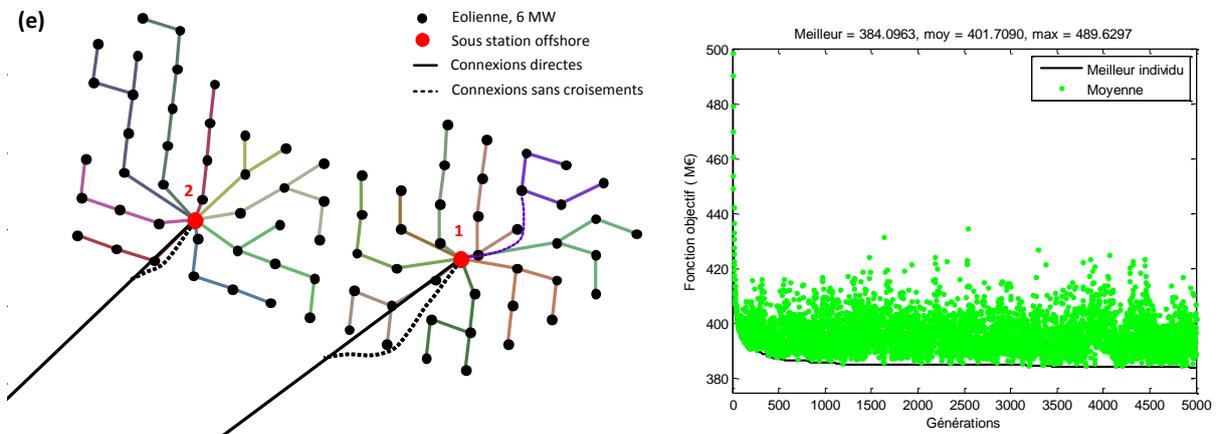


Figure 3.23. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif pour des câbles MT à sections fixes par cluster - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3=C_{invest} + C_{perte}$ ).

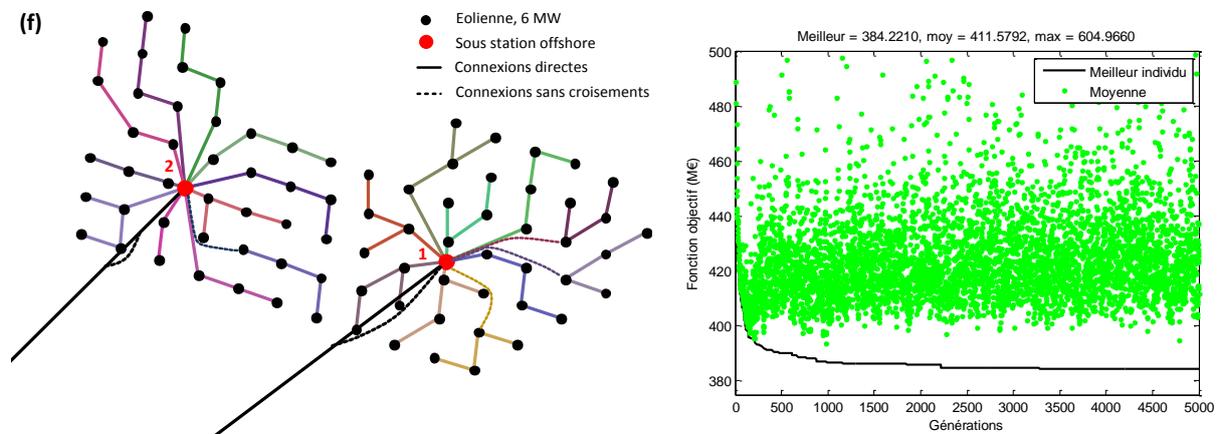


Figure 3.24. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif pour des câbles MT à sections fixes - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{perte}$ ).

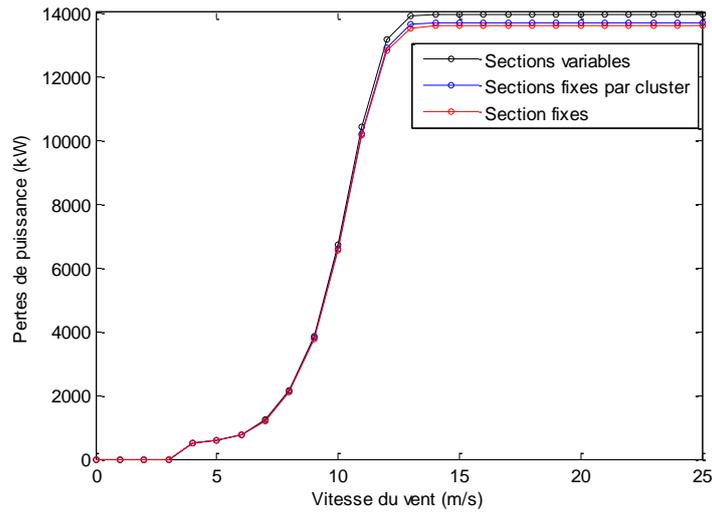


Figure 3.25. Evolution des pertes des architectures *d*, *e*, *f* en fonction de la vitesse du vent.

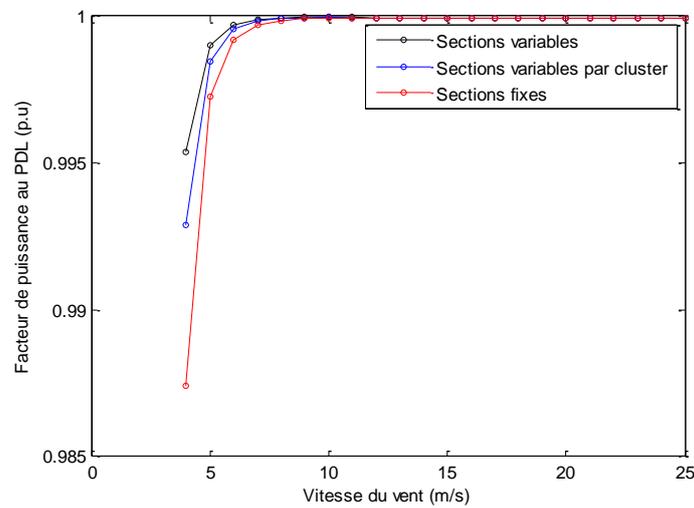


Figure 3.26. Evolution du facteur de puissance au point de livraison des architectures *d*, *e*, *f* en fonction de la vitesse du vent.

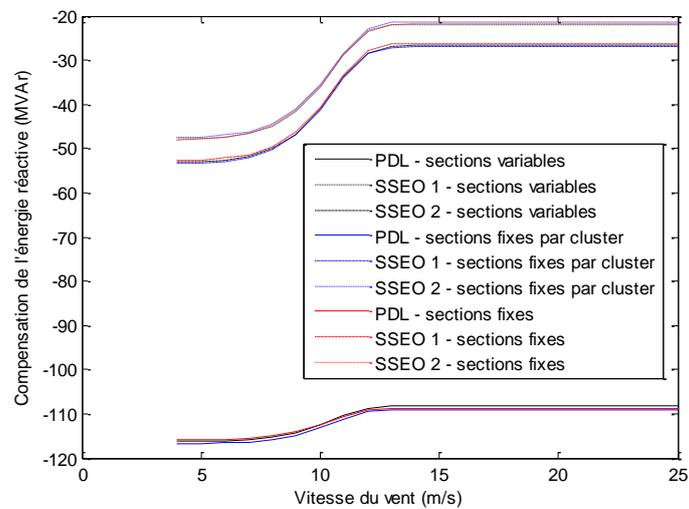
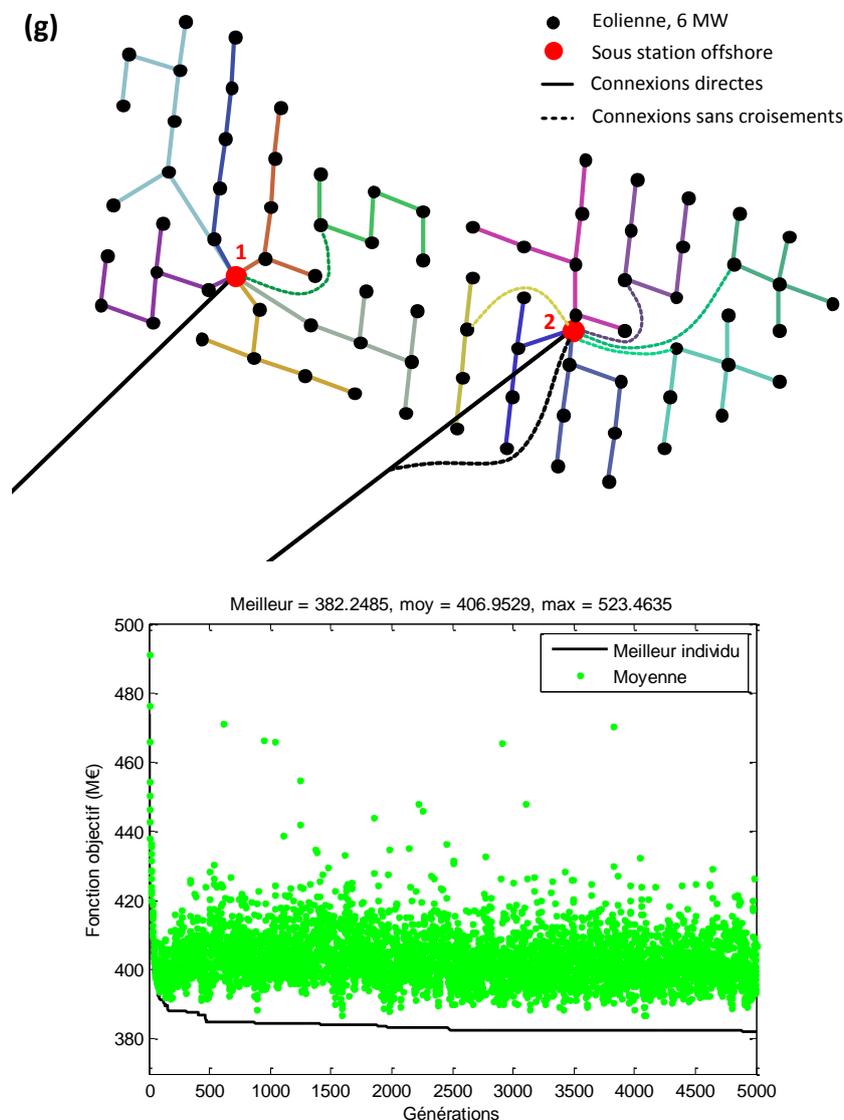


Figure 3.27. Evolution de la compensation réactive aux sous stations on- et off-shore des architectures *d*, *e*, *f* en fonction de la vitesse du vent.

Comme nous pouvons le constater, ces évolutions sont pratiquement identiques pour les trois configurations, à l'exception du cas des sections variables où les pertes sont légèrement plus importantes pour des vitesses de vent significatives. Par ailleurs, la contrainte imposée d'un facteur de puissance quasi unitaire au point de livraison est vérifiée dans les trois cas. Enfin, la quantité de puissance réactive consommée par les bobines de compensation au point de livraison et aux sous stations offshore est importante à cause de la capacité shunt des câbles. Cette puissance réactive est inversement proportionnelle à la vitesse du vent du fait de l'augmentation du courant dans les inductances en série des câbles et des transformateurs.

### 3.6.2.2.2 Performances des deux options d'optimisation

Une des configurations obtenues par l'AG et l'algorithme de Prim modifié, notée (g), est montrée sur la figure 3.28.



**Figure 3.28.** Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif en utilisant l'AG et l'algorithme de Prim modifié pour des câbles MT à sections variables - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{perte}$ ).

A l'exception de la modification de l'algorithme de Prim (procédure dans le tableau 3.1), les paramètres et la fonction objectif de cette optimisation sont identiques à ceux utilisés dans la section 3.6.2.2.1 pour le cas où les sections des câbles MT sont variables.

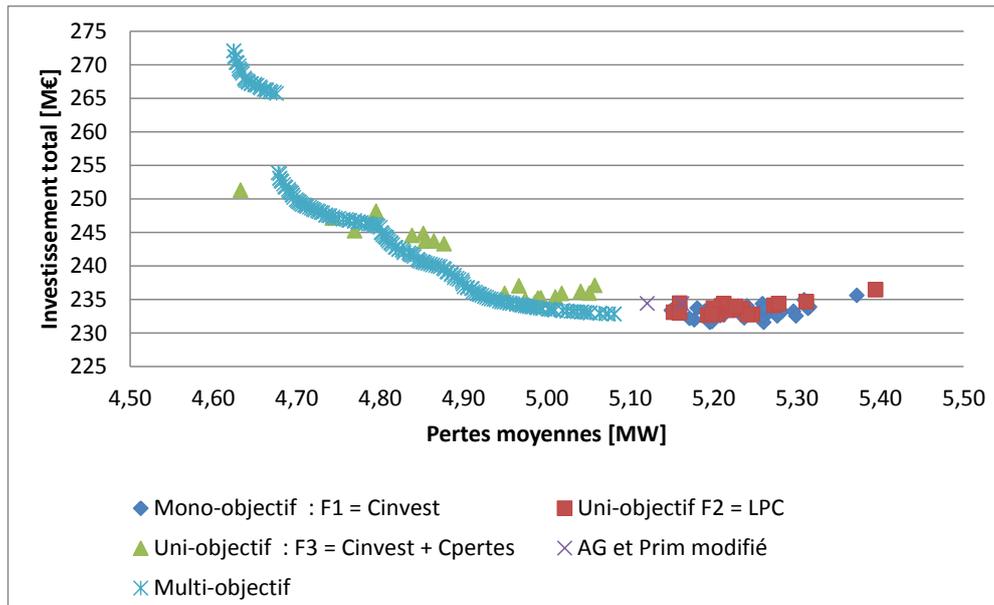
En comparant ces deux configurations (d) et (g) détaillées dans le tableau 3.3, nous constatons que les seules différences sont dans la longueur totale et les sections des câbles MT, la longueur totale des câbles HT ainsi que la répartition et la topologie de raccordement des éoliennes. Ainsi, la longueur totale des câbles MT et HT sont plus faibles dans la configuration (g). Néanmoins, le coût des câbles MT, l'investissement total et les pertes de puissance sont plus importants dans (g). La raison est que le seul critère de l'optimisation locale par l'algorithme de Prim modifié est la longueur des câbles MT et que dans ce cas le choix des arêtes du graphe optimal se fait sur l'ensemble des arêtes possibles dans chaque cluster sans respecter le graphe initial généré par l'AG. De ce fait, les critères globaux (pertes et investissement total) ne sont pas vus par l'algorithme d'optimisation local.

La conclusion de cette comparaison est que les sections sont aussi importantes que la longueur des câbles et un schéma de raccordement électrique ayant un minimum de longueur de câbles n'est pas forcément optimal sur d'autres critères tels que les pertes de puissances ou le coût de l'investissement total.

### 3.6.3 Optimisation multi-objectif ( $F_4$ )

En minimisant une fonction objectif composée de plusieurs critères, telles que  $F_2$  et  $F_3$ , nous pouvons obtenir plusieurs solutions ayant des valeurs différentes pour chacun des critères, mais qui aboutissent à la même valeur finale de la fonction objectif. La limite d'un algorithme d'optimisation mono-objectif pour la résolution d'un problème à plusieurs critères est qu'une seule solution peut être trouvée pour chaque optimisation et que les résultats peuvent être différents d'une optimisation à une autre. En outre, ce résultat est influencé par le poids des critères dans la fonction objectif. Ainsi, une zone limitée de l'espace des objectifs est explorée à l'aide de cette technique, comme nous l'avons constaté par les différentes optimisations réalisées précédemment. L'avantage d'un algorithme multi-objectif est que le résultat final fourni, est l'ensemble de ces solutions constituant le front de Pareto du problème. Un exemple de front de Pareto obtenu par optimisation multi-objectif pour des câbles MT à sections variables est montré sur la figure 3.29.

Nous voyons bien qu'une plus large zone de l'espace de solutions est explorée avec cette approche d'optimisation multi-objectif. Les seuls points en vert au-dessous du front de Pareto sont obtenus en fixant les sections des câbles MT (figure 3.21) et donc pour un scénario différent de celui de l'optimisation multi-objectif. Ce front de Pareto couvre tout le nuage de points obtenu par l'optimisation mono-objectif en utilisant la fonction objectif  $F_3$ . Néanmoins, plusieurs solutions obtenues par optimisations mono-objectif en minimisant le coût d'investissement total ( $F_1$ ) et en considérant la fonction objectif LPC ( $F_2$ ), ne sont pas retrouvées par cette approche d'optimisation multi-objectif.



**Figure 3.29.** Comparaison des résultats obtenus par les optimisations mono-objectif et multi-objectif pour les trois options de dimensionnement des câbles MT.

Par conséquent, d'autres améliorations sont nécessaires pour élargir d'autant plus le front de Pareto à cause de la complexité du problème traité en termes du nombre de solutions possibles.

### 3.6.4 Comparaison des résultats des optimisations au raccordement de référence

Afin de comparer les résultats des optimisations au schéma électrique de référence (figure 3.14), dont les détails sont présentés dans le tableau 3.3, nous avons réévalué les performances de toutes ces configurations à l'aide de l'algorithme de load flow pour affiner les valeurs de pertes et des contraintes. Les mêmes options de dimensionnement des câbles MT discutées dans ce chapitre ont été appliquées pour le schéma électrique de référence (parc du *banc de Guérande*) par manque d'information sur les sections des câbles MT envisagées pour ce parc. Les résultats obtenus sont présentés dans la figure 3.30.

D'après les figures 3.30.b et 3.30.c, certaines configurations sont plus efficaces en termes du *LPC* mais leurs coûts (investissement et coût des pertes) sont plus importants, et inversement. Nous remarquons sur la figure 3.30.a que le *LPC* est plus sensible au coût d'investissement qu'aux pertes de puissance car l'architecture (c) obtenue par minimisation du *LPC* est positionnée à l'extrémité du front de Pareto. A l'inverse, les configurations (d), (e) et (f) sont plus proches du milieu du Pareto et donc la fonction objectif  $F_3$  (somme du coût d'investissement et du coût des pertes) est le meilleur compromis entre les deux critères.

Enfin, nous pouvons conclure que tous les résultats des optimisations mono-objectif pour différentes fonctions objectifs ainsi que les résultats de l'optimisation multi-objectif, sont meilleurs que le réseau électrique de référence en termes des pertes de puissance et d'investissement total et cela quel que soit le dimensionnement des câbles MT.

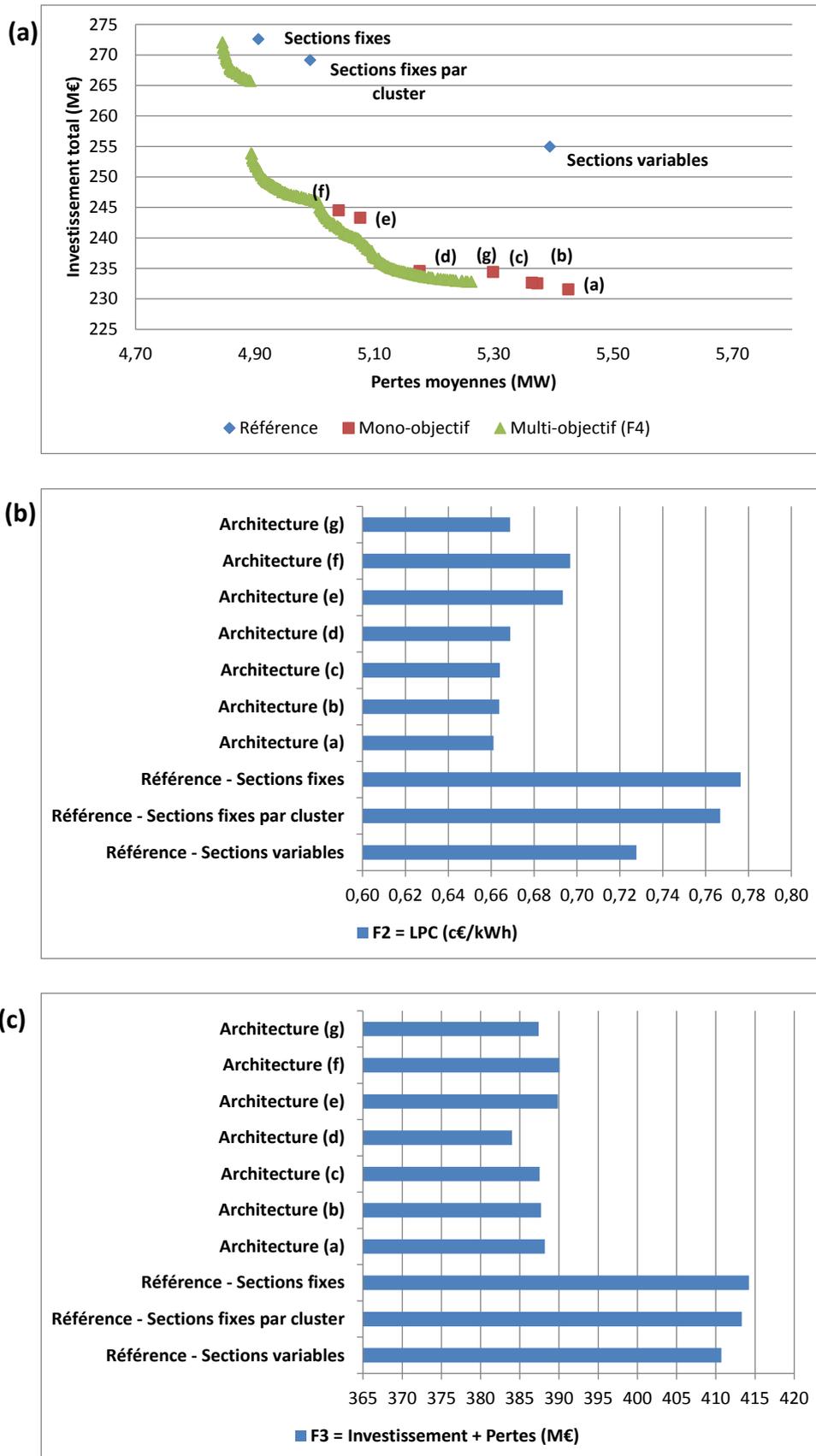
**Tableau 3.3.** Les détails des résultats des optimisations mono-objectif pour différents scénario et du schéma électrique de référence.

	Paramètres	Architecture (a)	Architecture (b)	Architecture (c)	Architecture (d)	Architecture (e)	Architecture (f)	Architecture (g)	Référence Sections variables
Architectures	Transformateurs des SSEOs [MVA]	{ 250 , 250 }	{ 250 , 250 }	{ 250 , 250 }	{ 250 , 250 }	{ 250 , 250 }	{ 250 , 250 }	{ 250 , 250 }	630
	Départs de câbles MT des SSEOs	{ 7 , 6 }	{ 7 , 6 }	{ 7 , 7 }	{ 7 , 7 }	{ 9 , 9 }	{ 10 , 11 }	{ 7 , 7 }	14
	Nombre d'éoliennes par cluster	de 3 à 7	de 4 à 7	de 4 à 7	de 2 à 7	de 2 à 6	de 2 à 4	de 4 à 7	de 4 à 7
	Type de groupement d'éoliennes	chaîne et mixte chaîne / étoile	chaîne et mixte chaîne / étoile	chaîne et mixte chaîne / étoile	chaîne				
	Longueur totale des câbles MT [km]	83.40	86.11	85.40	88.26	88.93	96.52	87.55	100.31
	Longueur totale des câbles HT [km]	84.92	84.85	85.38	86.27	86.07	85.80	85.52	86.71
	Sections des câbles MT [mm <sup>2</sup> ]	120, 240, 300, 500, 800	240	120, 240, 300, 500, 800	120, 240, 300, 500				
	Nombre de câbles MT par section	52, 6, 8, 7, 7	55, 6, 5, 8, 6	51, 10, 8, 8, 3	57, 6, 7, 4, 6	8, 20, 40, 12	80	56, 8, 7, 6, 3	42, 14, 14, 10
	Sections des câbles HT [mm <sup>2</sup> ]	800	800	800	800	800	800	800	800
	Nombre de câbles HT par section	2	2	2	2	2	2	2	2
Coûts	Coût des câbles MT [M€ - %]	45.56 (19.68 %)	46.65 (20.06 %)	45.55 (19.58 %)	46.35 (19.76 %)	53.14 (21.84 %)	53.06 (21.7 %)	47.12 (20.10 %)	56.47 (22.15 %)
	Coût des câbles HT [M€ - %]	97.64 (42.16 %)	97.55 (41.94 %)	98.15 (42.19 %)	99.19 (42.28 %)	98.95 (40.67 %)	98.64 (40.34 %)	98.32 (41.94 %)	99.69 (39.10 %)
	Coût des transformateurs [M€ - %]	6.33 (2.73 %)	6,33 (2.72 %)	6.33 (2.72 %)	6.33 (2.7 %)	6.33 (2.6 %)	6.33 (2.59 %)	6.33 (2.7 %)	6.34 (2.48 %)
	Coût des plateformes [M€ - %]	62.51 (27 %)	62.51 (26.88 %)	62.51 (26.87 %)	62.51 (26.65 %)	62.51 (25.69 %)	62.51 (25.57 %)	62.51 (26.67 %)	73.88 (28.98 %)
	Coût des cellules MT [M€ - %]	7.10 (3.07 %)	7.10 (3.05 %)	7.65 (3.29 %)	7.65 (3.26 %)	9.84 (4.04 %)	11.48 (4.69 %)	7.65 (3.26 %)	7.65 (3.0 %)
	Coût des cellules HT [M€ - %]	2.45 (1.06 %)	2.45 (1.05 %)	2.45 (1.05 %)	2.45 (1.04 %)	2.45 (1.01 %)	2.45 (1.0 %)	2.45 (1.04 %)	2.45 (0.96 %)
	Coût des compensations [M€]	9.98 (4.31 %)*	9.97 (4.29 %)	10.02 (4.31 %)	10.10 (4.3 %)	10.08 (4.14 %)	10.06 (4.11 %)	10.03 (4.28 %)	8.48 (3.33 %)
Technique	Compensation aux SSEOs [MVar]***	{ -52.47 / +0 } , { -46.82 / +0 }	{ -46.76 / +0 } , { -52.43 / +0 }	{ -48.11 / +0 } , { -51.77 / +0 }	{ -47.93 / +0 } , { -53.11 / +0 }	{ -53.33 / +0 } , { -47.44 / +0 }	{ -52.64 / +0 } , { -47.8 / +0 }	{ -47.25 / +0 } , { -52.81 / +0 }	{ -99.22 / +0 }
	Compensation au PDL [MVar] ***	{ -114.44 / +0 }	{ -114.30 / +0 }	{ -114.92 / +0 }	{ -116.2 / +0 }	{ -116.72 / +0 }	{ -115.9 / +0 }	{ -114.83 / +0 }	{ -116.85 / +0 }
	Différence de tension max [%] **	3.50	3.21	3.39	2.94	2.71	2.84	3.01	4.15
	Production d'énergie [GWh/an] *	1752.83	1753.31	1753.39	1755.12	1756.03	1756.34	1754.00	1749.11
Critères	Investissement $F_1 = C_{invest}$ (sans compensation) [M€]	221.59	222.60	222,64 *	224.48 *	233.21 *	234.47 *	224.38	246.48
	Investissement total $F_1 = C_{invest}$ [M€]	231.57 *	232.57 *	232,66 *	234.58 *	243.30 *	244.53 *	234.41	254.96
	LPC : $F_2$ [c€/kWh]	0.6606 *	0.6632 *	0,6635	0.6683 *	0.6928 *	0.6961 *	0.6682	0.7288
	$F_3 = C_{invest} + C_{pertes}$ [MW]	383.44 *	382.78 *	382,59 *	378.52	384.10	384.22	382.25	419.76
	Pertes moyennes $P_{moy,pertes}$ [MW]	5.26 *	5.20 *	5,19	4.99	4.88	4.84	5.12	5.71

\* Évalué à la fin de l'optimisation

\*\* Vérifié dans la solution finale de l'optimisation par un calcul de load flow

\*\*\* Equipements de compensation : (-) par bobines ou (+) par condensateurs



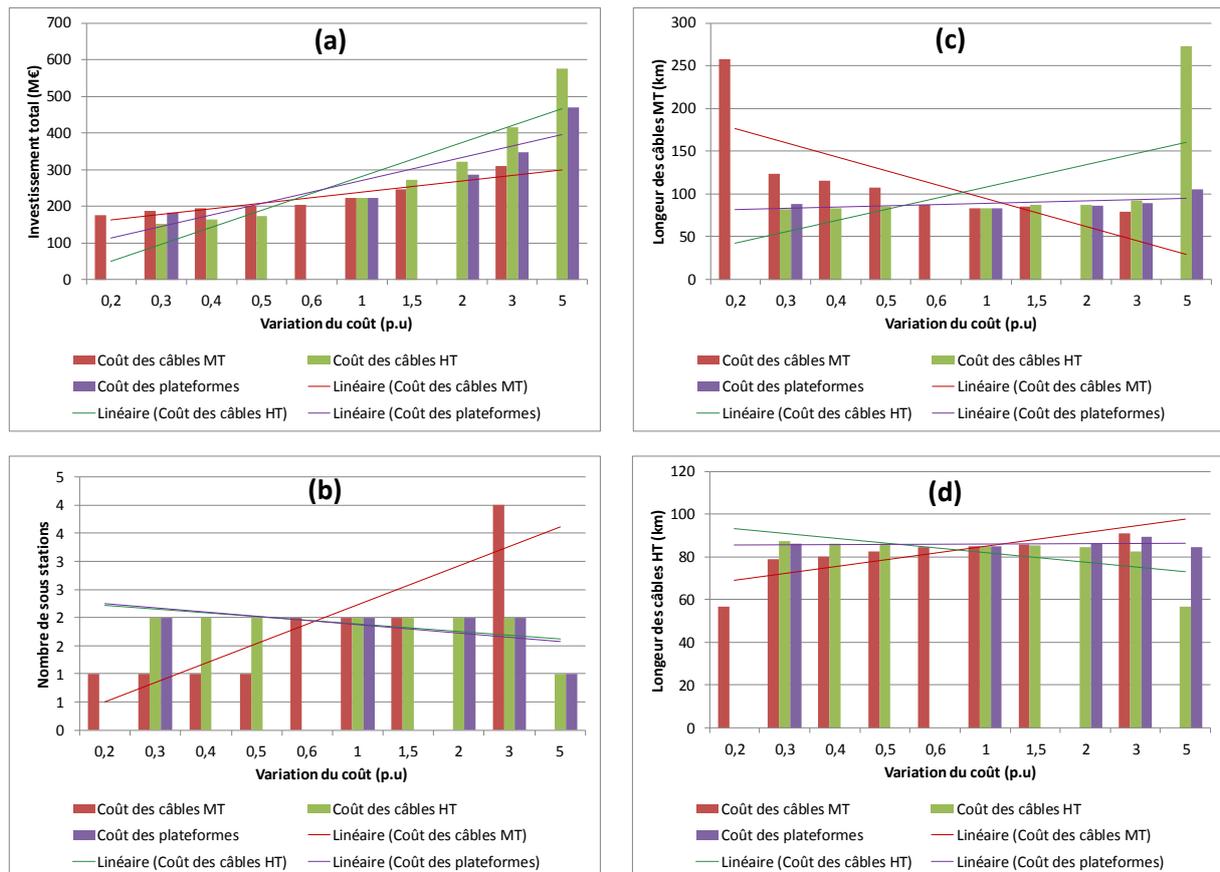
**Figure 3.30.** Comparaison des performances des configurations obtenues par les différentes optimisations et le schéma de référence, (a) espace des objectifs, (b) LPC ( $F_2$ ), (c) somme des coûts d'investissement et des pertes de puissance ( $F_3$ ).

### 3.7 Etude de sensibilité

Comme mentionné dans le chapitre 2, il est difficile d’obtenir des données d’entrées fiables pour l’optimisation. Par conséquent, nous proposons dans cette partie d’étudier la sensibilité des valeurs des coûts des trois composants les plus importants : câble MT, câble HT et plateforme de la SSEO, en considérant le parc du « *Banc de Guérande* ». Les effets des pertes de puissance et de la compensation ont été déjà étudiés précédemment à travers les différentes fonctions objectifs utilisées. Un autre exemple d’optimisation sur le parc de « *Greater Gabbard* » est présenté, dans le but d’analyser l’influence de la taille du parc.

#### 3.7.1 Influence des coûts des câbles et des plateformes offshore

Chaque courbe de coût d’un composant en fonction de sa puissance (cf. chapitre 2) sera multipliée par plusieurs facteurs. D’autres niveaux de puissance des transformateurs des SSEOs (80, 360, 500 et 600 MVA) ont été ajoutés au vecteur initial  $A_{T,puissance}$  (section 3.3.4) qui peuvent être obtenus par la mise en parallèle de 2 transformateurs. Plusieurs essais d’optimisation mono-objectif ont été réalisés en utilisant la fonction objectif  $F_1$  (sans tenir compte de la compensation) et quelques résultats obtenus sont présentés sur la figure 3.31.



**Figure 3.31.** Résultats de l’étude de sensibilité des coûts des câbles MT, câbles HT et plateformes offshore : (a) investissement total (M€), (b) nombre de sous stations offshore, (c) longueur des câbles MT (km), (d) longueur des câbles HT (km).

Ces résultats sont comparés à l'architecture (a) de la figure 3.16, considérée comme la référence (coût = 1 p.u). Nous déduisons d'après les courbes des tendances présentées sur la figure 3.31, que pour ce parc, à la fois le nombre de sous stations offshore ainsi que longueurs des câbles MT et HT sont sensibles premièrement au coût des câbles MT et ensuite au coût des câbles HT. Le coût de la plateforme offshore a peu d'influence sur ces trois paramètres.

Le coût d'investissement total quant à lui est sensible aux coûts des trois composants, mais il est plus influencé par les coûts des câbles HT et des plateformes des sous stations électriques offshore.

### 3.7.2 Sensibilité par rapport à la taille du parc éolien offshore

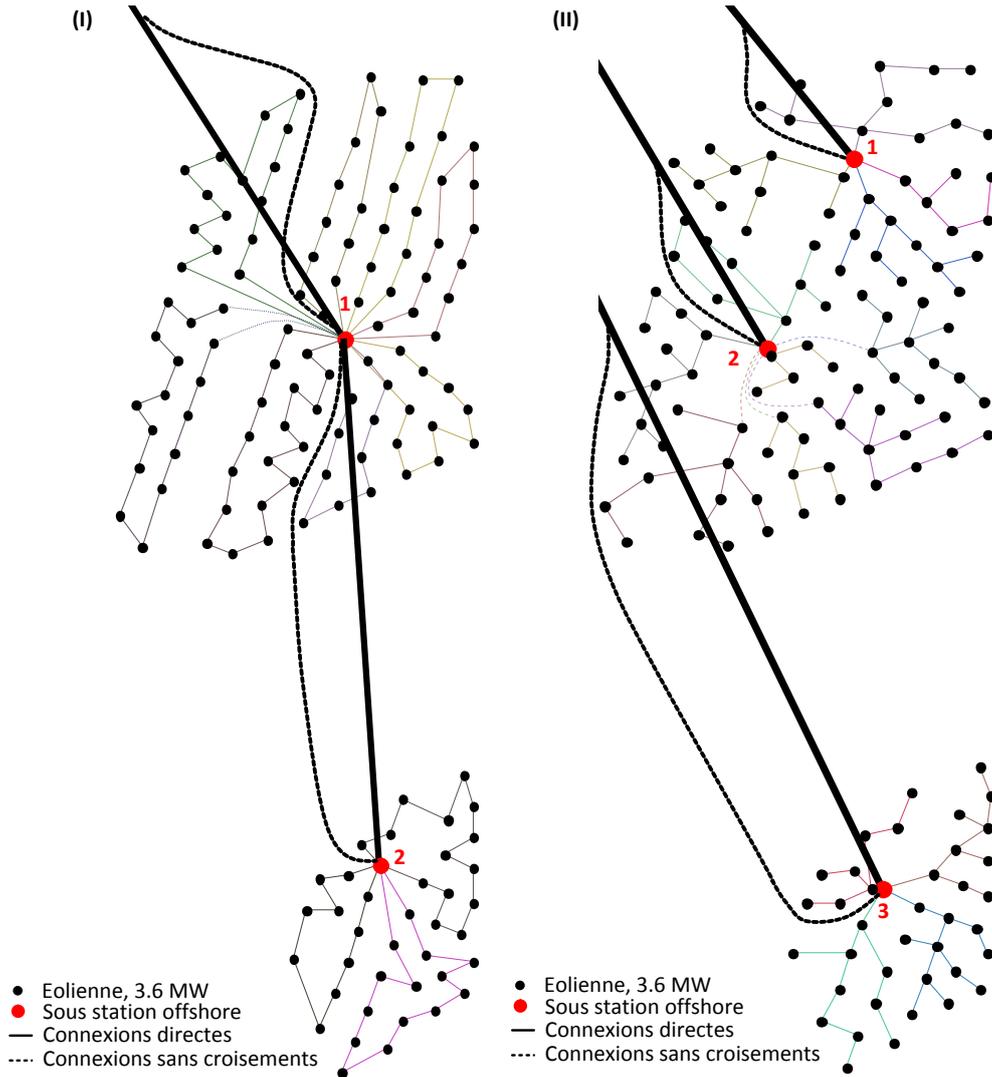
L'objectif ici est de voir l'effet de la taille du parc sur les résultats obtenus précédemment. En effet, ce deuxième parc d'une puissance totale proche du premier (504 MW), comporte un nombre plus important d'éoliennes d'une puissance plus faible (140 x 3.6 MW) réparties sur une surface plus large d'environ 147 km<sup>2</sup> [56], contre 78 km<sup>2</sup> pour le parc de *Banc de Guérande* [16]. La configuration de référence est montrée sur la figure 3.32.I.

Le point de raccordement à terre a été placé à environ 40 km de la sous station n°1 de la figure 3.32.I. Plusieurs essais d'optimisation mono-objectif ont été réalisés sur ce parc en utilisant les paramètres présentés dans le tableau 3.2. Une des architectures obtenues est illustrée sur la figure 3.32.II. Il faut noter que l'optimisation a été réalisé en radiale. Ainsi, les résultats d'optimisation ont été réévalués par un calcul de load flow afin de les comparer à ceux de l'architecture de référence dont la configuration est bouclée. Les différents résultats obtenus sont présentés dans le tableau 3.4.

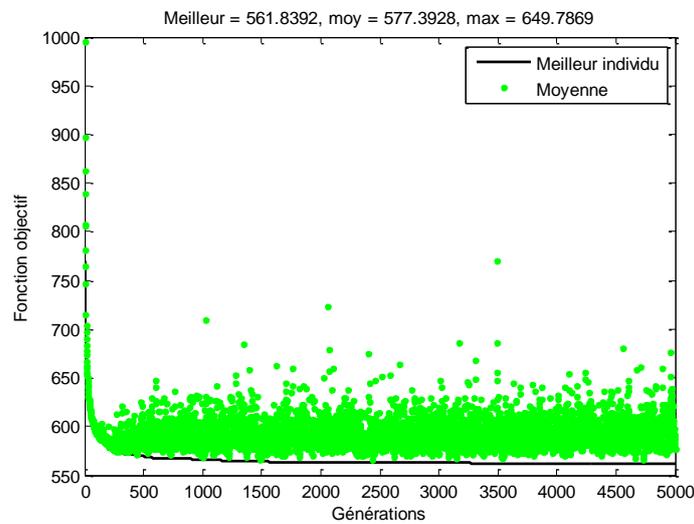
Nous remarquons premièrement que les résultats des deux méthodes présentées dans le chapitre 2 pour l'évaluation des pertes de puissance, à savoir : le calcul d'écoulement de puissance et la modèle analytique simplifié, sont proches avec un écart d'environ 3.8 %.

Comme nous pouvons le constater, la configuration du réseau électrique obtenue par optimisation diffère de celle adoptée actuellement dans le raccordement du réseau interne MT car tous les clusters d'éoliennes ont des raccordements de type mixte chaine/étoile, les sections des câbles qui varient entre 120 et 800 mm<sup>2</sup>, le nombre de sous stations offshore égale à 3 SSEOs au lieu de 2 ainsi que dans leurs puissances et positionnements et enfin dans le raccordement HT réalisé par 4 câbles de sections : 500 (2 câbles), 800 et 630 mm<sup>2</sup> au lieu de 4 câbles de 800 mm<sup>2</sup>.

Nous remarquons qu'un gain d'environ 7.5 M€ (2.2 %) est réalisé sur l'investissement total. En outre, les pertes de puissance moyennes ont été diminuées de 1.05 MW (11.1 %), sachant que les pertes du réseau de référence ont été évaluées en considérant la configuration maillée. Cela n'est pratiquement pas réel car les parcs actuels ont des architectures radiales en fonctionnement normale (redondances ouvertes).



**Figure 3.32.** Raccordements électriques pour *Greater Gabbard* – 504 MW : (I) architecture actuelle (référence) [56], (II) résultat d’optimisation mono-objectif pour des câbles MT à sections variables - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{pertes}$ ).



**Figure 3.33.** Evaluation de la fonction objectif  $F_3 = C_{invest} + C_{pertes}$  à chaque génération.

**Tableau 3.4.** Comparaison technico-économique des deux architectures pour le parc éolien *Greater Gabbard* (les résultats d'optimisation sont réévalués par un calcul de load flow).

	Paramètres	Architecture actuelle (I)	Résultats d'optimisation (II)
Architectures	Transformateurs des SSEOs [MVA]	{ 400 , 150 } *	{ 150 , 250 , 150 }
	Départs de câbles MT des SSEOs	{ 16 , 6 }	{ 4 , 6 , 4 }
	Nombre d'éoliennes par cluster	de 10 à 18	de 6 à 12
	Type de groupement d'éoliennes	Bouclé	Mixte chaîne/étoile
	Longueur totale des câbles MT [km]	183.00	149.33
	Longueur totale des câbles HT [km]	131.51	164.81
	Sections des câbles MT [mm <sup>2</sup> ]	240	120, 185, 240, 300, 400, 500, 630, 800
	Nombre de câbles MT par section	151	114 , 4 , 4 , 3 , 3 , 5 , 6 , 1
	Sections des câbles HT [mm <sup>2</sup> ]	800	500 , 630 , 800
Nombre de câbles HT par section	4	2 , 1 , 1	
Coûts	Coût des câbles MT [M€ - %]	100.60 (29.87 %)	75.75 (23.00 %)
	Coût des câbles HT [M€ - %]	135.93 (40.36 %)	152.50 (46.31 %)
	Coût des transformateurs [M€ - %]	6.66 (1.98 %)	7.47 (2.27 %)
	Coût des plateformes [M€ - %]	68.12 (20.23 %)	71.34 (21.66 %)
	Coût des cellules MT [M€ - %]	12.02 (3.57 %)	7.65 (2.32 %)
	Coût des cellules HT [M€ - %]	4.90 (1.45 %)	4.90 (1.49 %)
	Coût des compensations [M€]	8.58 (2.55 %)	9.70 (2.95 %)
Technique	Compensation aux SSEOs [MVar] **	{-74.52/+0} , {-5.77/+7.55}	{-17.2/+0} , {-36.72/+0} , {-29.94/+0}
	Compensation au PDL [MVar] **	{-82.95/+0}	{-102.4/+0}
	Différence de tension max [%]	5.64	4.62
	Production d'énergie [GWh/an]	1958.87	1967.62 (1970.27 ***)
Critères	<b>Investissement total <math>F_1 = C_{invest}</math> [M€]</b>	<b>336.81</b>	<b>329.32</b>
	$LPC : F_2$ [c€/kWh]	0.8597	0.8368 (0.8357 ***)
	Coût total $F_3 = C_{invest} + C_{pertes}$ [MW]	608.88	571.03 (561.84 ***)
	<b>Pertes moyennes <math>P_{moy,pertes}</math> [MW]</b>	<b>9.42</b>	<b>8.37 (8.05 ***)</b>

\* Fixé par hypothèse pour éviter le surdimensionnement

\*\* Equipements de compensation : (-) inductances ou (+) condensateurs

\*\*\* Résultat d'optimisation en évaluant les pertes par la modèle analytique simplifié (sans calcul de load flow)

En comparant ces résultats à ceux du parc de *Banc de Guérande* résumés dans le tableau 3.3, nous pouvons constater une augmentation dans ce deuxième parc éolien du nombre de sous stations offshore (3 au lieu de 2), du nombre d'éoliennes par cluster (vue que la puissance des éoliennes est plus faible) et du nombre de câble HT. En termes de coût, le premier point important est la part des câbles MT et HT dans ce deuxième parc qui représente 70 % de l'investissement total contre 61 % pour le parc de *Banc de Guérande*. Le pourcentage du coût de la structure de la plateforme offshore dans le coût total a diminué de 25.6-29 % jusqu'à 20.2-21.6 % dans le deuxième parc. La part de la compensation a également baissé de 3.3-4.3 % à 2.6-3 %. Par contre, les variations des coûts des transformateurs et des protections MT et HT sont peu significantes car les puissances des transformateurs et le nombre de départs de câbles sont proches dans les deux cas.

Enfin, en termes de pertes de puissance dans le réseau, celles-ci sont plus conséquentes (presque le double) dans le deuxième parc, dû à l'augmentation significative de longueur totale des câbles sous-marins.

### 3.8 Conclusion

L'approche d'optimisation par l'AG et l'algorithme de Prim proposée dans ce chapitre est basée sur une technique de codage simple, qui consiste à représenter chaque topologie de connexion du réseau électrique en une chaîne binaire. Cette représentation est avantageuse vu que, d'une part un AG simple (simplicité des opérateurs) peut être utilisé pour résoudre le problème d'optimisation. D'autre part, elle permet de combiner à la fois les deux problèmes d'optimisation suivants : le raccordement électrique du réseau (MT et HT) et le positionnement des sous stations électriques offshore.

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à l'étude des schémas électriques de forme radiale. Les câbles MT utilisés pour le raccordement des éoliennes peuvent être soit à sections variables, soit à sections fixes par cluster ou à sections fixes pour tout le réseau interne MT. Nous avons étudié deux techniques d'optimisation différentes : mono-objectif et multi-objectif. Dans le cas mono-objectif, trois fonctions objectifs ont été utilisées. La première est uni-critère, où seul le coût d'investissement total ( $F_1=C_{invest}$ ) est considéré. Les deux autres sont des fonctions à deux critères (investissement et pertes) : le LPC ( $F_2$ ) et la somme des coûts des pertes moyennes et d'investissement total ( $F_3=C_{invest}+C_{pertes}$ ). Dans l'optimisation multi-objectif, les deux critères sont traités séparément ( $F_4=\{C_{invest}, P_{moy,pertes}\}$ ). Cette démarche d'optimisation est testée sur deux parcs éoliens offshore réels. Le premier est le parc du *Banc de Guérande* d'une puissance de 480 MW (80 éoliennes de 6 MW) qui sera construit en France et le deuxième est le parc de *Greater Gabbard* (504 MW), construit en Royaume-Uni, et comporte un nombre plus important d'éoliennes (140 x 3.6 MW).

La robustesse de cette procédure d'optimisation est validée d'une part par la mesure de l'écart type et de l'étendue des résultats de plusieurs essais d'optimisation obtenus en utilisant les différentes fonctions objectifs sur le premier parc de 80 éoliennes et d'autre part, par les comparaisons entre les raccordements obtenus par optimisation et ceux planifiés pour les deux parcs étudiés.

D'après les résultats des optimisations réalisées sur le parc du *Banc de Guérande*, nous constatons premièrement que la considération ou non du coût des équipements de compensation dans la première fonction objectif  $F_1$  (le coût d'investissement total) a peu d'influence sur l'architecture finale. La raison est que la compensation est influencée par les longueurs et les sections des câbles, les positions des sous stations ainsi que le dimensionnement des transformateurs qui sont inclus dans cette fonction objectif. Donc, même si le coût des compensations n'est pas considéré dans l'optimisation, sa taille est indirectement liée aux paramètres cités. En outre, la valeur nominale des équipements de compensation est quasi-identique dans les architectures obtenues par les différentes fonctions objectifs.

Le raccordement de type mixte chaîne/étoile est celui qui ressort le plus dans les architectures optimisées car il représente le meilleur compromis entre la longueur totale et

les sections des câbles MT utilisés dans les clusters des éoliennes. De plus, ce type de raccordement est d'autant plus efficace en termes de coût et de pertes lorsque le nombre d'éoliennes par cluster est important.

En comparant les trois types de dimensionnement des câbles MT, nous remarquons que le nombre de clusters d'éoliennes est plus important dans le cas où les câbles MT sont à sections fixes dans tout le parc ou dans les clusters comparé au cas où ces sections sont variables. Car dans ce dernier cas, le nombre d'éoliennes dans les clusters est plus important. La variation des sections des câbles dans les clusters permet de réduire significativement le coût d'investissement à l'inverse des pertes de puissance.

L'optimisation par l'AG et l'algorithme de Prim modifié (voir le tableau 3.1) est beaucoup plus sensible à la longueur des câbles. Car, dans l'architecture optimale trouvée la longueur totale des câbles MT et HT sont plus faibles. Mais, le coût des câbles MT, l'investissement total et les pertes de puissance sont plus important par rapport l'architecture obtenus par l'AG et l'algorithme de Prim de base en utilisant la même fonction objectif. Cette comparaison nous renseigne que les sections sont aussi importantes que la longueur des câbles et un schéma de raccordement ayant un minimum de longueur de câbles n'est pas forcément optimal sur d'autres critères tels que les pertes ou le coût de l'investissement.

En comparant les différentes fonctions objectifs nous constatons que le *LPC* ( $F_2$ ) est plus sensibles au coût d'investissement qu'aux pertes de puissance car les points obtenus sont proches de ceux de la première fonction objectif ( $F_1 = C_{invest}$ ). A l'inverse, les configurations obtenues en utilisant la fonction objectif  $F_3$  (somme des coûts d'investissement et de pertes moyennes) sont plus proches du milieu du front *Pareto* et donc la fonction objectif  $F_3$  représente le meilleur compromis entre les deux critères. Ainsi, les architectures sont sensibles au choix de la fonction objectif et également aux poids des critères, et leurs performances peuvent être contradictoires. C'est-à-dire qu'une solution ayant par exemple un minimum de *LPC* ( $F_2$ ) n'est pas forcément optimale en termes de la somme des coûts d'investissement et de pertes moyennes ( $F_3$ ). En outre, comme nous l'avons constaté par les différentes optimisations réalisées, une zone limitée de l'espace des objectifs est explorée par les optimisations mono-objectif, à l'inverse d'une optimisation multi-objectif qui offre beaucoup plus d'alternatives. Cependant, vu la complexité du problème, une amélioration est nécessaire pour l'élargissement du front de Pareto.

Dans le parc de *Greater Gabbard*, nous constatons une augmentation du nombre de sous stations offshore (3 au lieu de 2), du nombre d'éoliennes par cluster (dû au fait que la puissance des éoliennes est plus faibles) et du nombre de câble HT. En termes de coût, un des points important constaté est la part des câbles MT et HT dans ce parc qui représente 70 % de l'investissement total contre 61 % pour le parc de *Banc de Guérande*. Par conséquent, l'optimisation de la topologie de raccordement par câbles devient de plus en plus intéressante pour les parcs ayant un nombre important d'éoliennes. Nous notons que dans les topologies de raccordement obtenues par optimisation, le coût du système de transport (câbles HT, cellules HT, transformateurs MT/HT, équipements de compensation et plates-

formes) représente environ 74-78 % de l'investissement total. Par ailleurs, le coût du réseau interne MT (câbles et cellules MT) contribue à hauteur de 22-26 % dans le coût d'investissement global pour les deux parcs éoliens offshore étudiés.

Enfin, nous pouvons conclure que tous les résultats des optimisations mono-objectif par les différentes fonctions objectifs ainsi que les résultats de l'optimisation multi-objectif, sont meilleurs que les réseaux électriques de références des deux parcs étudiés en termes des pertes de puissance moyennes et d'investissement total et cela quel que soit le dimensionnement des câbles MT. En utilisant cette méthode, nous sommes en mesure d'évaluer des architectures optimales des réseaux en alternatif sur des critères donnés tout en respectant des contraintes techniques liées au bon fonctionnement de ces réseaux. Un autre point important pour les installations électriques offshore est la fiabilité sur laquelle nous nous concentrerons dans le chapitre suivant.

## **4 FIABILITE DU RESEAU ELECTRIQUE D'UN PARC EOLIEN OFFSHORE**

## 4.1 Introduction

La tendance actuelle est de réaliser des parcs éoliens offshore de grandes capacités de production, constitués d'un nombre important d'éoliennes de fortes puissances de l'ordre de 6 à 10 MW. Par conséquent, il devient nécessaire de prendre en compte le critère de fiabilité lors du dimensionnement des réseaux électriques de ces systèmes de production. La première raison est que les puissances mises en jeu dans le cas d'un défaut d'un composant des parcs éoliens actuels sont de plus en plus importantes. Ces puissances perdues durant un temps de réparation ou de maintenance causent un creux de production d'énergie (*EENS*) et donc une perte de revenus assez conséquente pour l'exploitant du parc. En outre, l'augmentation de la taille des parcs éoliens offshore et leur éloignement par rapport au réseau à terre nécessitent de plus grandes longueurs de câbles électriques sous-marins. Cela implique une augmentation significative du taux de panne ( $\lambda$ ), sachant qu'il est proportionnel à la longueur du câble.

D'autre part, le taux de panne, ainsi que le coût de maintenance sont beaucoup plus élevés en offshore que ceux à terre [110]. Une défaillance d'un composant du réseau électrique en mer peut entraîner un temps d'arrêt pour réparation (*MTTR*) assez long de tout le sous-système connecté en amont de ce composant, en raison de l'inaccessibilité au site dans des conditions météorologiques difficiles. De plus, l'intervention par bateau et parfois même par hélicoptère pour la réparation de ce composant est extrêmement coûteuse [2] [111].

La conception du réseau interne MT et du système de transport HT d'un parc éolien, à savoir le choix de la topologie de raccordement et le choix des composants, est un compromis entre les performances techniques et économiques [112]. L'évaluation du facteur de disponibilité (*EAF*) et le nombre d'heures de défaillance annuelle (*AOH*) du parc éolien offshore au stade de la planification du projet sont nécessaires à la fois pour les investisseurs et les opérateurs des réseaux électriques [110]. L'étude de fiabilité fournit des résultats qui peuvent être utilisés pour identifier les points critiques du réseau électrique. Une meilleure connaissance de ces points faibles au cours de la phase de conception facilite la prise de décision pour un investissement supplémentaire. Cette action permet de réduire le taux d'interruption du système ainsi que les coûts de maintenance au cours de la durée d'exploitation [2].

Pour ces raisons, nous nous intéressons dans ce chapitre à l'estimation des différents indices de fiabilité (*EENS*, *EAF*, *AOH*...) des systèmes électriques des parcs éoliens offshore. Le premier objectif est de proposer un algorithme d'évaluation de la fiabilité du réseau électrique composite (système de production et de transport) en tenant compte des caractéristiques des composants ( $\lambda$ , *MTTR*) et de la topologie de raccordement électrique. Le deuxième objectif est d'étudier les influences des caractéristiques de fiabilité des composants et de la topologie de raccordement électrique, c'est à dire radiale ou maillée

avec différents emplacements des redondances, sur les indices de fiabilité du système électrique composite du PEO. Différentes topologies du réseau électrique sont évaluées en termes de fiabilité et d'investissement dans le but de comparer leurs performances et de dégager la corrélation entre ces deux critères.

Ce chapitre est organisé en 8 sections. Dans la section 4.2, nous exposerons les fondements de la fiabilité. La section 4.3 présente un état de l'art des travaux de recherches réalisés sur la fiabilité des systèmes électriques. Ensuite, dans la section 4.4, nous détaillerons les deux approches proposées pour l'évaluation des indices de fiabilité d'un parc éolien offshore : la méthode de réduction des réseaux et la méthode d'espace des états (processus de Markov). La comparaison de ces approches est présentée dans la section 4.5. Une étude technico-économique sur des configurations radiales et bouclées est présentée dans la section 4.6. Enfin, l'optimisation par algorithme génétique de l'emplacement des redondances dans le réseau MT d'un parc éolien offshore est développée dans la section 4.7. Les conclusions de ce chapitre sont résumées dans la section 4.8.

## 4.2 Théorie de base de la fiabilité

Dans cette partie, on donnera les définitions issues de la littérature des paramètres de fiabilité utilisés par la suite ainsi que les équations de bases de calcul de fiabilité des systèmes [113]-[119].

### 4.2.1 Définitions des paramètres de fiabilité

#### 4.2.1.1 Le système

Un système est un ensemble de composants caractérisé par un ou plusieurs objectifs ou fonctions à réaliser et par une architecture décrivant l'interaction entre ces composants. Les composants exécutent des fonctions différentes et participent à la réalisation des missions globales du système. Dans le cas d'un parc éolien offshore, le système est le réseau électrique du parc pouvant avoir plusieurs fonctions : le transport d'électricité, la continuité de service, la qualité de l'énergie produite. Les composants de ce système sont : les générateurs, les protections (disjoncteur, interrupteur, sectionneur...), les câbles de transport MT et HT, les transformateurs MT/HT et les convertisseurs des plateformes offshore, les équipements de compensation du réactif. Chaque réseau d'un parc éolien est caractérisé par une topologie de raccordement entre ces différents composants.

#### 4.2.1.2 La fiabilité

La fiabilité (*Reliability* en anglais) est « l'aptitude d'une entité à accomplir les fonctions requises dans des conditions données pendant une durée donnée ». En mathématiques, La fiabilité  $R_f(t)$  est mesurée par la probabilité de fonctionnement du dispositif entre « 0 » et  $t$ , sachant qu'il fonctionnait à l'instant « 0 ». L'inverse de la fiabilité « dé-fiabilité » (*Unreliability* en anglais) noté  $F_f(t)$  est défini comme la probabilité que le système soit défaillant entre « 0 » et  $t$  :  $F_f(t) = 1 - R_f(t)$ .

$$R_f(t) = \text{Probabilité (Système fonctionne pendant l'intervalle } [0, t])$$

$$F_f(t) = \text{Probabilité (Système défaillant dans l'intervalle } [0, t])$$

#### 4.2.1.3 La disponibilité $A(t)$ et l'indisponibilité $U_f(t)$

La disponibilité (*Availability* en anglais) est « l'aptitude d'une entité à accomplir les fonctions requises dans des conditions données et à un instant donné ». Ainsi, la disponibilité  $A(t)$  est la probabilité qu'un système fonctionne à l'instant  $t$ . Inversement, l'indisponibilité (*Unavailability* en anglais)  $U_f(t)$  est la probabilité qu'un système soit défaillant à l'instant  $t$  :  $U_f(t) = 1 - A(t)$ .

$$A(t) = \text{Probabilité (Système fonctionnant à l'instant } t)$$

$$U_f(t) = \text{Probabilité (Système défaillant à l'instant } t)$$

Les composants d'un système peuvent être réparables ou non. Dans le cas d'un composant non réparable, la disponibilité et la fiabilité se confondent :  $A(t) = R_f(t)$ . Dans le cas contraire, la disponibilité est supérieure ou égale à la fiabilité :  $A(t) \geq R_f(t)$ , car à chaque panne, une action de maintenance est entreprise pour remettre le système en état de fonctionnement.

#### 4.2.1.4 La maintenabilité $M(t)$

La maintenabilité (*Maintainability* en anglais)  $M(t)$  est : « l'aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie dans un état dans lequel elle peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est réalisée dans des conditions données avec des procédures et des moyens prescrits ». Par analogie à la fiabilité, la maintenabilité est la probabilité qu'une entité soit réparée entre « 0 » et  $t$ , sachant qu'elle était en panne à l'instant « 0 ».

$$M(t) = \text{Probabilité (Système réparé pendant l'intervalle } [0, t])$$

#### 4.2.2 Equations de bases de la fiabilité

Une autre définition de la fiabilité  $R_f(t)$  d'un système, exprimée par l'équation (4.1), est la probabilité que la durée de vie  $T$  du système soit supérieure à  $t$ , qui signifie que la première défaillance ne soit pas dans l'intervalle  $[0, t]$ . La durée de vie  $T$  est une variable aléatoire qui représente le temps écoulé entre la mise en service d'une entité et la première défaillance observée. L'inverse de la fiabilité (*dé-fiabilité*), la fonction  $F_f(t)$ , représente la fonction de répartition de la variable aléatoire  $T$  définie par (4.2).

$$R_f(t) = \text{Pr}(T > t) \quad (4.1)$$

$$F_f(t) = 1 - R_f(t) = 1 - \text{Pr}(T \geq t) \quad (4.2)$$

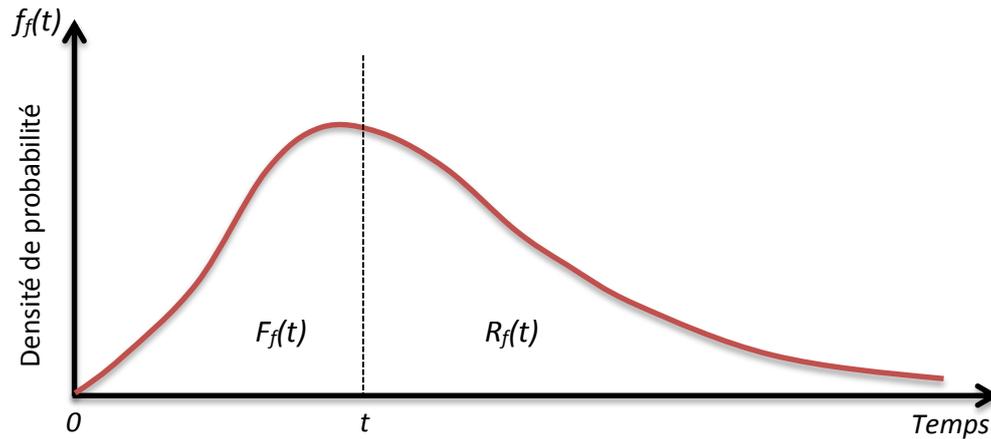
La fonction de densité de probabilité ou densité de panne  $f_f(t)$  associée à la durée de vie est donnée par l'équation (4.3).

$$f_f(t) = \frac{dF_f(t)}{dt} \quad (4.3)$$

$$F_f(t) = \int_0^t f_f(u) \cdot du \quad (4.4)$$

$$R_f(t) = 1 - F_f(t) = 1 - \int_0^t f_f(u) \cdot du = \int_t^{\infty} f_f(u) \cdot du \quad (4.5)$$

Ainsi, la fonction de répartition  $F_f(t)$  et la fiabilité  $R_f(t)$  sont exprimées en fonction de la densité de probabilité  $f_f(t)$  par les équations (4.4) et (4.5). Ces différents paramètres sont représentés sur la figure 4.1.



**Figure 4.1.** Densité de probabilité  $f_f(t)$  en fonction des indices de fiabilité  $R_f(t)$  et  $F_f(t)$  [115].

#### 4.2.2.1 Le taux de panne $\lambda(t)$ et le taux de réparation $\mu(t)$

Un autre indice important permettant de caractériser la loi de dégradation d'un système est le taux de panne instantané,  $\lambda(t)$ , défini par la probabilité conditionnelle de défaillance par unité de temps d'un système ayant survécu jusqu'à  $t$ . Autrement dit, c'est la probabilité que le système tombe en panne entre  $t$  et  $t+dt$ , sachant qu'il a fonctionné de  $0$  à  $t$  :

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr(\text{Système défaillant sur } [t, t + \Delta t] \text{ et non défaillant sur } [0, t])}{\Delta t \cdot \Pr(\text{Système non défaillant sur } [0, t])}$$

D'où :

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr(\text{Système défaillant sur } [0, t + \Delta t]) - \Pr(\text{Système défaillant sur } [0, t])}{\Delta t \cdot \Pr(\text{Système non défaillant sur } [0, t])}$$

Alors :

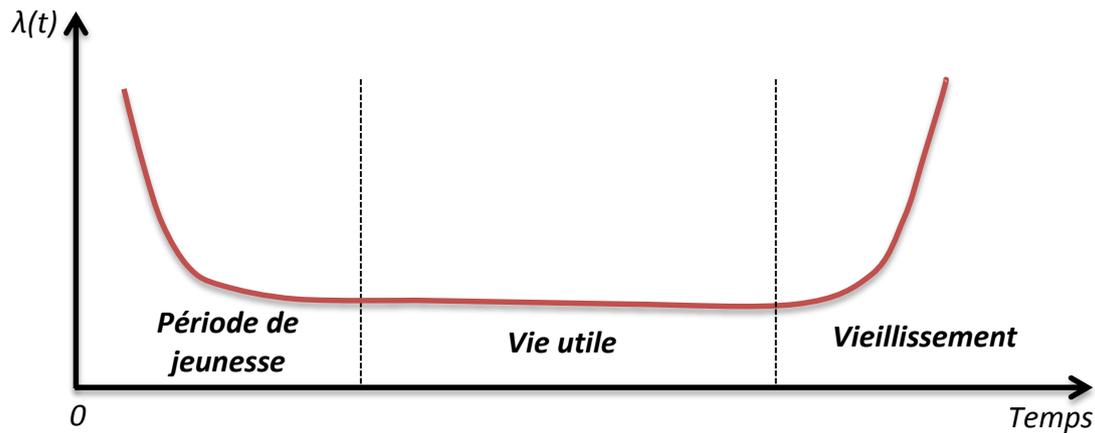
$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{(1 - R_f(t + \Delta t)) - (1 - R_f(t))}{\Delta t \cdot R_f(t)} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{R_f(t) - R_f(t + \Delta t)}{\Delta t \cdot R_f(t)}$$

On obtient finalement :

$$\lambda(t) = -\frac{1}{R_f(t)} \cdot \frac{dR_f(t)}{dt} = \frac{f_f(t)}{R_f(t)} \quad (4.6)$$

L'évolution du taux de panne d'un composant électrique au cours de sa vie est généralement en forme de courbe en baignoire (*bathtub curve* en anglais) présenté sur la figure 4.2. Cette courbe met en évidence trois phases de la vie du composant caractérisées par différentes causes potentielles de défaut et différentes actions à entreprendre pour améliorer le taux de panne du composant.

Par analogie à la fiabilité, les mêmes étapes sont suivies pour modéliser la maintenabilité  $M(t)$ . Dans ce cas, on définit le taux de réparation instantané  $\mu(t)$  comme la probabilité conditionnelle de réparation par unité de temps d'un système ayant été en panne jusqu'à  $t$ .

**Causes**

- Défauts de fabrication
- Contrôle de la qualité
- Conception
- Assemblage
- Contamination

**Remèdes**

- Tests de validation
- Vérification
- Contrôle de la qualité

**Causes**

- Environnement
- Erreur humaine
- Catastrophes naturelles
- Évènements aléatoires

**Remèdes**

- Redondance
- Amélioration de la résistance

**Causes**

- Fatigue
- Corrosion
- Âge
- Frottement

**Remèdes**

- Maintenance préventive
- Remplacement préventif
- Technologie

**Figure 4.2.** Taux de pannes - Courbe en baignoire (*bathtub curve*) [116].

Donc le taux de réparation instantané  $\mu(t)$  est la probabilité que le système soit réparé entre  $t$  et  $t+\Delta t$  sachant qu'il était en panne entre « 0 » et  $t$ . Comme pour la fiabilité, on définit une fonction de densité  $h_m(t)$  associée à la durée de réparation (variable aléatoire) exprimée par la relation (4.7). Finalement, l'expression du taux de réparation  $\mu(t)$  est donnée par l'équation (4.8).

$$h_m(t) = \frac{d(1 - M(t))}{dt} \quad (4.7)$$

$$\mu(t) = \frac{1}{1 - M(t)} \cdot \frac{dM(t)}{dt} \quad (4.8)$$

A partir des équations (4.6) et (4.8), La fiabilité  $R_f(t)$  ainsi que la maintenabilité  $M(t)$  sont formulées en fonction du taux de panne  $\lambda(t)$  et du taux de réparation  $\mu(t)$  comme suit :

$$R_f(t) = \exp \left[ - \int_0^t \lambda(u) \cdot du \right] \quad (4.9)$$

$$M(t) = 1 - \exp \left[ - \int_0^t \mu(u) \cdot du \right] \quad (4.10)$$

#### 4.2.2.2 Métriques de la fiabilité - Diagramme des temps moyens

Le diagramme des temps moyens décrit les changements d'états d'un système réparable : (1) état de marche et (0) état de panne. Les paramètres de ce diagramme (figure 4.3) sont les durées moyennes des états, définies comme suit :

- **MTTF** (*Mean Time To Failure*) est la durée moyenne avant la défaillance, appelée aussi l'espérance de vie  $T$  [120] :

$$MTTF = Esp[T] = \int_0^{\infty} u \cdot f_f(u) \cdot du \quad (4.11)$$

- **MTTR** (*Mean Time To Repair*) est la durée moyenne de réparation :

$$MTTR = \int_0^{\infty} u \cdot h_m(u) \cdot du \quad (4.12)$$

- **MTBF** (*Mean Time Between Failure*) est la durée moyenne entre deux défaillances consécutives. Il correspond au temps moyen d'un cycle, égale à la somme de la durée avant la défaillance (*MTTF*) et la durée moyenne de réparation (*MTTR*).

$$MTBF = MTTR + MTTF \quad (4.13)$$

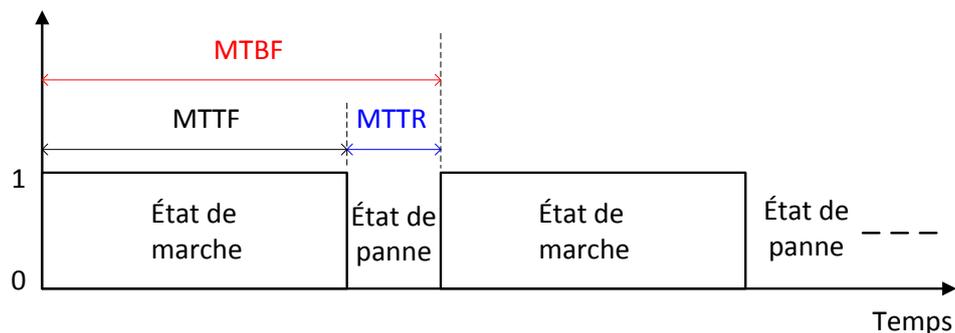


Figure 4.3. Diagramme des temps moyens.

Le diagramme des temps moyens utilisé dans notre étude (figure 4.3) a été simplifié en négligeant l'intervalle de temps entre la détection et la réparation d'une panne. Par conséquent, la durée moyenne d'indisponibilité après défaillance (*MDT : Mean Down Time*) est égale à la durée moyenne de réparation (*MTTR*).

#### 4.2.3 Cas particulier des lois de distributions exponentielles

Dans cette thèse, on admet que les taux de panne et de réparation sont constants au cours de la durée de vie des composants :  $\lambda(t) = \lambda$  et  $\mu(t) = \mu$ . Cette approximation est souvent admise car en général les composants font l'objet d'une période de mise en service pour éviter les défaillances pendant « la période de jeunesse » et de maintenance

préventive pour éliminer les défaillances d'usure [114]. Ainsi, les grandeurs décrites précédemment suivent des lois de distributions exponentielles exprimées comme suit :

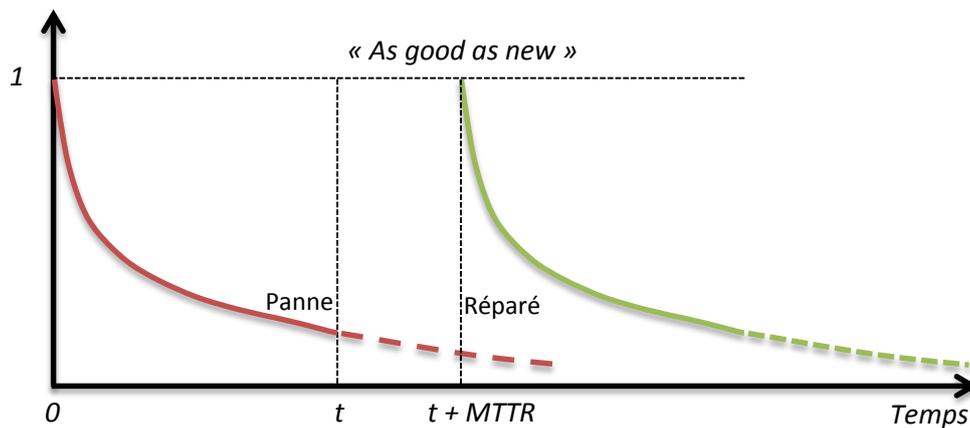
$$R_f(t) = \exp(-\lambda \cdot t) \quad (4.14)$$

$$M(t) = 1 - \exp(-\mu \cdot t) \quad (4.15)$$

$$MTTF = 1 / \lambda \quad , \quad MTTR = 1 / \mu \quad (4.16)$$

$$A(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \left[ \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \cdot \exp(-(\lambda + \mu) \cdot t) \right] \quad (4.17)$$

Une propriété principale de la loi exponentielle est d'être sans mémoire. À savoir, la loi de la durée de vie d'un dispositif qui a fonctionné sans tomber en panne jusqu'à l'instant  $t$  puis réparé, est identique à la loi de la durée de vie d'un nouveau dispositif. Comme illustré sur la figure 4.4, le dispositif est considéré à nouveau comme neuf « *as good as new* » après réparation avec une durée de vie exponentielle de paramètre  $\lambda$  (sans vieillissement) [118].



**Figure 4.4.** Propriété de la de distribution exponentielle [118].

La loi exponentielle est très utilisée dans les études de sûreté de fonctionnement, car elle permet d'effectuer des calculs analytiques simples [114]. Elle décrit la vie des matériels qui subissent des défaillances brutales [118]. Par ailleurs, Il existe d'autres lois de probabilité telle que la loi de Weibull, la loi normale, la loi Gamma, la loi Bêta, la loi uniforme, la loi binomiale, la loi de Poisson, la loi hypergéométrique...

### 4.3 Etat de l'art sur la fiabilité des systèmes électriques

Un système électrique est généralement dimensionné pour accomplir une fonction de longue durée. Ce système peut avoir des défaillances à des endroits différents au cours du

temps, cependant ces défaillances sont toujours réparables et le système peut être développé constamment au cours du temps pour améliorer sa performance [121].

#### 4.3.1 La fiabilité d'un système électrique

La fiabilité d'un système électrique est divisée en deux catégories fondamentales : l'adéquation du système et la sécurité du système.

L'adéquation du système est un indicateur d'existence d'une génération d'énergie suffisante ainsi qu'une facilité de transfert de cette énergie à travers l'infrastructure du système électrique (transport et distribution) pour satisfaire la demande de la charge ou les contraintes opérationnelles du système en régime permanent. La sécurité du système est l'aptitude du système à traiter les perturbations dynamiques et transitoires [121]-[122]. L'adéquation du système est principalement utilisée pour la planification du système électrique à long terme, alors que la sécurité du système peut être utilisée pour la planification et le fonctionnement du système électrique à court terme [123].

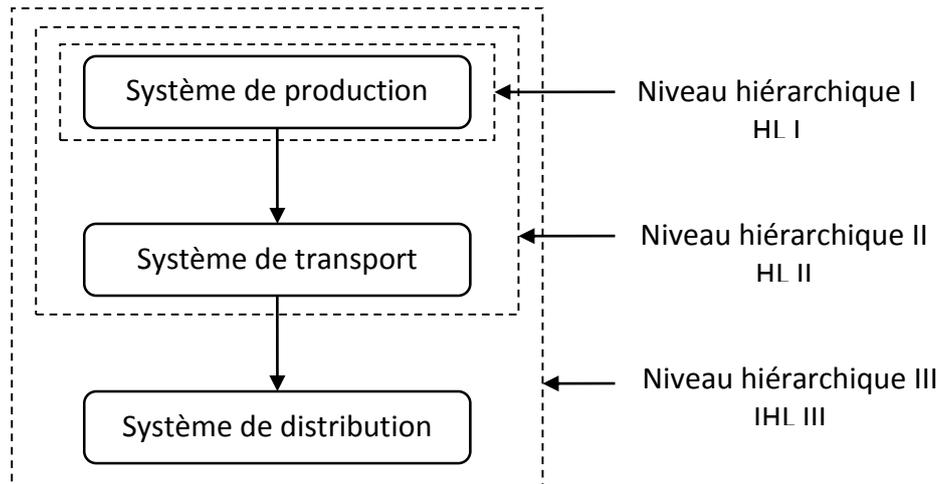
L'architecture du réseau électrique d'un parc éolien offshore est planifiée à long terme (20 à 30 ans), et donc notre étude se focalisera sur l'évaluation de l'adéquation du système.

#### 4.3.2 Zones fonctionnelles du réseau électrique et indices de performances

Le réseau électrique est un système complexe et l'évaluation de la fiabilité de l'ensemble du système est une tâche difficile. Afin de réduire cette complexité, le système électrique peut être divisé en trois zones fonctionnelles comme illustré sur la figure 4.5 : la production, le transport et la distribution.

Ces trois zones fonctionnelles peuvent être combinées pour créer trois niveaux hiérarchiques « *Hierarchical Level (HL)* » pour l'étude de la fiabilité [121] [123]-[126] :

- L'analyse dans le niveau hiérarchique I (HL I) est habituellement appelée « *l'évaluation de la fiabilité de la capacité de production* », concerne principalement l'évaluation de la capacité de production installée pour satisfaire la charge. Les réseaux de transport et de distribution sont négligés.
- L'analyse dans le niveau hiérarchique II (HL II) est généralement appelée « *l'évaluation de la fiabilité du système électrique composite (composite or bulk power system)* », considère la capacité des deux installations de production et de transport à fournir de l'énergie électrique suffisante, fiable et adaptée aux charges du système composite.
- L'analyse dans le niveau hiérarchique III (HL III) dite « *l'évaluation de la fiabilité du système électrique global* », prend en compte les trois zones fonctionnelles, en commençant par la production et en terminant dans les points de charge des consommateurs individuels. L'objectif d'une étude du niveau III (HL III) est d'obtenir des indices d'adéquation appropriés aux points de charge des consommateurs réels.



**Figure 4.5.** Zones fonctionnelles de base et niveaux hiérarchiques [121].

L'analyse dans le niveau hiérarchique III est extrêmement complexe et par conséquent rarement réalisable [119] [124]. Le système de distribution est généralement étudié séparément en utilisant les indices du niveau hiérarchique II (HL II) comme des entrées pour l'analyse de la fiabilité du système de distribution [122]. Pour cette raison, on se limite dans cette thèse à l'évaluation de la fiabilité du système électrique aux niveaux hiérarchiques II.

Un grand nombre d'indices de fiabilité sont cités dans la littérature, et ils ne sont pas toujours utilisés de manière cohérente ce qui cause parfois des confusions. En se référant à la thèse [119] et au document d'IEEE [127], ces indices de fiabilité pour l'évaluation de l'adéquation du système peuvent être classés en quatre catégories : indicateurs de probabilité, de fréquence, de durée et d'espérance. Une autre répartition plus précise dans le cas des niveaux hiérarchiques II et III est donnée dans [121] [122] [128] : les indices du système global et les indices des points de charge du système. Les premiers reflètent l'adéquation de l'ensemble du système, tandis que le second reflète l'adéquation des points de charge du système. Dans le paragraphe suivant, les indices les plus connus pour l'analyse de la fiabilité aux niveaux hiérarchiques I et II seront présentés brièvement.

#### **4.3.2.1 Indices de fiabilité au niveau hiérarchique I**

Les indices les plus fréquemment utilisés pour l'étude de l'adéquation du système au niveau hiérarchique I, appelée aussi l'étude de la capacité de production, sont :

- **Probabilité de perte de charge (LOLP - Loss of Load Probability) :** c'est la probabilité que la charge excède la puissance de production disponible.
- **Espérance de perte de charge (LOLE - Loss of Load Expectation) :** cet indice est défini comme le nombre moyen de jours ou d'heures dans une période de temps que la charge dépasse la capacité de production disponible.

$$LOLE = LOLP \times 8760 \quad [h/an] \quad (4.18)$$

- **Espérance de perte d'énergie (LOEE - Loss of Energy Expectation)** : c'est la prévision ou l'espérance de l'énergie non fournie aux charges en raison du dépassement de la consommation par rapport à la capacité de production disponible.

$$LOEE = \sum_{si \in S^{si}} Pr_{si} \cdot P_{si} \cdot 8760 \quad [MWh/an] \quad (4.19)$$

Où  $S^{si}$  est l'ensemble de tous les états «  $si$  » caractérisés par des probabilités d'occurrences  $Pr_{si}$  et par des pertes de charges (délestages) de puissance  $P_{si}$  [MW].

- **Fréquence et durée de perte des charges (Expected frequency and duration of losing load)** : c'est la fréquence attendue d'occurrence de l'évènement « déficit de la production » ainsi que sa durée moyenne.

#### 4.3.2.2 Indices de fiabilité au niveau hiérarchique II

On distingue deux types d'indicateurs au niveau hiérarchique II : 1) les indicateurs d'adéquation des points de charges du système ; 2) les indices du système électrique composite (production et transport) utilisés pour analyser la performance de tout le système. Les indices de fiabilité des points de charges et du système composite les plus fréquemment cités, en plus de ceux cités précédemment pour le niveau hiérarchique I sont :

- **Probabilités, fréquences et durées des états du système** : ce sont des indicateurs de probabilités  $Pr_{si}$ , fréquences  $F_{si}$  et durées  $D_{si}$  d'occurrences de l'ensemble  $S^{si}$  des états du système (fonctionnement et défaillance). Nous reviendrons sur l'évaluation de ces paramètres dans la partie 4.4.4.
- **Probabilité, fréquence et durée des états de défaillances du système (FP&FF&FD - Failure Probability, Frequency, and Duration)** : définis comme la probabilité  $Pr_p$ , la fréquence  $F_p$  et la durée  $D_p$  de l'ensemble  $S_p$  des états de panne du système. L'ensemble  $S_p^{si}$  peut être limité aux états de pannes des charges et dans ce cas  $Pr_p$ ,  $F_p$  et  $D_p$  seront des indices des points de charges du système. Ces indices sont évalués par les équations suivantes :

$$Pr_p = \sum_{si \in S_p^{si}} Pr_{si} \quad [p.u] \quad (4.20)$$

$$F_p = \sum_{si \in S_p^{si}} F_{si} - \left( \begin{array}{l} \text{fréquence des passages} \\ \text{entre les états de panne} \end{array} \right) \quad [occ/an] \quad (4.21)$$

$$D_p = Pr_p / F_p \cdot 8760 \quad [h/occ] \quad (4.22)$$

- **Espérance d'énergie ou de puissance non fournie (EENS - Expected Energy Not Supplied, EPNS - Expected Power Not Supplied)** : c'est la prévision ou l'espérance mathématique de l'énergie ou de la puissance non distribuée (perdue) aux charges à

cause des différentes dégradations du système. L'*EENS* est similaire au *LOEE* pour le niveau hiérarchique I [119]. Ces deux indices sont calculés par :

$$EENS = \sum_{si \in S^{si}} D_{si} \cdot F_{si} P_{si} = \sum_{si \in S^{si}} Pr_{si} \cdot P_{si} \cdot 8760 \quad [MWh/an] \quad (4.23)$$

$$EPNS = \sum_{si \in S^{si}} Pr_{si} \cdot P_{si} \quad [MW/an] \quad (4.24)$$

Où

- $S^{si}$  : l'ensemble des états «  $si$  » du système,
- $P_{si}$  : la puissance non fournie soit à une charge spécifique ou à l'ensemble des points de charges du système lorsque le système est à l'état «  $si$  » en  $[MW]$ ,
- $F_{si}$  : la fréquence d'occurrence de l'état «  $si$  » du système en  $[occ/an]$ ,
- $D_{si}$  : la durée de l'état «  $si$  » du système en  $[h/occ]$ ,
- $Pr_{si}$  : la probabilité de l'état «  $si$  » du système en  $[p.u]$ .

- **Rapport de production (GR – Generation Ratio)** : cet indice est le rapport entre la puissance à la sortie  $P_{sortie}$  et la puissance à l'entrée  $P_{entrée}$  du système électrique [91] [129] :

$$GR = P_{sortie} / P_{entrée} \quad [p.u] \quad (4.25)$$

- **Nombre d'heures de panne annuel (AOH – Annual Outage Hours)** : cet indice sert à quantifier le nombre d'heures total par an où le système est en état de panne qui correspond au nombre d'heures de maintenance corrective nécessaire par an [110].

$$AOH = EENS / P_{Ts} \quad [h/an] \quad (4.26)$$

Où  $P_{Ts}$  est la capacité de production maximale (théorique) du système en  $[MW]$ .

- **Disponibilité équivalente du système (EAF – Equivalent Availability Factor) [110]** : représente la fraction d'une période de fonctionnement donnée dans laquelle le système est disponible sans interruption. Cet indice, identique au GR est donné par :

$$EAF = 1 - AOH / 8760 \quad [p.u] \quad (4.27)$$

D'autres indices sont utilisés dans la littérature pour évaluer l'adéquation du système composite (HL II) ou l'adéquation de la génération (HL I), tels que [119] [121] [125] [127] :

- Espérance de la réduction de charge (Expected Load curtailed) en  $MW/an$ ,
- Probabilité de pertes de charges (Probability of Load Curtailment) en  $p.u$ ,
- Probabilité de perte des générateurs (Probability of Generator Curtailment) en  $p.u$ ,
- Indice d'interruption du système composite (Bulk Power Interruption Index) en  $occ/an$ ,
- Indice de perte d'énergie du système (Bulk Power Energy Curtailment Index) en  $h/an$ ,

- Interruption moyenne de l'alimentation par perturbation sur le système composite (Bulk Power Supply Average Curtailment Per Disturbance) en *MW/occ*,
- Espérance de la production d'énergie aux niveaux des sorties d'éoliennes (EGWE – Expected Generated Wind Energy) en *MWh*.

#### 4.3.3 Méthodes probabilistes d'évaluation de la fiabilité des systèmes complexes

Les techniques probabilistes d'évaluation de la fiabilité sont réparties en deux catégories principales : les Méthodes Analytiques (MA) et les Simulations de Monte Carlo (SMC) [111] [115] [119] [121] [125] [126].

D'une côté, les techniques de Monte Carlo sont des méthodes numériques qui permettent de simuler le processus réel et le comportement aléatoire d'un système. Ces méthodes traitent donc le problème comme une série d'expérimentations réelles et peuvent théoriquement prendre en compte quasiment tous les aspects et les risques liés à la planification, la conception et le fonctionnement d'un système électrique : 1) les événements aléatoires tels que les pannes et les réparations des composants représentés par leurs fonctions de densités de probabilité ; 2) La dépendance des événements et le comportement des composants ; 3) les variations de charge ; 4) la variation de la production d'énergie ; 5) la politique d'exploitation.

**Tableau 4.1.** Comparaison des méthodes d'évaluation de la fiabilité.

	Méthodes analytiques	Approches de Monte Carlo
<b>Avantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prise en compte de l'aspect probabiliste [123],</li> <li>• Simples [123],</li> <li>• Temps de calcul raisonnable [114] [126],</li> <li>• Indices de fiabilité assez précis [121].</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prise en compte de l'aspect probabiliste [123],</li> <li>• Analyse avec un niveau élevé de phénomènes stochastiques [123] [126],</li> <li>• Traiter les problèmes très complexes [130].</li> </ul>
<b>Inconvénients</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limitées pour l'analyse des problèmes complexes : pertes de l'importance de l'analyse à cause des simplifications de modélisation [123] [126] [130],</li> <li>• Le nombre d'états (Markov) augmente très rapidement avec le nombre de composants (<math>2^n</math>) [114] [117].</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Très coûteuses en temps de calcul [119] [120] [123] [126],</li> <li>• Un grand nombre de simulations est requis dans certains cas [116],</li> <li>• Caractère approximatif du résultat (incertitude élevée) [120] [121] [131].</li> </ul>
<b>Travaux sur les réseaux électriques</b>	[114] [119] [121] [126] [130] [131] [132]	[114] [119] [124] [126] [130] [133] [134]
<b>Travaux sur les PEO</b>	[2] [32] [48] [52] [91] [110] [111] [112] [125] [129] [135]-[137]	[122] [123] [125] [138] [139]

D'un autre côté, les méthodes analytiques représentent le système par un modèle mathématique et évaluent les indices de fiabilité à partir de ce modèle en utilisant des solutions numériques directes. Ces techniques fournissent des espérances mathématiques des indices dans un temps de calcul relativement court. Toutefois, les hypothèses de simplifications nécessaires pour établir le modèle mathématique dans le cas des systèmes complexes, peuvent influencer considérablement les résultats. L'analyse qui en résulte peut donc perdre un peu ou beaucoup de sa pertinence.

Plusieurs travaux de recherche sont présentés dans la bibliographie en vue d'évaluer les performances d'un système électrique en général ou plus précisément dans le cas de parcs éoliens offshore en utilisant les deux techniques citées. Les avantages et les inconvénients des techniques analytiques et les simulations de Monté Carlo ainsi que la classification des différents travaux sur ces méthodes sont résumés dans le tableau 4.1.

#### 4.3.4 Analyse et choix des méthodes d'évaluations de la fiabilité

L'inconvénient majeur des simulations de Monte Carlo est le temps de calcul. Notre processus d'optimisation fait appel plusieurs fois à la même fonction objectif pour évaluer le critère de fiabilité de chaque individu (topologie de raccordement) d'une population pendant plusieurs générations. Par exemple, pour 50 individus de l'AG et 1000 itérations, le nombre d'appels à la fonction objectif est de 50000 évaluations, si chaque évaluation prend 1 minute, le temps total de l'optimisation s'élèvera à plus d'un mois ! Hors le temps de calcul des simulations de Monte Carlo est beaucoup plus important que cela. Ce qui rend cette approche inadaptée à notre application de parc éolien offshore.

C'est pourquoi dans cette thèse l'accent sera mis sur les techniques analytiques. Ces méthodes sont suffisantes pour fournir aux planificateurs et aux concepteurs des résultats nécessaires pour prendre des décisions objectives [126]. Les méthodes analytiques peuvent être qualitatives ou quantitatives. Les plus utilisées sont : l'arbre des causes, l'arbre des événements, le diagramme de fiabilité, la méthode d'espace des états [117] [118] [132]. Dans ce cadre, deux approches sont étudiées :

- **La méthode de réduction du réseau (MRR) - Network reduction or equivalent technique** : basée sur le diagramme de fiabilité et la méthode des chemins minimaux. Elle est utilisée dans le processus d'optimisation pour sa rapidité.
- **La méthode d'espace des états (MEE) – State space diagram** : appelée aussi *processus de Markov* qui est une méthode séquentielle et beaucoup plus coûteuse en termes de calcul. Cette dernière est utilisée pour la validation de la première méthode sur des systèmes de tailles réduites.

Dans le tableau 4.2, on présente quelques travaux réalisés dans le cas des parcs éoliens offshore en précisant le niveau hiérarchique (HL), la méthode d'évaluation, les indices de fiabilités utilisés, le type du réseau et la taille du parc éolien.

**Tableau 4.2.** Etat de l'art des travaux sur la fiabilité dans le cas des parcs éoliens (x : non étudié, +/++ : degré d'importance dans l'étude).

	HL	Méthode	Modèle du vent	AC ou DC	Réseau interne	sous – station offshore	Réseau de transport	Indices de fiabilité et coût	Nombre éoliennes
[110]	II	MA (modèle)	+ Weibull	AC	+ 1 topologie radiale	x	x	EENS EFOR AOH	50 x 2 MW
[111]	I	MA (logiciel Neplan)	x	AC	+ 7 topologies avec et sans redondances	x	x	EENS IRR NPV	100 x 3 MW
[2] [48]	II	MA (logiciel SubRel)	x	AC	+ 4 topologies avec et sans redondances	x	x	EENS FF & FD + sensibilité	8 x 2 MW
[112]	II	MA (modèle)	x	AC	++ Topologies avec et sans redondances	Nombre et position SSEO. Pas de fiabilité	++ Topologies avec et sans redondances	EENS Coût Degré de redondance	250 x 5 MW
[129]	II	MA (modèle)	++ Weibull	AC / DC	+ 1 topologie radiale AC	+ 1 topologie AC/DC	+ 1 topologie DC	GR GRA	2 x 4.5 MW
[135]	II	MA (logiciel Neplan)	x	AC	++ Topologies avec et sans redondances	+	+	EENS ASAI Coût	192 x 3,33 MW
[32]	II	MA (modèle)	+ Rayleigh	AC/DC	x	+	++ HVAC HVDC VSC HVDC LCC	U <sub>r</sub> Coût	parcs de 400 à 1000 MW
[125]	I et II	MA et SMC (modèle)	++ Mesure & transition de Markov	AC	+ 1 topologie radiale	x	x	FF & FD GR, EGWE...	25 x 3 MW
[136]	II	MA (logiciel Neplan)	+ Génération variable	AC	+ 1 topologie avec redondances	+ 1 topologie sans redondances	+ 1 topologie sans redondances	EENS EAF FF... + sensibilité	80 x 3 MW
[137]	II	MA (logiciel Neplan)	+ Mesure et Weibull	AC	+ 2 topologies radiales	+ 2 topologies avec et sans redondances	+ 1 topologie radiale	EENS EAF	80 x 3 MW
[91]	II	MA (modèle)	+	AC / DC	+ Topologies AC avec et sans redondances	++ Topologies AC/DC avec et sans redondances	++ Topologies AC/DC avec et sans redondances	GR	60 éoliennes

Le premier point remarquable est que l'indice de fiabilité le plus utilisé est sans nul doute *l'espérance d'énergie non fournie (EENS)* en tenant compte de la variation du vent. La raison est que l'évaluation de cet indice permet de quantifier la production d'énergie moyenne du parc éolien qui peut être alors facilement convertie en revenu moyen attendu (*en €*) sur la durée d'exploitation du parc. Ce chiffre permet aux investisseurs d'estimer le nombre d'années nécessaires pour amortir le coût d'investissement.

*La redondance* est le deuxième point important discuté dans la plupart des travaux présentés dans le tableau 4.2, qui est un moyen important pour améliorer la fiabilité des systèmes électriques. Certes, les réseaux internes MT et de transports HT de la plupart des parcs éoliens offshore opérationnels ont des topologies radiales à l'exception de North Hoyle (*Royaume-Uni, 2003, 30x2 MW*) et de quelques projets récents tels que : Alpha Ventus (*Allemagne, 2007, 12x5 MW*) et Greater Gabbard (*Royaume-Uni, 2009, 140x3.6 MW*) qui comprennent également des redondances [111]. Cela nous amène à la conclusion que le dimensionnement des réseaux électriques des parcs éoliens a été basé dans le passé principalement sur le critère du coût d'investissement initial en négligeant les coûts opérationnels au stade de la conception. L'expérience acquise dans cette technologie pousse aujourd'hui les concepteurs à réfléchir à d'autres architectures pour minimiser ces coûts opérationnels. Notre objectif par la suite est d'étudier des schémas électriques avec ou sans ces redondances dans le but de les comparer sur des critères de coût de fiabilité.

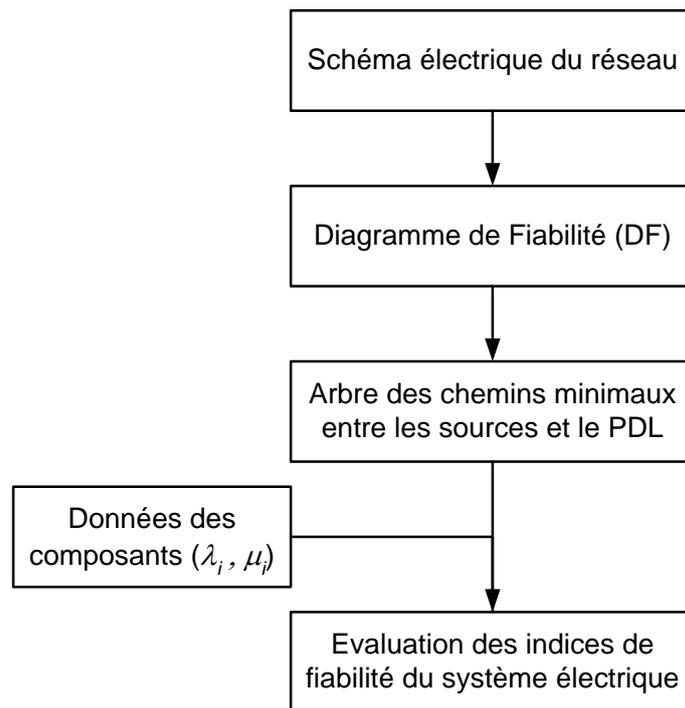
#### 4.4 Evaluation des indices de performances d'un parc éolien offshore

Les indices de fiabilité définis précédemment (*LOLP, LOLE, EENS, EPNS...*) ont été utilisés dans la littérature pour évaluer l'adéquation de la demande de la charge par rapport à la capacité de production disponible. Toutefois, il est difficile de prévoir la demande de charge dans la phase de conception d'un parc éolien [129]. L'objectif de l'étude présentée est de chercher le raccordement électrique qui permet d'évacuer le maximum d'énergie vers la charge au PDL (charge principale) en mode normal et dégradé indépendamment de la variation de celle-ci. Donc, la charge au PDL est supposée infinie, c'est-à-dire qu'elle peut absorber toute l'énergie produite au niveau des éoliennes à n'importe quel instant, et cette dernière varie en fonction du vent. Nous proposons d'évaluer principalement trois indices de fiabilité du système électrique adéquat à notre objectif : l'espérance de l'énergie non fournie (EENS), le rapport de production (GR) ou le facteur de disponibilité équivalent (EAF) et le nombre d'heures de défaillance annuel (AOH). Toutes les hypothèses utilisées dans l'étude sont résumées ci-dessous :

- Un composant est soit en état de fonctionnement soit en état d'arrêt (panne ou maintenance) comme montré sur la figure 4.3,
- Les composants sont indépendants,

- Chaque composant peut transporter toute la puissance qui peut s'écouler à travers lui (pas de surcharge),
- Les taux de panne et de réparation (taux des transitions) sont constants, donc le temps passé dans chaque état suit une loi de distribution exponentielle,
- Chaque composant réparé est identique à un nouveau composant « as good as new »,
- Les transitions entre les états (processus de Markov) se font en régime permanent.

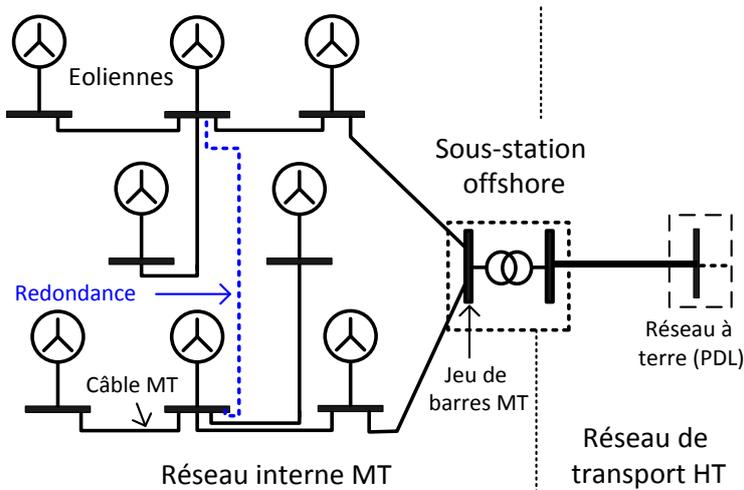
La procédure générale suivie pour évaluer la fiabilité du système électrique d'un parc éolien offshore est présentée sur la figure 4.6 [140]. La première étape est de construire le diagramme de fiabilité (DF) en se basant sur le schéma du réseau électrique. L'étape suivante consiste à chercher tous les chemins minimaux (MP- *Minimal Path*) joignant toutes les éoliennes (les sources) au point de livraison (PDL), i.e. le point de la charge principale du réseau (*sink* en anglais). Ce point de livraison peut correspondre soit au point de connexion du parc au réseau à terre pour analyser la fiabilité de tout le réseau électrique du parc (réseau interne et de transport), soit au jeu de barres MT de la sous-station électrique en mer dans le cas où l'on souhaite évaluer seulement la fiabilité du réseau interne MT.



**Figure 4.6.** Procédure de calcul de la fiabilité [140].

Enfin, les indices de fiabilité des composants ainsi que l'arbre des chemins minimaux, sont utilisés pour évaluer les indices de fiabilité du système électrique composite soit par la méthode de réduction du réseau (MRR), soit par la méthode d'espace des états (MEE). Ces étapes seront détaillées dans les paragraphes suivants. Le parc éolien de taille réduite,

présenté sur la figure 4.7, constitué de 8 éoliennes est utilisé comme exemple d'illustration pour faciliter la compréhension.



**Figure 4.7.** Exemple de configuration du réseau d'un parc éolien offshore à huit éoliennes.

#### 4.4.1 Diagramme de fiabilité du réseau électrique d'un parc éolien offshore

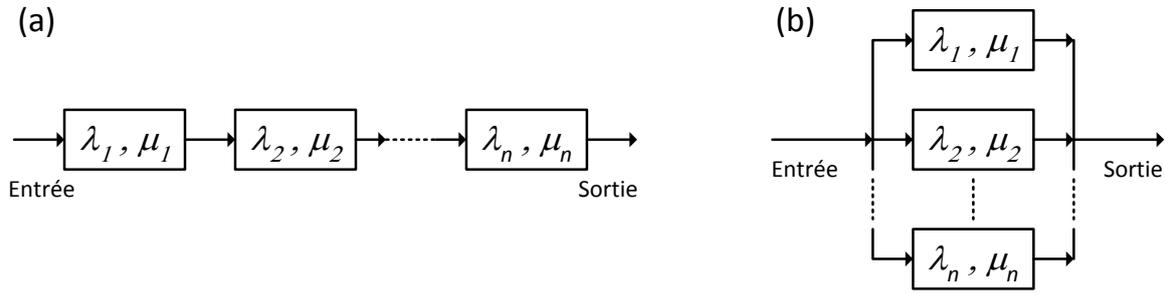
Le diagramme de fiabilité (DF) est un graphe dont les sommets (blocs) représentent les composants du système (câble, générateur, transformateur, contacteur, disjoncteur, interrupteur, sectionneur, jeu de barres...) et les lignes définissent l'interaction entre ces composants. Cette représentation facilite l'évaluation de la fiabilité du système global en utilisant les données de fiabilités (taux de panne  $\lambda_i$  et de réparation  $\mu_i$ ) des composants.

##### 4.4.1.1 Diagramme de Fiabilité (DF)

La modélisation par DF consiste à rechercher les liens entre les différents composants. Chaque composant est considéré comme un interrupteur soit fermé lorsque l'entité est en état de fonctionnement, soit ouvert lorsque l'entité est en état de panne. Le système est en état de fonctionnement si le « signal » envoyé à l'entrée du diagramme est récupéré à la sortie, sinon le système est en panne. D'une part, le DF permet une analyse qualitative en déterminant les chemins qui conduisent à la réussite de la mission du système et la recherche des composants apparaissant dans le plus grand nombre de ces chemins et les scénarios qui conduisent à l'échec de la mission, pour éviter les incidents. D'autre part, le DF permet une analyse quantitative qui a pour objectif en particulier de définir la probabilité de bon fonctionnement du système [117].

Le diagramme de fiabilité peut être décomposé en structures élémentaires reliant un certain nombre de composants (figure 4.8), à savoir des structures série ou parallèle dont la défaillance peut entraîner la défaillance de l'ensemble du système [114] [121] [141]. D'autre part, la fiabilité est une grandeur dépendant du temps qui peut être calculée à l'aide des distributions de probabilité. Pour comprendre la relation entre le système et sa modélisation

par le diagramme de fiabilité (pour des raisons de simplicité), les indices de fiabilité des composants sont exprimés indépendamment du temps.



**Figure 4.8.** Structures élémentaires : (a) structure série, (b) structure parallèle.

#### 4.4.1.1.1 Structure en série

D'un point de vue de la fiabilité, un système est dit en série si l'ensemble des composants doivent fonctionner pour le succès du système ou si une seule défaillance d'un composant est suffisante pour la défaillance du système. Ce système est montré sur la figure 4.8.a.

Les indices de fiabilité d'une structure de  $n$  composants indépendants reliés en série (figure 4.8.a) sont exprimés comme suit :

$$R_{fs}(t) = \prod_{i=1}^n R_{fi}(t) = \prod_{i=1}^n \exp(-\lambda_i \cdot t) = \exp(-\lambda_s \cdot t) \quad (4.28)$$

$$F_{fs}(t) = 1 - R_{fs}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n \exp(-\lambda_i \cdot t) = 1 - \exp(-\lambda_s \cdot t) \quad (4.29)$$

$$A_s(t) = \prod_{i=1}^n A_i(t) = \prod_{i=1}^n \left( \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} + \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \cdot \exp(-(\lambda_i + \mu_i) \cdot t) \right) \quad (4.30)$$

$$U_{fs}(t) = 1 - A_s(t) = 1 - \prod_{i=1}^n \left( \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} + \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \cdot \exp(-(\lambda_i + \mu_i) \cdot t) \right) \quad (4.31)$$

La limite de disponibilité ou la disponibilité stationnaire  $A_s$  et la limite d'indisponibilité  $U_{fs}$  du système équivalent sont évaluées sur un horizon infini ( $t$  tend vers l'infini) :

$$A_s = \prod_{i=1}^n \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad (4.32)$$

$$U_{fs} = 1 - \prod_{i=1}^n \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad (4.33)$$

Les taux de panne et de réparation du système sont exprimés en fonction de ceux des composants comme suit :

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (4.34)$$

$$\mu_s = \lambda_s / \left[ \prod_{i=1}^n (1 + \lambda_i / \mu_i) - 1 \right] \quad (4.35)$$

Dans le cas de deux composants, nous obtenons les relations suivantes :

$$A_s = A_1 \cdot A_2 = \frac{\mu_1}{\lambda_1 + \mu_1} \cdot \frac{\mu_2}{\lambda_2 + \mu_2} \quad , \quad U_{fs} = 1 - A_1 \cdot A_2 \quad (4.36)$$

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (4.37)$$

$$\mu_s = (\lambda_1 + \lambda_2) / [(1 + \lambda_1 / \mu_1) \cdot (1 + \lambda_2 / \mu_2) - 1] \quad (4.38)$$

#### 4.4.1.1.2 Structure en parallèle

Un système est dit en parallèle d'un point de vue fiabilité si la défaillance du système est due seulement à la panne de tous les composants. Autrement dit, le fonctionnement d'un seul composant suffit pour le fonctionnement du système. On parle alors d'un « *système totalement redondant* ». Il faut souligner qu'un système relié physiquement en parallèle n'est pas forcément vu comme une structure parallèle d'un point de vue fiabilité.

Des équations similaires à celles développées pour une structure série peuvent être développées pour une structure parallèle présentée sur la figure 4.8.b dont les composants sont indépendants.

$$F_{fs}(t) = \prod_{i=1}^n F_{fi}(t) = \prod_{i=1}^n (1 - \exp(-\lambda_i \cdot t)) \quad (4.39)$$

$$R_{fs}(t) = 1 - F_{fs}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - \exp(-\lambda_i \cdot t)) \quad (4.40)$$

$$U_{fs}(t) = \prod_{i=1}^n U_{fi}(t) = \prod_{i=1}^n \left( 1 - \left[ \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} + \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \cdot \exp(-(\lambda_i + \mu_i) \cdot t) \right] \right) \quad (4.41)$$

$$A_s(t) = 1 - U_{fs}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n \left( 1 - \left[ \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} + \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \cdot \exp(-(\lambda_i + \mu_i) \cdot t) \right] \right) \quad (4.42)$$

La limite de disponibilité  $A_s$  et d'indisponibilité  $U_{fs}$  du système sont données par :

$$U_{fs} = \prod_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad (4.43)$$

$$A_s = 1 - \prod_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad (4.44)$$

Ainsi, les taux de panne et de réparation du système équivalent sont donc :

$$\mu_s = \sum_{i=1}^n \mu_i \quad (4.45)$$

$$\lambda_s = \mu_s / \left[ \prod_{i=1}^n (1 + \mu_i / \lambda_i) - 1 \right] \quad (4.46)$$

Dans le cas de deux composants, les indices de fiabilité sont :

$$U_{fs} = U_{f1} \cdot U_{f2} = \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \mu_1} \cdot \frac{\lambda_2}{\lambda_2 + \mu_2} \quad , \quad A_s = 1 - U_{f1} \cdot U_{f2} \quad (4.47)$$

$$\mu_s = \mu_1 + \mu_2 \quad (4.48)$$

$$\lambda_s = (\mu_1 + \mu_2) / [(1 + \mu_1 / \lambda_1) \cdot (1 + \mu_2 / \lambda_2) - 1] \quad (4.49)$$

Il existe d'autres systèmes appelés « *systèmes partiellement redondants* » qui nécessitent le fonctionnement d'au moins  $k$  composants parmi les  $n$  composants pour assurer le fonctionnement du système [141]. Cette étude portera sur les systèmes soit non redondants (structure série) soit totalement redondants (structure parallèle).

#### 4.4.1.1.3 Concept de la redondance

La redondance est un moyen important pour améliorer la fiabilité du réseau électrique [112]. Comme illustrée sur la figure 4.8.b, la redondance est assurée par des branches en parallèle fonctionnant simultanément. Cependant, dans certaines structures la redondance est assurée par une ou plusieurs branches qui ne fonctionnent pas en continu, mais restent en mode de veille dans les conditions de fonctionnement normal. Ce système présenté sur la figure 4.9 est appelé système à redondance en mode de veille : « *Standby Redundant Systems* ». Les branches redondantes passent en mode de fonctionnement, par des commutateurs, lorsqu'un des composants fonctionnant normalement tombe en panne [141]. D'un point de vue fiabilité, la seule différence par rapport à un système redondant parallèle est la présence du commutateur.



**Figure 4.9.** *Standby Redundant Systems*: (a) schéma électrique, (b) diagramme de fiabilité.

Si la commutation est parfaite, l'expression de la probabilité de défaillance d'un système avec redondance en mode de veille sera la même que celle d'un système redondant parallèle. Car, en supposant que le composant 2 ne peut tomber en panne que lorsqu'il est

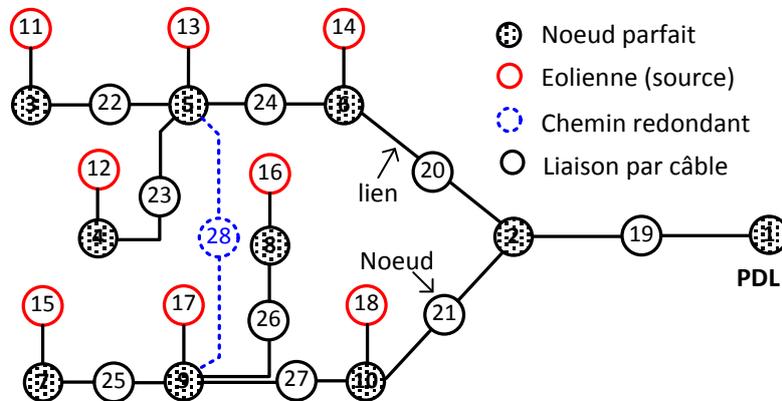
en service, i.e. lorsque le composant 1 est en panne ; la probabilité que le système tombe en panne est égale au produit de la probabilité de défaillance du composant 1 par la probabilité de défaillance du composant 2 sachant que le composant 1 est en panne. Si les deux composants sont indépendants, l'indisponibilité du système est égale au produit des probabilités de défaillances de ces deux composants [141].

$$U_{fs} = Pr(comp\ 1).Pr(comp2/\overline{comp\ 1}) = U_{f1}.U_{f2} \quad (4.50)$$

Les relations (4.47) et (4.50) des deux systèmes à redondance sont identiques, mais leurs résultats peuvent être différents dans le cas où les indices de fiabilités des composants sont dépendant du temps. La raison est que logiquement dans un système à redondance en mode de veille, le composant de secours tombe moins en panne que le composant principal [141]. Cependant, par la suite, nous supposons que les taux de panne et de réparation des composants sont constants (indépendants du temps) et que la commutation est parfaite. Ainsi, les deux systèmes sont identiques d'un point de vu fiabilité.

#### 4.4.1.2 Construction du diagramme de fiabilité dans le cas du réseau d'un parc éolien

Dans cette partie, nous détaillerons les modèles des liaisons et des éoliennes pour la construction du diagramme de fiabilité global du réseau électrique d'un parc éolien offshore. Comme exemple, le diagramme de fiabilité du parc présenté sur la figure 4.7 est montré sur la figure 4.10.



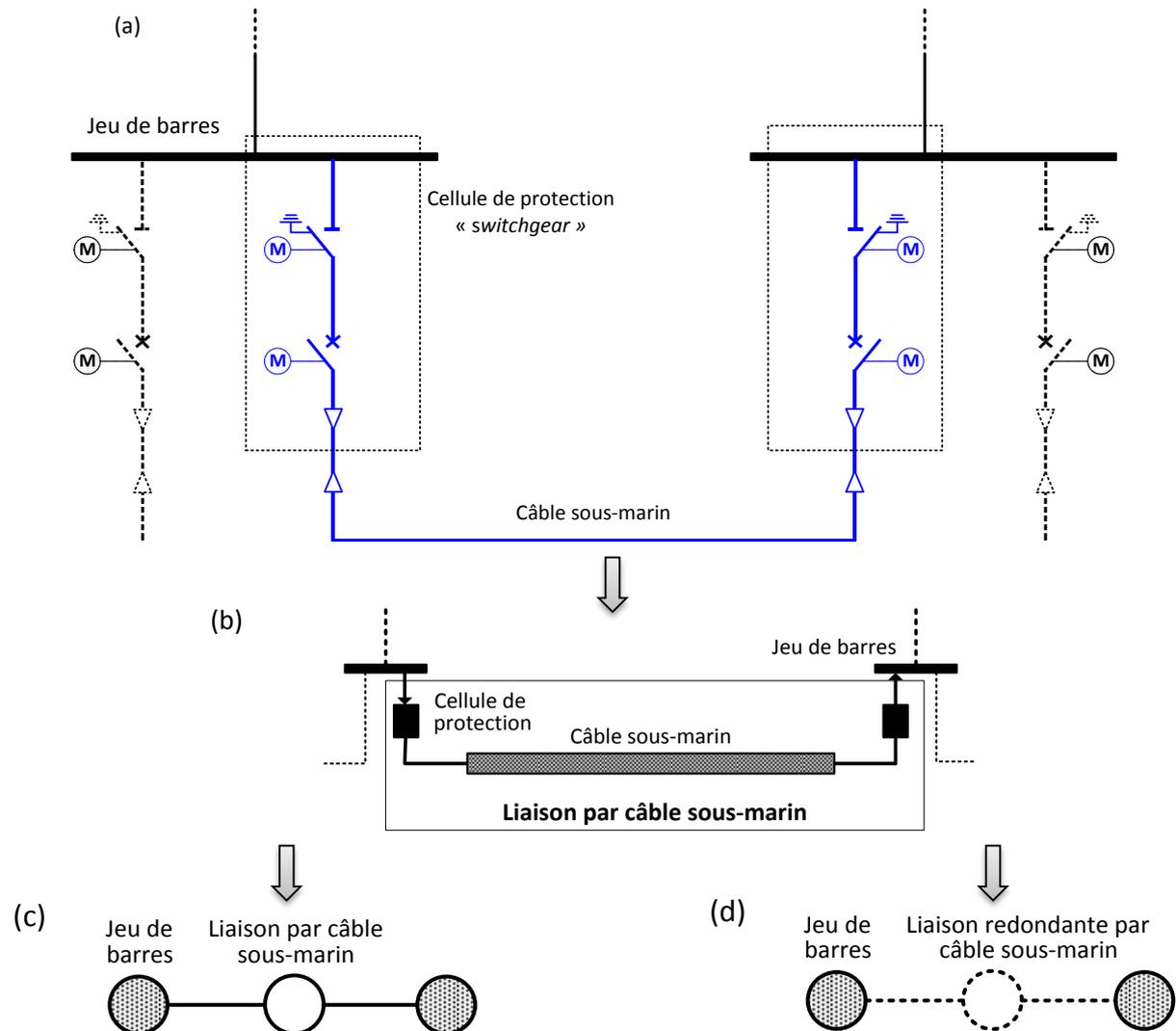
**Figure 4.10.** Le diagramme de fiabilité du réseau électrique du parc à huit éoliennes.

Tous les jeux de barres sont considérés comme des nœuds totalement fiables (nœuds parfaits) représentés par des cercles avec un remplissage en gris dans le DF. La raison est que le taux de panne des jeux de barres est très faible. Toutefois, ces nœuds parfaits peuvent être considérés comme des nœuds non fiables en leur affectant des indices de taux de panne et de réparation, si cela est nécessaire. Les autres composants du réseau (éolienne, câble et protection) sont représentés par des cercles sans remplissage et considérés comme des nœuds non fiables. La séquence de numérotation dans le DF est : les jeux de barres, les éoliennes (sources), les connexions par câbles HT et MT puis les chemins redondants. En raison de la complexité du problème, le réseau de la sous station électrique

peut être étudié séparément. Ainsi le nœud de la sous station est aussi considéré comme un jeu de barres parfait dans l'étude du réseau global (le nœud numéro 2 dans la figure 4.10).

#### 4.4.1.2.1 Les blocs des liaisons par câbles sous-marins

Chaque liaison est composée d'un câble et deux cellules de protection « *SG-switchgear* » sur les deux extrémités (figure 4.11.a et figure 4.11.b). On distingue deux types de liaisons : les liaisons principales et les liaisons redondantes représentées différemment sur le diagramme de fiabilité (figure 4.11.c et figure 4.11.d).



**Figure 4.11.** Modélisation des liaisons par câbles sous-marins : (a) schéma électrique détaillé, (b) schéma électrique simplifié, (c) diagramme de fiabilité des liaisons principales, (d) diagramme de fiabilité des liaisons redondantes.

Les trois éléments des liaisons par câbles sont connectés en série. Ainsi, les nœuds correspondants dans le DF sont considérés comme des nœuds équivalents composés des dispositifs mentionnés. Les taux de panne et de réparation de la structure série sont évalués en utilisant les équations (4.34) et (4.35) comme suit :

$$\lambda_L = \lambda_C + 2. \lambda_{SG} \quad (4.51)$$

$$\mu_L = (\lambda_C + 2. \lambda_{SG}) / [(1 + \lambda_C / \mu_C) \cdot (1 + \lambda_{SG} / \mu_{SG})^2 - 1] \quad (4.52)$$

Selon le degré de protection et d'investissement souhaité, les cellules de protection peuvent être conçues différemment avec d'autres composants que ceux des cellules « disjoncteur-sectionneur » montrées sur la figure 4.11.a, par exemple : un seul sectionneur ou interrupteur-sectionneur.

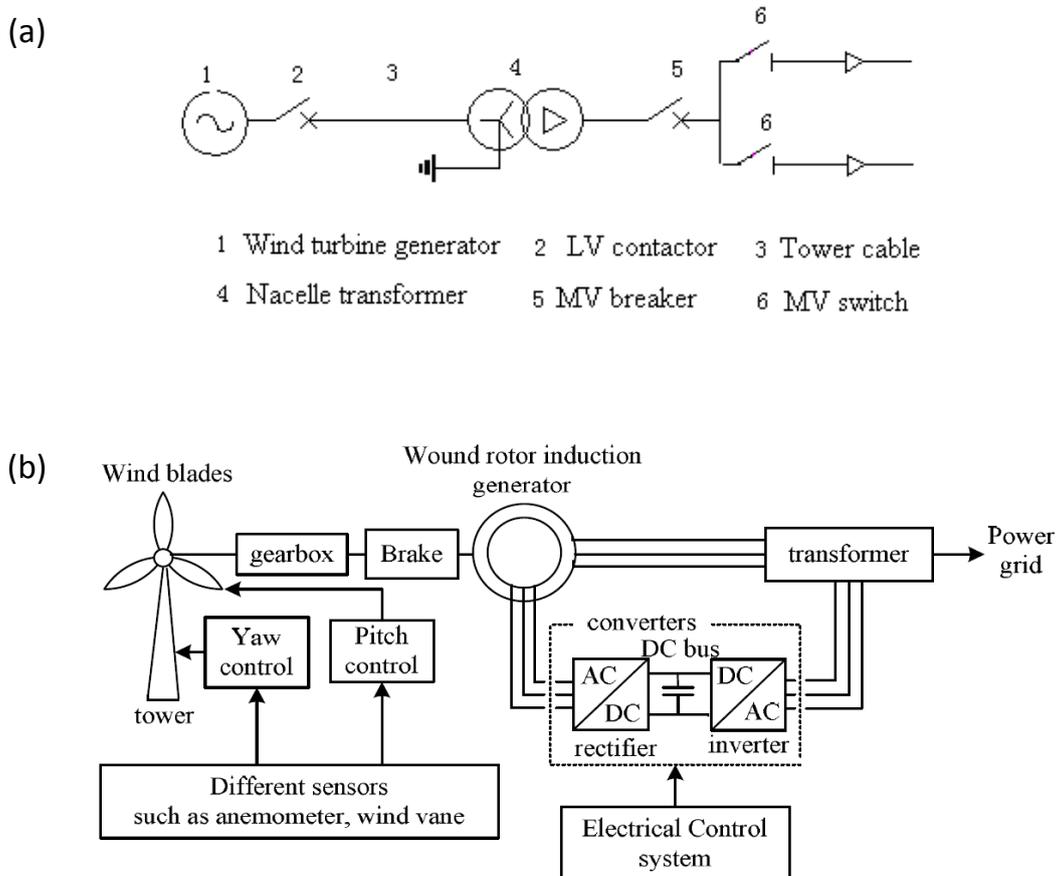
Pour des configurations avec des redondances, les cellules de protection des départs de câbles aux niveaux des éoliennes doivent être équipées de composants avec un pouvoir de coupure (disjoncteur) qui permettent d'isoler localement un défaut dans le réseau MT (ouverture des disjoncteurs en amont et en aval du composant). En fermant ensuite la redondance, toute la puissance produite peut être transportée par le réseau reconfiguré. Ainsi, le temps moyen de perte des éoliennes en aval du défaut est égal au temps nécessaire pour la fermeture des redondances qui peut être très rapide si le système est automatisé. Par ailleurs, si ces cellules contiennent des sectionneurs ou des interrupteurs (pas de pouvoir de coupure) à la place de disjoncteurs et qu'un défaut apparaît dans le réseau MT, le seul disjoncteur pouvant isoler le défaut est celui de la sous station causant ainsi la perte de toute la chaîne d'éoliennes. Dans ce cas, le temps nécessaire pour la reconfiguration du réseau est plus important et correspond au temps d'intervention pour l'isolation manuelle du défaut après le déclenchement du disjoncteur de la sous-station (ouverture des sectionneurs ou interrupteurs en amont et en aval du composant) en plus du temps de fermeture des redondances. Néanmoins, le temps utile pour la reconfiguration du réseau n'est pas dans le même ordre de grandeur que le temps de réparation des composants et peut être négligé dans les calculs.

#### 4.4.1.2.2 Les blocs des éoliennes

Comme mentionné dans le premier chapitre (section 1.3.1.1), il existe principalement quatre topologies d'éoliennes différentes dans le type du générateur ainsi que dans la disposition du convertisseur et la boîte de vitesse (figure 1.11). Ces éoliennes regroupées sous deux grandes familles : les éoliennes à vitesse fixe (FS-SCIG) et les éoliennes à vitesse variable (SCIG, DFIG PMSG) [24] [115].

En termes de fiabilité, on retrouve plusieurs modèles dans la littérature, notamment ceux présentés sur la figure 4.12 [110]-[112] [115] [142]. Selon le degré de précision souhaité, l'éolienne peut être modélisée par un ensemble de composants. Les plus influents sur sa fiabilité selon l'étude statistique réalisée dans la référence [143] sur l'éolien en suède entre 1997 et 2005 sont : le système électrique, la boîte de vitesse, les capteurs, les composants du système pâles/pitch et le système de contrôle. Cependant, le point le plus important est que la défaillance d'un seul composant conduit à l'arrêt de l'éolienne quelle que soit sa configuration. Par conséquent l'ensemble de ces composants ont aussi une

structure série [110] [142], dont les taux de panne et de réparation du nœud équivalent de l'éolienne peuvent être évalués à l'aide des équations (4.34) et (4.35).



**Figure 4.12.** Ensemble de composants dans les modèles de fiabilité d'éolienne [110] [142].

#### 4.4.1.2.3 Les indices de fiabilités des composants d'un parc éolien offshore

Il est vraiment difficile d'obtenir les taux de panne et de réparation des différents composants d'un parc éolien offshore, d'une part parce que cette technologie est récente (peu de statistiques). D'autre part, ces indices sont souvent confidentiels. Dans cette étude les indices de fiabilité utilisés sont principalement issus des différentes publications scientifiques présentées dans le tableau 4.3.

Le retour d'expérience sur le parc éolien offshore de 40 MW « *Middelgrunden* » rapporté dans [144] montre que sur la courte période d'observation de 2001 à 2004, la disponibilité moyenne de l'éolienne est de l'ordre de 98.2 % (plage : 97.3 à 98.8). D'autre part, la disponibilité moyenne de l'ensemble des éoliennes et du réseau interne 30 kV est d'environ de 93.3 % (plage : 85.4 à 96.4).

La divergence sur l'utilisation des indices de fiabilité dans les différentes études, nous amène à conclure qu'une étude de sensibilité est d'une grande importance.

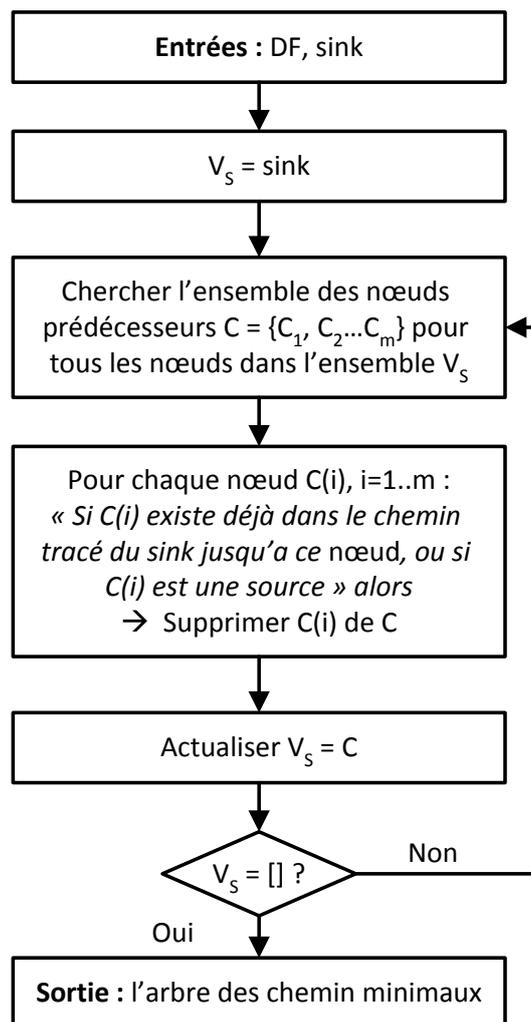
Evaluation des indices de performances d'un parc éolien offshore

Tableau 4.3. Etat de l'art des indices de fiabilité des composants d'un parc éolien offshore.

	λ [occ/an]						MTTR [h/occ]					
	[2] [110] [112] [123] [125]	[111]	[136]	[115]	[142]	[52] [135]	[2] [110] [112] [123] [125]	[111]	[136]	[115]	[142]	[52] [135]
<b>Eolienne</b>												
Générateur	1.5000			0.0315 - 0.0707	0.021		490			123.9 -278	210.7	
Boite de vitesse				0.155	0.045					56.5	256.7	
Convertisseur				0.045 - 0.2	0.067					43.8 -195	106.6	
Transformateur	0.0131				0.020		240				200.0	
Tour					0.006						104.1	
Pitch control					0.052						091.6	
Système orientation					0.026						259.4	
Système de freinage					0.005						125.4	
Contrôle convertisseurs					0.050						184.6	
Capteurs					0.054						049.4	
1 km câble tour	0.0150						240					
Contacteur BT	0.0667						240					
Sectionneur MT	0.0250	0.010					240	120				
Disjoncteur MT	0.0250					0.024	72-240					2160
Interrupteur MT	0.0250	0.010				0.02	240	120				2160
Système équivalent	[110] : 1.6 [123] : 1.5 [125] : 1.5		1		0.346		[110] : 472 [123] : 490 [125] : 490		144		150.02	
<b>Câble sous-marin</b>												
1 km câble (terre)			0.00021						120			
1 km câble MT (mer)	0.0150	0.004	0.00021			0.008	1440	672	144			2160
1 km câble HT	0.0150		0.00021			0.008	1440		144			720
<b>Sous station électrique</b>												
Disjoncteur MT (SSEO)	0.0250	0.030				0.024 - 0.032	72-240	120				720
Sectionneur MT (SSEO)						0.0024						720
Disjoncteur HT (SSEO)						0.032						720
Disjoncteur HT (terre)						0.032						4
Sectionneur HT (SSEO)						0.012						720
Sectionneur HT (terre)						0.012						12
Transformateur (SSEO)	0.0131					0.020	240					4320
Convertisseur (SSEO)						0.050						720
Convertisseur (terre)						0.050						50
Jeu de barres MT (SSEO)						0.004						720
Jeu de barres HT (SSEO)						0.02						720

#### 4.4.2 Arbre des chemins minimaux

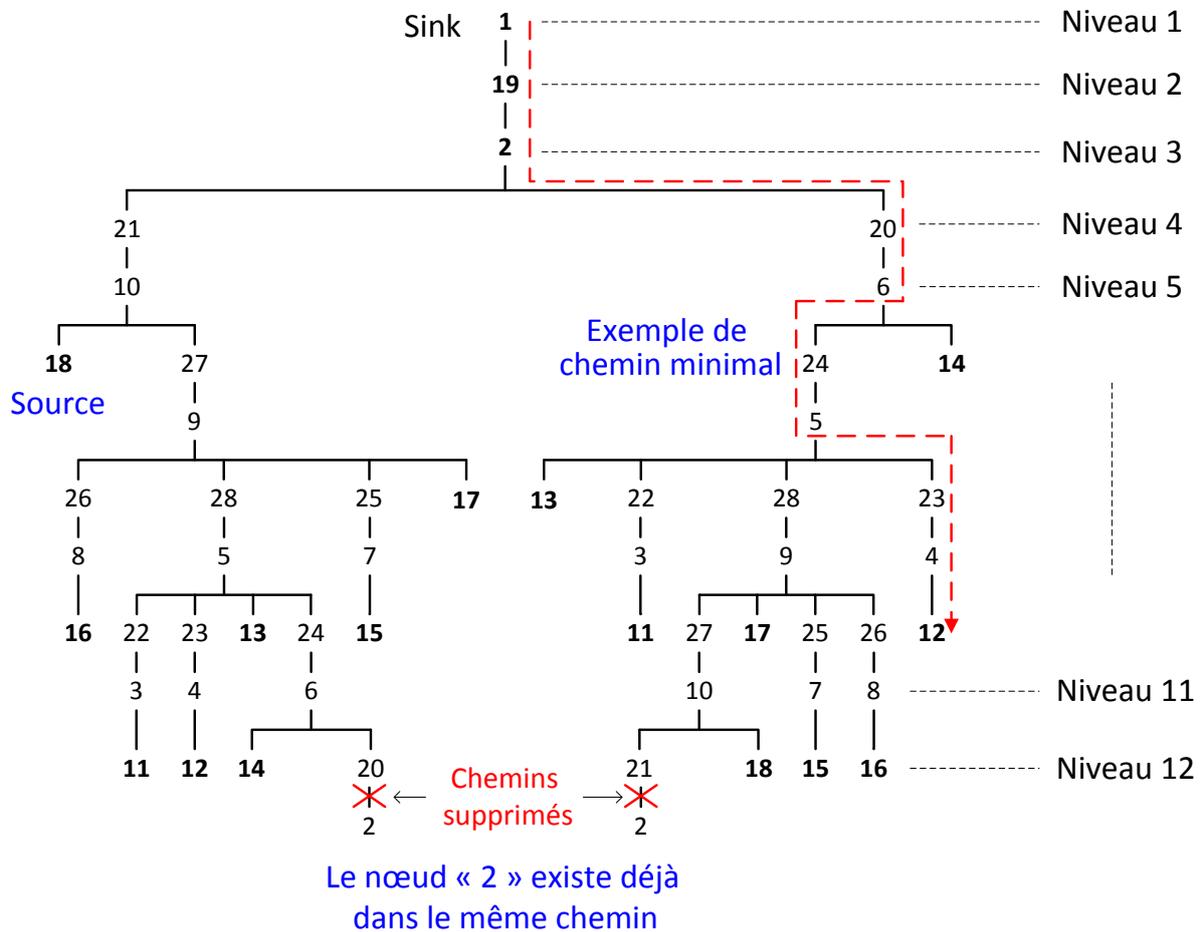
Un chemin minimal « *MP – Minimal Path* » est un ensemble de composants ayant une structure série et dont le fonctionnement assure le fonctionnement du système. Chaque composant peut apparaître dans plusieurs MPs simultanément selon la configuration du diagramme de fiabilité du système. La méthode présentée permet d'évaluer l'arbre des chemins minimaux d'un système contenant plusieurs sources et un point de charge principal « *sink* ». Cette approche est basée sur l'algorithme présentée dans [145] pour un système avec une seule source et un point de livraison.



**Figure 4.13.** Organigramme d'énumération des chemins minimaux.

L'algorithme modifié comporte les différentes étapes de l'organigramme présenté sur la figure 4.13. En partant du « sink » numéro « 1 » de l'exemple montré sur la figure 4.10 (premier niveau), l'algorithme cherche les prédécesseurs de tous les nœuds de chaque niveau. Un chemin est complet lorsque le dernier nœud trouvé dans ce chemin est une source. Dans ce cas, ce chemin va être fermé et sauvegardé. Par ailleurs, un chemin est

supprimé si un nœud apparaît deux fois dans le même chemin qui signifie l'existence d'une boucle dans le chemin qui ne satisfait pas la définition d'un chemin minimal. L'algorithme arrête alors la recherche de nouveaux prédécesseurs du niveau suivant si tous les chemins de l'arbre sont fermés. A titre d'exemple, l'arbre des chemins minimaux pour le DF de la figure 4.10, est présenté sur la figure 4.14.



**Figure 4.14.** Exemple d'arbre des chemins minimaux du parc à huit éoliennes (figure 4.10).

Pour cette architecture, un total de 16 chemins est trouvé. Chaque source est reliée au point de livraison par deux chemins grâce à la présence de la redondance numéro 28 (voir le DF sur la figure 4.10). Cette topologie est certainement plus fiable que celle sans le chemin redondant, où chaque source est liée par un seul chemin. Nous reviendrons sur la comparaison entre les différentes topologies du réseau électrique à la section 4.6.

#### 4.4.3 Méthode de réduction des réseaux (MRR)

Un parc éolien offshore contient plusieurs éoliennes (sources), par conséquent, le diagramme de fiabilité de ce système est complexe et comporte plusieurs sous structures série-parallèle (figure 4.10). Pour pouvoir appliquer les lois présentées dans la section 4.4.1.1 pour les structures élémentaires série-parallèle, premièrement le diagramme de fiabilité est

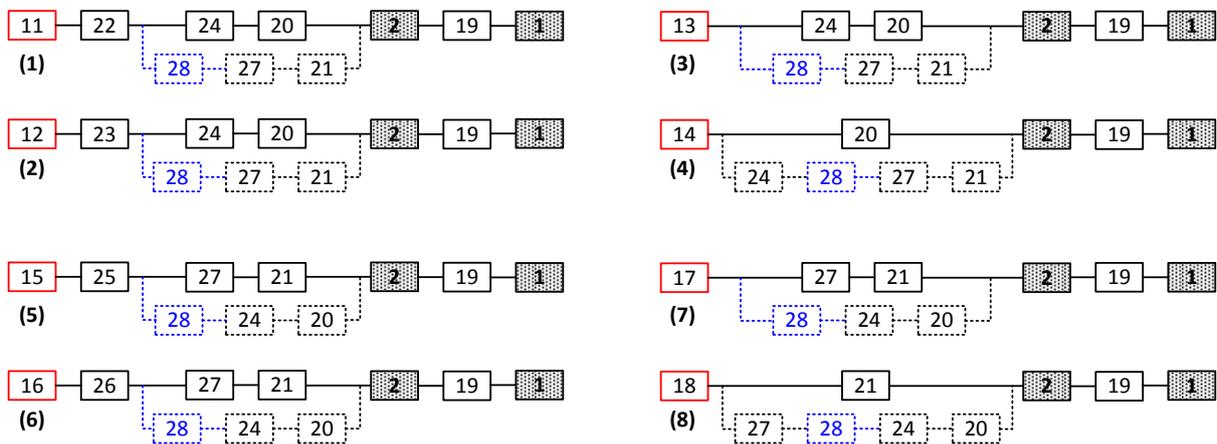
décomposé en plusieurs sous-systèmes et ensuite les indices de fiabilité de chaque sous-système sont évalués en fonction de sa topologie (série, parallèle ou mixte série-parallèle) en utilisant la fonction de structure (section 4.4.3.2). Ces deux étapes sont basées sur l'arbre des chemins minimaux, présentée précédemment.

#### 4.4.3.1 Décomposition du diagramme de fiabilité en sous systèmes

Le sous-ensemble de composants et de liens du diagramme de fiabilité global, contenus entre une seule source et le sink est appelé « *sous-système* ». Dans le cas du système du parc éolien, le DF est composé d'un nombre «  $N_s$  » de sous-systèmes égal au nombre total de sources (éoliennes). Chaque sous-système contient plusieurs composants connectés en série, en parallèle ou en mixte série-parallèle, et peut avoir plusieurs chemins entre ses deux nœuds terminaux, i.e. la source et le sink.

Le nombre total de chemins dans le réseau dépend du nombre de branches redondantes. Le fonctionnement de tous les composants d'un seul chemin entre les deux terminaux permet un fonctionnement normal du sous-système (réussite de la mission du sous-système). Dans le cas inverse, le sous-système sera en panne (échec de la mission). L'arrêt ou la défaillance d'un sous-système induit la perte de la production d'une éolienne (source) pour une période de temps nécessaire pour la maintenance ou la réparation.

Par exemple, le DF représenté sur la figure 4.10 est composé de huit éoliennes et contient donc huit sous-systèmes montrés sur la figure 4.15 (les nœuds parfaits 3, 4 ... 10 ne sont pas représentés sur cette figure). Les chemins de chaque sous-système sont énumérés dans le tableau 4.4.



**Figure 4.15.** Les différents sous-systèmes du DF du parc à huit éoliennes (figure 4.10).

Les différents MPs de l'arbre des chemins minimaux du système sont regroupés par source, comme montré dans le tableau 4.4, pour former ainsi les différents sous-systèmes. Enfin, en connaissant la topologie de chaque sous-système définie par la composition de ces chemins, nous pouvons évaluer ses indices de fiabilité à l'aide de la fonction de structure détaillée dans la section suivante.

**Tableau 4.4.** Les sous-systèmes du parc à huit éoliennes de la figure 4.10.

Numéros des sous-systèmes	Numéro des sources	Numéro des chemins	Les MP des sous-systèmes
1	11	1	11-22-24-20-2-19-1
		2	11-22-28-27-21-2-19-1
2	12	3	12-23-24-20-2-19-1
		4	12-23-28-27-21-2-19-1
3	13	5	13-24-20-2-19-1
		6	13-28-27-21-2-19-1
4	14	7	14-20-2-19-1
		8	14-24-28-27-21-2-19-1
5	15	9	15-25-27-21-2-19-1
		10	15-25-28-24-20-2-19-1
6	16	11	16-26-27-21-2-19-1
		12	16-26-28-24-20-2-19-1
7	17	13	17-27-21-2-19-1
		14	17-28-24-20-2-19-1
8	18	15	18-21-2-19-1
		16	18-27-28-24-20-2-19-1

#### 4.4.3.2 Fonction de structure et fiabilité d'un sous système

Les états (fonctionnement / défaillance) des  $n$  composants de chaque sous-système sont modélisés par le vecteur binaire  $X^e = \{X^{e_1} \dots X^{e_n}\}$  appelé vecteur des états (*state vector*), où chaque variable aléatoire  $X^{e_i}$  appelée « *indicateur de succès* » est définie par (4.53).

$$X^{e_i} = \begin{cases} 1 & \text{si le composant } i \text{ fonctionne} \\ 0 & \text{si le composant } i \text{ est défaillant} \end{cases} \quad (4.53)$$

La fiabilité «  $R_{fi}$  » est la probabilité que le composant «  $i$  » fonctionne correctement, et donc c'est la probabilité que son indicateur de succès «  $X^{e_i}$  » soit égale à « 1 ». A l'inverse, la probabilité de défaillance «  $F_{fi}$  » est la probabilité qu'un composant «  $i$  » soit en panne, et par conséquent c'est la probabilité que son indicateur de succès «  $X^{e_i}$  » soit égale à « 0 ». Ces deux indices sont évalués par l'expression (4.54).

$$R_{fi} = Prob \{ X^{e_i} = 1 \} \quad , \quad F_{fi} = Prob \{ X^{e_i} = 0 \} = 1 - R_{fi} \quad (4.54)$$

La fonction de structure binaire  $\Phi_{SS,j}(X^e) = \Phi_{SS,j}(X^{e_1}, X^{e_2} \dots X^{e_n})$  indique l'état (fonctionnement / défaillance) du sous-système complet «  $j$  » en se basant sur les états de ces  $n$  composants modélisés par le vecteur  $X^e$ .

$$\Phi_{SS,j} = \begin{cases} 1 & \text{si le sous système } j \text{ fonctionne} \\ 0 & \text{si le sous système } j \text{ est défaillant} \end{cases} \quad (4.55)$$

La fonction de structure  $\Phi_{SS,j}$  d'un sous-système «  $j$  » du réseau électrique contenant un nombre  $k$  de chemins minimaux (MP) est exprimée par l'équation suivante [146] :

$$\Phi_{SS,j} = 1 - \prod_{j=1}^k \left[ 1 - \prod_{i \in MP_j} X^e_i \right] \quad (4.56)$$

La fiabilité  $R_{fSS}$  du sous-système est définie par la probabilité pour que le sous-système fonctionne correctement, et donc c'est la probabilité pour que la fonction de structure soit égale à 1 (l'espérance de  $\Phi_{SS,j}(X^e)$ ) exprimée par l'équation (4.57) en fonction du vecteur  $R_f$  des fiabilités des  $n$  composants (indépendants). Le temps  $t$  est supprimé dans la notation mais il est implicitement inclus dans la détermination des états des composants.

$$R_{fSS,j}(R_f) = Pr(\Phi_{SS,j}(X^e) = 1) = Esp[\Phi_{SS,j}(X^e)] \quad , \quad R_f = (R_{f1}, R_{f2}, \dots, R_{fn}) \quad (4.57)$$

Pour un sous-système  $j$  ayant une structure série, l'ensemble des  $n$  composants indépendants forme un seul ( $k=1$ ) chemin minimal,  $MP_1 = \{1, 2, \dots, n\}$ , et donc sa fonction de structure, calculée par (4.56), est comme suit :

$$\Phi_{SS,j} = 1 - (1 - X^{e_1} \cdot X^{e_2} \cdot X^{e_3} \dots X^{e_n}) = X^{e_1} \cdot X^{e_2} \cdot X^{e_3} \dots X^{e_n} \quad (4.58)$$

La fiabilité de cette structure est calculée par :

$$\begin{aligned} R_{fSS,j} &= Pr(\Phi_{SS,j}(X^e) = 1) = Pr(X^{e_1} \cdot X^{e_2} \cdot X^{e_3} \dots X^{e_n}) \\ &= Pr(X^{e_1}) \cdot Pr(X^{e_2}) \cdot Pr(X^{e_3}) \dots Pr(X^{e_n}) \\ &= R_{f1} \cdot R_{f2} \cdot R_{f3} \dots R_{fn} \\ &= \prod R_{fi} \end{aligned} \quad (4.59)$$

D'un autre côté, pour un sous-système ayant une structure parallèle, l'ensemble des  $n$  composants indépendants forme  $n$  ( $k=n$ ) chemins minimaux,  $MP_1 = \{1\}$ ,  $MP_2 = \{2\}$ ,  $MP_3 = \{3\}$ ...  $MP_n = \{n\}$ . En utilisant l'équation (4.56), on obtient la fonction de structure suivante :

$$\Phi_{SS,j} = 1 - (1 - X^{e_1}) \cdot (1 - X^{e_2}) \cdot (1 - X^{e_3}) \dots (1 - X^{e_n}) \quad (4.60)$$

Puisque les composants sont indépendants et que chaque composant apparait dans un seul chemin, la fiabilité de cette structure est obtenue par remplacement des  $X^e_i$  par les  $R_{fi}$  :

$$\begin{aligned} R_{SS,j} &= Pr(\Phi_{SS,j}(X^e) = 1) \\ &= 1 - (1 - R_{f1}) \cdot (1 - R_{f2}) \cdot (1 - R_{f3}) \dots (1 - R_{fn}) \\ &= 1 - F_{f1} \cdot F_{f2} \cdot F_{f3} \dots F_{fn} \\ &= 1 - \prod F_{fi} \end{aligned} \quad (4.61)$$

Finalement, ces équations sont identiques à celles développées dans la section 4.4.1.1 pour ces structures élémentaires.

Dans le cas où les composants apparaissent dans plusieurs chemins simultanément, le remplacement direct des états  $X^e_i$  par les probabilités  $R_{fi}$  dans la première expression de la

fonction de structure, donnée par (4.56), pour obtenir la fiabilité du sous-système complet n'est pas correcte. Nous verrons par la suite que le développement de la fonction de structure est nécessaire pour obtenir la fiabilité des sous-systèmes complexes.

#### 4.4.3.3 Méthode exacte d'évaluation de la fiabilité

Considérant le sous-système  $n^{\circ} 1$  de la figure 4.15 ayant deux chemins minimaux entre ces deux points terminaux 10 et 1 :  $MP_1 = \{ 11, 22, 24, 20, 2, 19, 1 \}$ ,  $MP_2 = \{ 11, 22, 28, 27, 21, 2, 19, 1 \}$ . L'expression de la fonction de structure de ce sous-système est donnée par la relation (4.62). Les nœuds supposés totalement fiables 1 et 2 ne sont pas considérés.

$$\Phi_{SS,1} = 1 - (1 - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{24}} \cdot X^{e_{20}} \cdot X^{e_{19}}) \cdot (1 - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{28}} \cdot X^{e_{27}} \cdot X^{e_{21}} \cdot X^{e_{19}}) \quad (4.62)$$

D'où l'expression de la fiabilité suivante :

$$R_{fSS,1} = 1 - \text{Esp}[(1 - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{24}} \cdot X^{e_{20}} \cdot X^{e_{19}}) \cdot (1 - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{28}} \cdot X^{e_{27}} \cdot X^{e_{21}} \cdot X^{e_{19}})] \quad (4.63)$$

Cependant, étant donné que les chemins minimaux se croisent, c'est-à-dire que ces chemins ont des composantes en communs, les variables aléatoires  $(1 - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{24}} \cdot X^{e_{20}} \cdot X^{e_{19}})$  et  $(1 - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{28}} \cdot X^{e_{27}} \cdot X^{e_{21}} \cdot X^{e_{19}})$  ne sont pas indépendantes, et donc l'espérance de leur produit n'est pas égale au produit de leurs espérances. Par conséquent, pour calculer  $R_{fSS,j}$  nous devons d'abord obtenir la forme développée de la fonction de structure  $\Phi_{SS,1}(X^e)$  et ensuite calculer l'espérance. La forme développée de la fonction de structure est obtenue à l'aide du produit binaire :  $X^e \cdot X^e = X^e$  en passant par les différentes étapes suivantes :

$$\begin{aligned} \Phi_{SS,1} &= 1 - (1 - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{24}} \cdot X^{e_{20}} \cdot X^{e_{19}}) \cdot (1 - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{28}} \cdot X^{e_{27}} \cdot X^{e_{21}} \cdot X^{e_{19}}) \\ &= 1 - (1 - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{24}} \cdot X^{e_{20}} \cdot X^{e_{19}} - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{28}} \cdot X^{e_{27}} \cdot X^{e_{21}} \cdot X^{e_{19}} \\ &\quad + X^{e_{11}^2} \cdot X^{e_{22}^2} \cdot X^{e_{24}} \cdot X^{e_{20}} \cdot X^{e_{19}^2} \cdot X^{e_{28}} \cdot X^{e_{27}} \cdot X^{e_{21}}) \\ &= X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{24}} \cdot X^{e_{20}} \cdot X^{e_{19}} + X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{28}} \cdot X^{e_{27}} \cdot X^{e_{21}} \cdot X^{e_{19}} \\ &\quad - X^{e_{11}} \cdot X^{e_{22}} \cdot X^{e_{24}} \cdot X^{e_{20}} \cdot X^{e_{19}} \cdot X^{e_{28}} \cdot X^{e_{27}} \cdot X^{e_{21}} \end{aligned} \quad (4.64)$$

L'expression exacte de la fiabilité du sous-système est obtenue par simple remplacement des variables d'états  $X^e_i$  par leurs probabilités correspondantes  $R_{fi}$  dans la fonction de structure développée. Le résultat est le suivant :

$$\begin{aligned} R_{fSS,1} &= R_{f11} \cdot R_{f22} \cdot R_{f24} \cdot R_{f20} \cdot R_{f19} + R_{f11} \cdot R_{f22} \cdot R_{f28} \cdot R_{f27} \cdot R_{f21} \cdot R_{f19} \\ &\quad - R_{f11} \cdot R_{f22} \cdot R_{f24} \cdot R_{f20} \cdot R_{f19} \cdot R_{f28} \cdot R_{f27} \cdot R_{f21} \end{aligned} \quad (4.65)$$

Comme on peut le constater, les indicateurs de succès  $X^e_i$  des composants qui apparaissent dans deux chemins simultanément  $\{ 11, 22, 19 \}$  apparaissent en puissance de 2 dans la fonction de structure (4.64) mais pas dans l'expression de la fiabilité (4.65).

Un algorithme a été développé pour évaluer cette forme étendue de la fonction de structure de n'importe quel sous-système en prenant comme entrée ces différents chemins.

#### 4.4.3.4 Méthodes alternatives d'approximation de la fiabilité

Il est difficile d'obtenir le format étendu de  $\Phi_{SS,j}(X^e)$  pour évaluer l'expression exacte de la fiabilité et surtout pour les sous-systèmes complexes ayant un grand nombre de chemins minimaux. Car en général, cette forme développée contiennent  $2^k-1$  termes, où  $k$  est le nombre de MPs du sous-système. Deux alternatives sont présentées dans cette section pour estimer les indices de fiabilité. La première consiste à évaluer la borne supérieure de fiabilité et la deuxième alternative n'utilise pas la fonction de structure.

##### 4.4.3.4.1 Borne supérieure de la fiabilité – (UBR -Upper Bound of Reliability)

Les chemins minimaux définis précédemment peuvent être utilisés pour obtenir une borne supérieure de la fiabilité. Dans ce cas, on suppose que tous les chemins d'un sous-système tombent en panne séparément et qu'ils ne se croisent pas. Cela signifie que tous les chemins d'un sous-système sont en parallèle et des composants peuvent apparaître simultanément dans plusieurs chemins. Ainsi, la borne supérieure de la fiabilité du sous-système «  $j$  » peut être directement écrite comme suit [147] :

$$R_{fSS,j}^{UBR} = 1 - \prod_{j=1}^k \left[ 1 - \prod_{i \in MP_j} R_{fi} \right] \quad (4.66)$$

Pour le sous-système n°1 de la figure 4.15 présenté précédemment, nous obtenons :

$$R_{fSS,1}^{UBR} = R_{f11} \cdot R_{f22} \cdot R_{f24} \cdot R_{f20} \cdot R_{f19} + R_{f11}^2 \cdot R_{f22}^2 \cdot R_{f24} \cdot R_{f20} \cdot R_{f19}^2 \cdot R_{f28} \cdot R_{f27} \cdot R_{f21} \quad (4.67)$$

Cette fois-ci,  $R_{f11}$ ,  $R_{f22}$  et  $R_{f19}$  sont aux carrés dans le troisième terme de l'expression de la borne supérieure de la fiabilité, car les composants correspondants 11, 22 et 19 sont communs aux deux chemins du sous-système. Par conséquent, l'indice de fiabilité est supérieur à celui calculé par la méthode exacte.

##### 4.4.3.4.2 Deuxième méthode d'approximation

Dans la seconde technique d'approximation, nous proposons de négliger la probabilité de panne des composants appartenant aux branches en parallèle de chaque sous-système. La raison est qu'une structure parallèle tombe en panne seulement si tous ces chemins minimaux soit défectueux, et la probabilité d'occurrence de cet état est faible. Ainsi, nous considérons que les structures parallèles du sous-système sont totalement fiables (parfaites) comme illustré sur la figure 4.16 dans le cas du sous-système n°1.

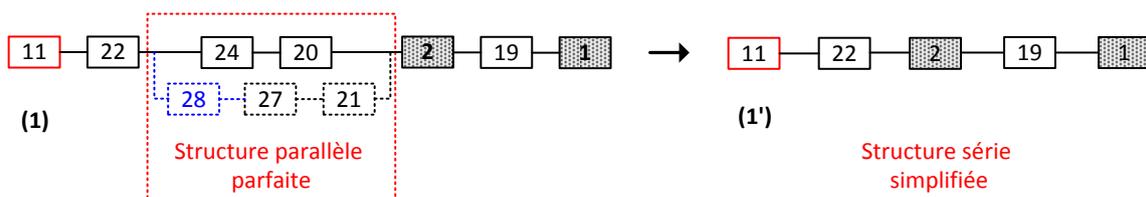


Figure 4.16. Simplification des sous-systèmes en négligeant les structures parallèles.

Finalement, l'expression de la fiabilité du sous-système simplifiée obtenue correspond à celle d'une structure élémentaire en série, donnée comme suit :

$$R_{fSS,j}^S = \prod_{i \in E_s} R_{fi} \quad (4.68)$$

Où  $E_s$  est l'ensemble des composants du sous-système simplifié, connectés en série.

Par exemple, l'ensemble des composants du sous-système simplifié (1') de la figure 4.16 est  $E_s = \{ 11, 22, 2, 19, 1 \}$  et l'approximation de sa fiabilité  $R_{fSS,1}^S$  est donnée par :

$$R_{fSS,1}^S = R_{f11} \cdot R_{f22} \cdot R_{f19} \quad (4.69)$$

#### 4.4.3.5 Expressions des indices de performances du système global

Dans le cas des parcs éoliens offshore, les composants du système sont réparables. Par conséquent, nous parlerons par la suite de la disponibilité  $A_{SS,j}$  des sous-systèmes électrique plutôt que de la fiabilité  $R_{fSS,j}$ .

L'expression de l'espérance de l'énergie non fournie ( $EENS$ ), donnée par l'équation (4.23) dans la section 4.3.2.2, dépend des états du sous-système. Par exemple, pour un sous-système de deux composants  $\{ 1, 2 \}$  avec une structure série ou parallèle (figure 4.17), quatre états du sous-système sont possibles. Ces différents états sont résumés dans le tableau 4.5 (voir les détails dans la section 4.4.4).

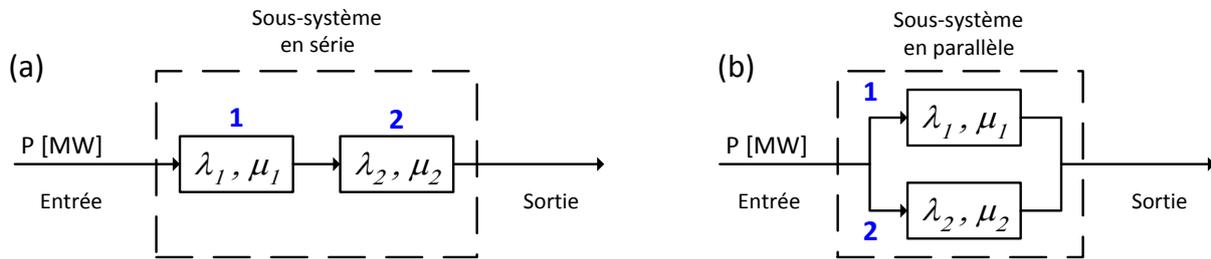


Figure 4.17. Sous-systèmes série et parallèle.

En appliquant l'équation (4.23) au sous-système « j » en série, nous obtenons :

$$\begin{aligned} EENS_{SS,j} &= \sum_{si \in S^{si}} Pr_{si} \cdot P_{si} \cdot 8760 \\ &= 8760 \cdot P \cdot [ 0 + U_{f1} \cdot A_2 + A_1 \cdot U_{f2} + U_{f1} \cdot U_{f2} ] \\ &= 8760 \cdot P \cdot [ (1 - A_1) \cdot A_2 + A_1 \cdot (1 - A_2) + (1 - A_1) \cdot (1 - A_2) ] \quad (4.70) \\ &= 8760 \cdot P \cdot [ 1 - A_1 \cdot A_2 ] \\ &= 8760 \cdot P \cdot [ 1 - A_{SS,j} ] \\ &= 8760 \cdot P \cdot U_{fSS,j} \end{aligned}$$

Et pour un sous-système «  $j$  » en parallèle, on trouve :

$$\begin{aligned}
 EENS_{SS,j} &= \sum_{si \in S^{si}} Pr_{si} \cdot P_{si} \cdot 8760 \\
 &= 8760 \cdot P \cdot [0 + 0 + 0 + U_{f1} \cdot U_{f2}] \\
 &= 8760 \cdot P \cdot [U_{f1} \cdot U_{f2}] \\
 &= 8760 \cdot P \cdot U_{fSS,j}
 \end{aligned} \tag{4.71}$$

Où  $U_{fSS,j}$  est l'indisponibilité du sous-système «  $j$  » exprimée en fonction des taux de panne et de réparation des composants soit par les équations (4.31) et (4.33) pour une structure en série, soit par les équations (4.41) et (4.43) pour une structure en parallèle.

**Tableau 4.5.** Espace des états du réseau électrique du parc à huit éoliennes de la figure 4.10.

Numéros des états	Etats des composants		Probabilités des états	Puissance perdue [MW]		EENS [MWh/an]	
	n° 1	n° 2		Structure série (a)	Structure parallèle (b)	Structure série (a)	Structure parallèle (b)
1	1	1	$P_{s1} = A_1 \cdot A_2$	0	0	0	0
2	0	1	$P_{s2} = U_{f1} \cdot A_2$	$P$	0	$U_{f1} \cdot A_2 \cdot P$	0
3	1	0	$P_{s1} = A_1 \cdot U_{f2}$	$P$	0	$A_1 \cdot U_{f2} \cdot P$	0
4	0	0	$P_{s1} = U_{f1} \cdot U_{f2}$	$P$	$P$	$U_{f1} \cdot U_{f2} \cdot P$	$U_{f1} \cdot U_{f2} \cdot P$

Par conséquent, les expressions générales de l'espérance de l'énergie non fournie  $EENS_{SS,j}$  et de celle du système globale  $EENS$  contenant  $N_s$  sous-systèmes dépendent de l'indisponibilité  $U_{fSS,j}$  et de la puissance  $P$  à l'entrée de chaque sous-système qui correspond dans le cas du parc éolien à la production moyenne d'une éolienne ( $P = P_{Eol}$ ). Ces expressions sont données par les équations (4.72) et (4.73).

$$EENS_{SS,j} = 8760 \cdot P_{Eol,j} \cdot U_{fSS,j} \quad [MWh/an] \tag{4.72}$$

$$EENS = \sum_{j=1}^{N_s} U_{fSS,j} \cdot P_{Eol,j} \cdot 8760 \quad [MWh/an] \tag{4.73}$$

Les autres indices du réseau électrique global du parc éolien offshore, notamment l'espérance de puissance non fournie ( $EPNS$ ), le nombre d'heures de panne annuel ( $AOH$ ), la disponibilité équivalente du système ( $EAF$ ) et le Rapport de production ( $GR$ ) sont exprimés par les équations suivantes :

$$EPNS = EENS / 8760 \quad [MW/an] \tag{4.74}$$

$$AOH = EENS / (P_{PEO}) \quad [h/an] \tag{4.75}$$

$$EAF = 1 - AOH / 8760 \quad [p.u] \tag{4.76}$$

$$GR = P_{sortie} / P_{entrée} \quad [p.u] \quad (4.77)$$

$$= (P_{PEO} - EPNS) / P_{PEO} = 1 - AOH / 8760 = EAF$$

Il faut noter que dans le calcul de l'*EENS* montré dans le tableau 4.5, dans le cas de la structure parallèle (figure 4.17.b), on a supposé que chaque branche peut véhiculer la puissance maximale  $P$  à l'entrée du sous-système. Par conséquent la défaillance d'un seul composant n'induit aucune perte d'énergie puisque toute la puissance sera transmise par l'autre branche.

Cela est vrai pour le réseau interne du parc éolien où tous les segments de câbles MT reliant un groupe d'éoliennes entre elles et à la sous-station en mer ont soit la même section ou des sections différentes mais dimensionnées en tenant compte du cas de défaillance du réseau le plus critique pour transporter toute la puissance produite par le groupe d'éoliennes. Une étude technico économique est présentée dans la section 4.6 pour le dimensionnement des câbles à sections variables. Nous considérons que les câbles MT sont à sections fixes pour l'optimisation du réseau électrique présentée dans la section 4.7.

Néanmoins, dans le cas du système de transport, les câbles HT mis en parallèle ne peuvent être dimensionnés pour la puissance maximale du parc éolien si cette puissance est importante principalement à cause de la limite technologique des câbles sous-marins HT en termes de puissance maximale transmissible. Par conséquent, on estime que l'ensemble des «  $m$  » câbles HT en parallèle peuvent véhiculer au maximum une puissance de «  $P/m$  » chacun. Dans ce cas, l'indice *EENS* évalué, ne tient compte que de l'énergie perdue à cause de la défaillance des «  $m$  » câbles en parallèle simultanément, c.à.d. la perte d'énergie minimale du sous-système (borne inférieure).

#### 4.4.4 Méthode d'espace des états (MEE) - Processus de Markov

Dans cette étude, chaque composant est modélisé par deux états : fonctionnement et panne (modèle de Markov à deux états). L'espace des états d'un système est un graphe dont les sommets représentent les états du système et les arcs correspondent aux transitions (panne et réparation) entre les états. Le temps passé dans chaque état au cours de la durée de vie du système, suit une loi exponentielle, vu que tous les taux de transitions ( $\lambda$  et  $\mu$ ) des composants sont supposés constants. Le calcul de la fiabilité est réalisé à partir de ces différents états du système. Cette méthode est difficile à appliquer pour des systèmes de grandes tailles ayant un nombre important d'états [117].

Soit un système constitué de  $n$  composants. En admettant que chaque composant suit le modèle de Markov à deux états (panne et réparation), alors le nombre total d'états «  $si$  » de ce système est  $N_{si} = 2^n$ . Les probabilités d'occurrences de ces différents états  $Pr_{si}$  sont décrites par le système d'équations suivant :

$$[Pr_{s1} \ Pr_{s2} \ \dots \ Pr_{si} \ \dots \ Pr_{sN_{si}}] \cdot [\alpha] = \left[ \frac{dPr_{s1}}{dt} \ \frac{dPr_{s1}}{dt} \ \dots \ \frac{dPr_{si}}{dt} \ \dots \ \frac{dPr_{sN_{si}}}{dt} \right] \quad (4.78)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{si}} Pr_{si} = 1 \quad (4.79)$$

Les éléments de la matrice des transitions stochastique  $[\alpha]$  sont calculés comme suit :

$$\alpha_{i,j} = \text{Taux de transition de l'état } i \text{ à l'état } j \quad \text{si } i \neq j \quad (4.80)$$

$$\alpha_{i,i} = - \sum_{j \neq i} \alpha_{i,j} \quad (4.81)$$

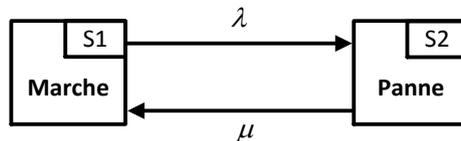
En régime permanent (stationnaire) on a  $dPr_{si} / dt = 0$ , ainsi le système d'équations à résoudre pour évaluer les probabilités d'occurrences des états  $Pr_{si}$  est le suivant :

$$[Pr_{s1} \ Pr_{s2} \ \dots \ Pr_{si} \ \dots \ Pr_{s1}] \cdot [\alpha] = [0 \ 0 \ \dots \ 0 \ \dots \ 0] \quad (4.82)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{si}} Pr_{si} = 1 \quad (4.83)$$

#### 4.4.4.1 Diagramme d'espace d'états pour un seul composant

Dans le cas d'un système à un seul composant, le diagramme d'espace des états est représenté sur la figure 4.18.



**Figure 4.18.** Modèle de Markov à deux états pour un seul composant.

La matrice des transitions correspondante est :

$$\alpha = \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix} \quad (4.84)$$

La résolution du système d'équations (4.82) et (4.83) décrivant les probabilités d'occurrences des états du système donne les résultats suivants :

$$Pr_{s1} = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (4.85)$$

$$Pr_{s2} = U_f = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (4.86)$$

Au régime permanent ( $t = \infty$ ), l'état  $s1$  correspond à l'état de fonctionnement du composant et la probabilité  $Pr_{s1}$  est définie comme la **disponibilité A** du composant. De

même, l'état  $s_2$  correspond à l'état de défaillance du composant et la probabilité  $Pr_{s_2}$  est définie comme **l'indisponibilité  $U_f$**  du composant.

Enfin, les fréquences d'occurrences des deux états (marche et panne) sont définies par :

$$F_{S1} = Pr_{s1} \cdot \lambda \quad , \quad F_{S2} = Pr_{s2} \cdot \mu \quad (4.87)$$

#### 4.4.4.2 Diagramme d'espace d'états d'un système à $n$ composants

En général, les probabilités  $Pr_{si}$  ainsi que les taux de panne  $\lambda_{si}$  et de réparation  $\mu_{si}$  de tous les états d'un système de  $n$  composants sont donnés par [121] [126] :

$$Pr_{si} = \prod_{k \in S^{si}_{fn}} A_k \prod_{m \in S^{si}_p} U_{fm} \quad [p.u] \quad (4.88)$$

$$\lambda_{si} = \sum_{k \in S^{si}_{fn}} \lambda_k \quad [occ/an] \quad (4.89)$$

$$\mu_{si} = \sum_{m \in S^{si}_p} \mu_m \quad [occ/an] \quad (4.90)$$

Où : la disponibilité  $A_i$  et l'indisponibilité  $U_{fi}$  sont calculées par les équations (4.85) et (4.86),  $\lambda_k$  et  $\mu_m$  sont les taux de panne et de réparation des composants.

La fréquence d'occurrence d'un état du système  $F_{si}$  correspond à la probabilité  $Pr_{si}$  d'être dans cet état multiplié par la somme des taux de départs (ou taux de transitions) à partir de cet état. Pour un modèle de Markov à deux états (marche ou panne) cette fréquence est aussi égale à la probabilité de ne pas être dans cet état multiplié par la somme des taux d'entrées (ou taux de transitions) vers cet état. Cette fréquence ainsi que la durée d'occurrence d'un état «  $si$  » sont calculées par :

$$F_{si} = Pr_{si} \cdot (\lambda_{si} + \mu_{si}) \quad [occ/an] \quad (4.91)$$

$$D_{si} = Pr_{si} \cdot 8760 / F_{si} \quad [h/occ] \quad (4.92)$$

L'espace des états du système  $S^{si}$  est partagé en deux régions : l'espace de fonctionnement normal  $S^{si}_{fn}$  et l'espace de panne  $S^{si}_p$ . La fréquence de panne du système  $F_p$  donnée par l'équation (4.21) correspond à la fréquence des passages à partir des états dans l'espace  $S^{si}_{fn}$  aux états de l'espace  $S^{si}_p$  ou inversement (équation (4.93)). La probabilité et la durée de panne du système sont exprimées par les équations (4.20) et (4.22).

$$F_p = \sum_{i \in S^{si}_p} \left[ Pr_{si} \sum_{j \in S^{si}_{fn}} \lambda_j \right] = \sum_{i \in S^{si}_{fn}} \left[ Pr_{si} \sum_{j \in S^{si}_p} \mu_j \right] \quad (4.93)$$

Par exemple, pour deux composants  $\{ C_1 (\lambda_1, \mu_1), C_2 (\lambda_2, \mu_2) \}$ , le diagramme d'espace des états du système est représenté sur la figure 4.19.

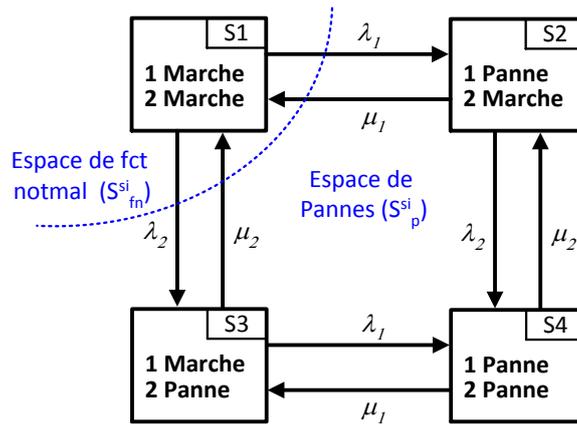


Figure 4.19. Modèle de Markov à deux états pour deux composants.

Les expressions des probabilités  $Pr_{si}$  et fréquences  $F_{si}$  d'occurrences des quatre états du système sont :

$$Pr_{s1} = A_1.A_2 \quad , \quad Pr_{s2} = U_{f1}.A_2 \quad (4.94)$$

$$Pr_{s3} = A_1.U_{f2} \quad , \quad Pr_{s4} = U_{f1}.U_{f2}$$

$$F_{s1} = Pr_{s1} . (\lambda_1 + \lambda_2) \quad , \quad F_{s2} = Pr_{s2} . (\mu_1 + \lambda_2) \quad (4.95)$$

$$F_{s3} = Pr_{s3} . (\lambda_1 + \mu_2) \quad , \quad F_{s4} = Pr_{s4} . (\mu_1 + \mu_2)$$

D'où la fréquence de panne du système :

$$F_p = Pr_{s1} . (\lambda_1 + \lambda_2) = Pr_{s2} . \mu_1 + Pr_{s3} . \mu_2 \quad (4.96)$$

#### 4.5 Comparaison des deux méthodes et validation des algorithmes

L'objectif de cette partie est de valider les deux méthodes présentées pour l'évaluation des indices de fiabilité d'un parc éolien offshore. Pour cela, on va montrer les détails des calculs de la deuxième méthode (MEE) réalisés sous le logiciel Excel et les comparer à ceux obtenus par les différents programmes développés sous le logiciel Matlab pour un cas d'étude basique composé de deux éoliennes d'une puissance nominale de 6 MW. La production annuelle moyenne des éoliennes est de 2.7 MW estimée pour un vent moyen de 8.5 m/s. Le schéma de raccordement électrique ainsi que le diagramme de fiabilité du système étudié sont présentés sur la figure 4.20. La longueur des câbles est fixée à 1 km.



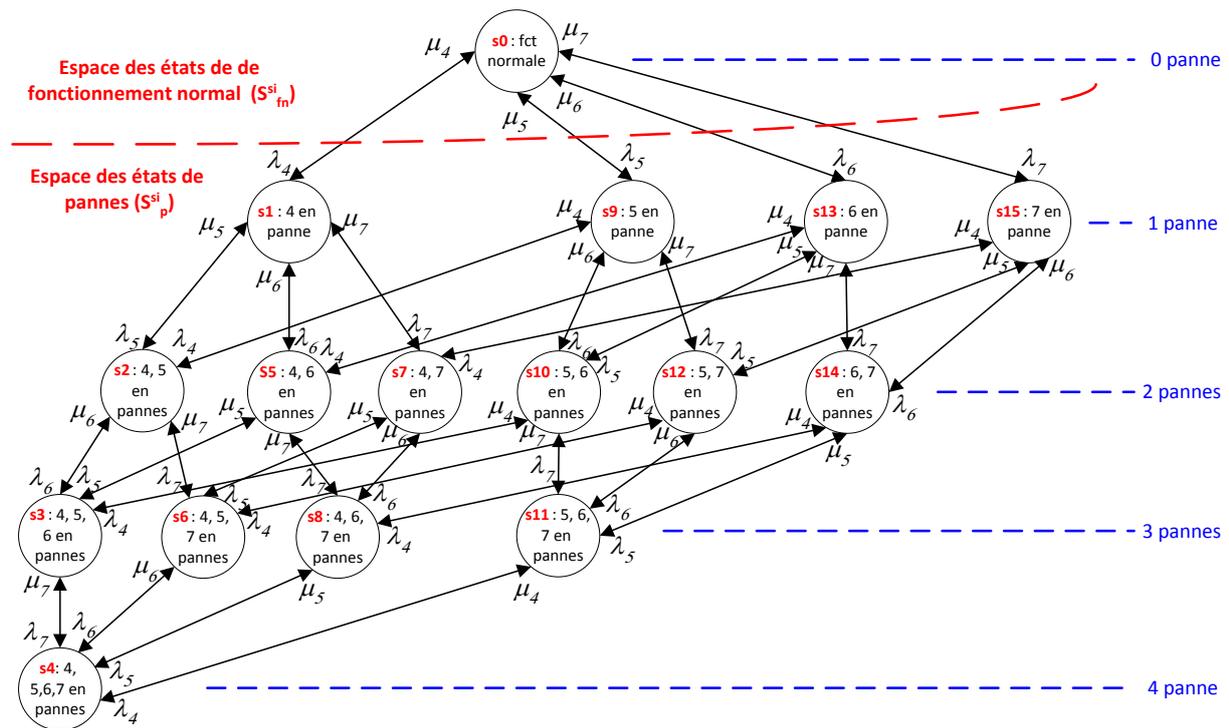
Figure 4.20. Exemple d'étude simple utilisé pour la validation des algorithmes développés : (a) schéma de raccordement électrique, (b) diagramme de fiabilité.

Ce système simple contient deux chemins minimaux (figure 4.21.a) où chaque éolienne est raccordée par un seul MP. Les deux sous-systèmes ainsi formés ont une structure série montrés sur la figure 4.21.b.



**Figure 4.21.** Etapes de la méthode de réduction des réseaux (a) arbre des chemins minimaux, (b) sous-systèmes du DF.

Le DF comporte 4 composants non totalement fiables (2 éoliennes et deux liaisons par câble), ainsi le diagramme d'espace des états du système représenté sur la figure 4.22 est constitué d'un ensemble de 16 états ( $2^4$ ) :  $\{s_0, s_1, \dots, s_{15}\}$ . Il faut noter que deux sommets connectés dans ce graphe ne diffèrent que dans l'état d'un seul composant. Par exemple, les deux états connectés  $s_2$  et  $s_6$  ne sont différents que dans le changement d'état (panne ou réparation) du composant n°7.



**Figure 4.22.** Diagramme d'espace des états de l'exemple à 4 composants (figure 4.20).

Dans le programme développé pour la méthode d'espace des états, le nombre de panne maximum du système a été limité à 3 pour réduire le temps de calcul et aussi à cause de limite de la mémoire du logiciel de calcul dans le cas des systèmes complexes.

Le modèle de l'éolienne considéré est celui de la figure 4.12.a. Les indices de fiabilité des nœuds équivalents des éoliennes et des liaisons (tableau 4.6) sont calculés en se basant sur les données de fiabilité des différents composants du parc éolien exposées dans les colonnes 2 et 8 du tableau 4.3.

**Tableau 4.6.** Données de fiabilité des éoliennes et des liaisons par câbles utilisées.

	$\lambda$ [occ/an]	$\mu$ [occ/an]	MTTR (h/occ)	A [%]	$U_f$ [%]	$P_{Eol}$ [MW]	$P_{moy,Eol}$ [MW]
Eolienne	1.60585	18.55851	472.02	92.04	7.96	6	2.7048
Liaison (1 km)	0.06500	16.92944	517.44	99.62	0.38	-	-
Liaison (900 m)	0.06350	17.67546	495.60	99.64	0.36	-	-

Les détails des calculs réalisés sous Excel sont présentés dans le tableau 4.7. La comparaison des résultats obtenus par les deux méthodes programmées sous Matlab ainsi que ceux des calculs sous Excel sont montrés dans le tableau 4.8.

**Tableau 4.7.** Détails des calculs réalisés sous Excel pour la méthode de l'espace des états.

Numéros des états $s_i$	Composants défaillants	Nombre d'éoliennes perdus	Probabilités des états $Pr_{s_i}$ [p.u]	Fréquences des états $F_{s_i}$ [occ/an]	Durées des états $D_{s_i}$ [occ/an]	EENS [GWh/an]
0	/	0	0.840599	2.809029	2621.420235	0
1	4	1	0.072736	1.476135	431.646960	1723.435600
2	4,5	2	0.006294	0.234425	235.186565	298.254401
3	4, 5, 6	2	0.000024	0.001308	161.888044	1.145137
4	4, 5, 6, 7	2	0.000000	0.000007	123.422151	0.004397
5	4, 6	1	0.000279	0.010377	235.744920	6.617070
6	4, 5, 7	2	0.000024	0.001308	161.888044	1.145137
7	4, 7	2	0.000279	0.010377	235.744920	13.234140
8	4, 6, 7	2	0.000001	0.000058	162.152402	0.050812
9	5	1	0.072736	1.476135	431.646960	1723.435600
10	5,6	2	0.000279	0.010377	235.744920	13.234140
11	5, 6, 7	2	0.000001	0.000058	162.152402	0.050812
12	5, 7	2	0.000279	0.010377	235.744920	13.234140
13	6	1	0.003227	0.065214	433.531497	76.472257
14	6, 7	2	0.000012	0.000459	236.305932	0.587225
15	7	2	0.003227	0.065214	433.531497	152.944514
$\Sigma$			1			4023.845378

Les résultats obtenus par la méthode de réduction des réseaux (section 4.4.3.3) implémentée sous Matlab, montrés dans le tableau 4.8, sont identiques à ceux obtenus par

la méthode d'espace des états sous Excel. Par contre le programme réalisé sous Matlab pour la MEE diffère très légèrement vu qu'on n'a pas tenu compte du cas où les 4 composants sont en panne simultanément.

**Tableau 4.8.** Comparaisons des résultats de la MRR exacte et de la MEE.

Indices de fiabilité du système composite	Méthode de réduction des réseaux (exacte) :	Méthode d'espace des états (MEE) :	Méthode d'espace des états (MEE) :
	<i>par programme</i>	<i>par programme</i>	<i>Sous Excel</i>
<b>EENS [GWh/an]</b>	4.02384538	4.02384136	4.02384538
<b>AOH (h/an)</b>	743.82529946	743.82455572	743.82529946
<b>EAF ou GR (p.u)</b>	0.91508844	0.91508852	0.91508844
<b>EFOR (p.u)</b>	0.08491156	0.08491148	0.08491156
<b>Pr<sub>p</sub> (p.u)</b>	-	0.15940104	0.15940112
<b>F<sub>p</sub> (occ/an)</b>	-	2.80902953	2.80902927
<b>D<sub>p</sub> (h/occ)</b>	-	497.09450942	497.09479876

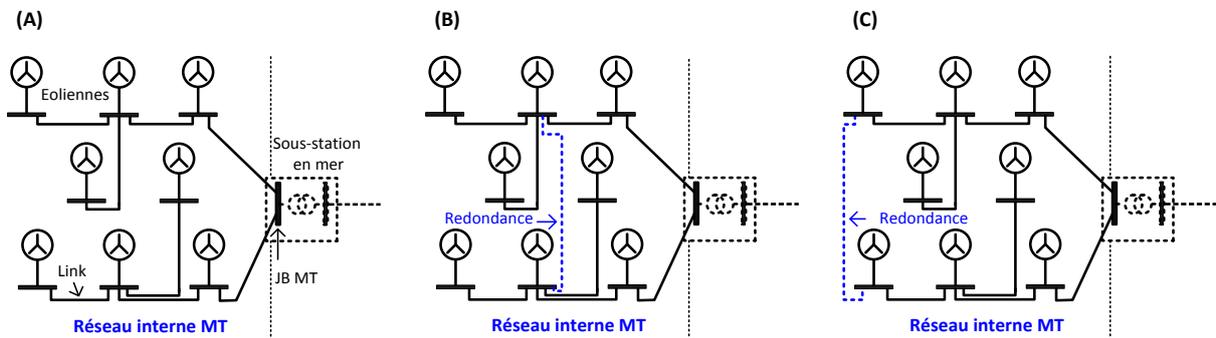
Cette étape nous a permis d'une part de valider les différents programmes développés et, d'autre part, de comparer les résultats des deux méthodes présentées dans ce chapitre en termes de précision et de temps de calcul. Même pour ce système simple, la MEE nécessite deux fois plus de temps de calcul par rapport à la MRR (sous matlab). Pour cet exemple, les résultats des deux méthodes sont très proches mais nous verrons par la suite (figure 4.34.a dans la section 4.7) que la méthode d'espace des états est moins performante en termes de résultats dans le cas des systèmes complexes à cause de l'explosion du nombre d'états possibles.

## 4.6 Comparaison technico-économique de quelques architectures du réseau - Etude de l'influence de la redondance et son emplacement

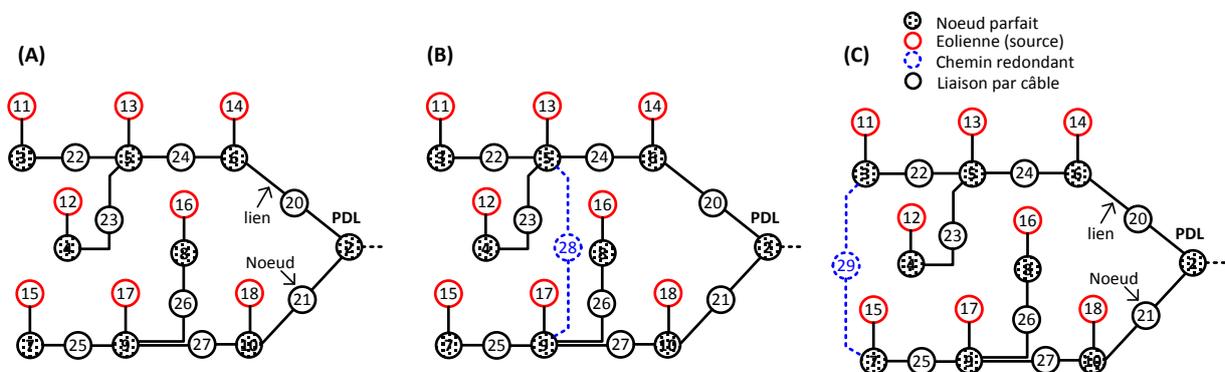
Dans cette section nous nous intéressons premièrement à la comparaison des performances des trois techniques décrites dans les paragraphes 4.4.3.3 et 4.4.3.4. Le deuxième objectif est d'analyser l'effet de l'emplacement de la redondance dans le réseau interne MT sur les indices de fiabilité.

Le réseau considéré est celui montré sur la figure 4.7 composé de huit éoliennes d'une puissance nominale de 6 MW. Le niveau de tension du réseau interne est de 33 kV et la distance entre les éoliennes est fixée à 900 m. L'étude technico-économique est réalisée sur trois configurations du réseau interne, présentées sur la figure 4.23, différentes dans l'ajout ou non de la redondance ainsi que dans son emplacement. Les diagrammes de fiabilités des trois configurations, montrées sur la figure 4.24, sont identiques à celui représenté

précédemment sur la figure 4.10 à l'exception de l'emplacement de la redondance. Par conséquent, l'arbre des chemins ainsi que les sous-systèmes sont les mêmes que ceux montrés sur les figures 4.14 et 4.15 en tenant compte de l'effet de la redondance.



**Figure 4.23.** Configuration du réseau interne MT : (A) topologie radiale, (B) et (C) topologies en boucle.



**Figure 4.24.** Diagrammes de fiabilités des trois configurations du réseau interne MT : (A) topologie radiale, (B) et (C) topologies avec une seule redondance.

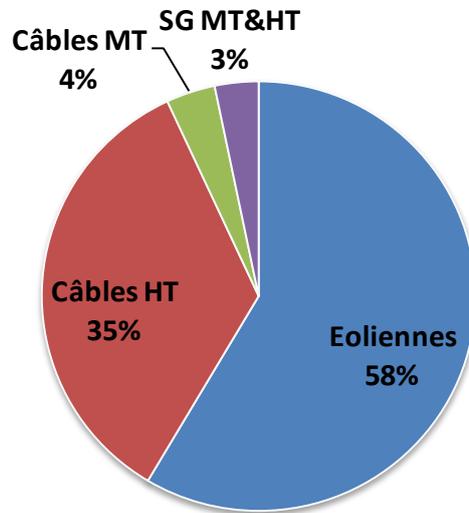
Pour la comparaison des 3 méthodes et des 3 configurations, nous limitons l'étude au réseau interne MT. Dans ce cas, le PDL (sink) correspond au jeu de barres MT de la sous-station en mer portant le numéro 2 (les nœuds 1 et 19 ne seront pas considérés). Les trois topologies du réseau interne MT sont définies comme suit :

- La topologie radiale (A) : sans chemins redondants,
- La topologie en boucle (B) : avec le chemin redondant n°28 entre les nœuds 5 et 9,
- La topologie en boucle (C) : avec un autre emplacement du chemin redondant n°29 entre les nœuds 3 et 7 et sans le chemin redondant 28.

#### 4.6.1 Etude technique

Les calculs ont été effectués pour deux niveaux de production identiques pour toutes les éoliennes : à puissance nominale et à puissance moyenne. Les données de fiabilité utilisées sont les mêmes que celles présentées dans le tableau 4.6.

L'évaluation des parts des différentes entités (éoliennes, câbles MT, câbles HT, SG MT&HT) dans l'énergie totale non fournie (*EENS*) dans le cas de la configuration radiale (A) est montrée sur la figure 4.25.



**Figure 4.25.** Les parts des différentes entités dans l'*EENS* totale de la topologie radiale(A).

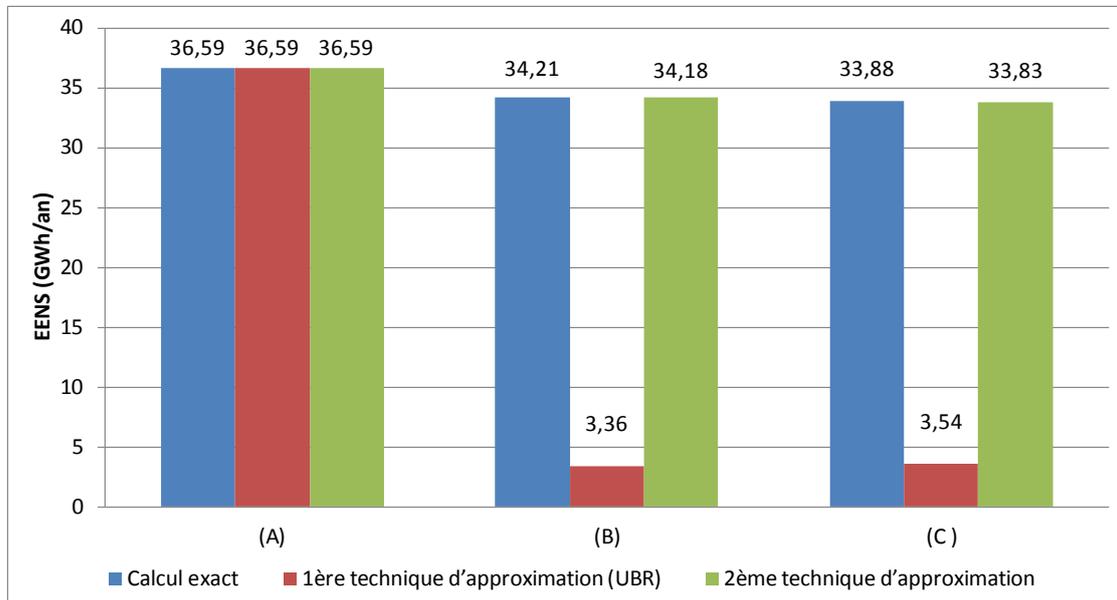
Dans le cas de la topologie (A), l'*EENS* totale du parc est estimé à **55.14 GWh/an** en considérant une puissance nominale de **6 MW**, et **24.85 GWh/an** dans le cas d'une production annuelle moyenne de **2.7 MW** calculée pour un vent moyen de **8.5 m/s**. Les éoliennes et les câbles HT sont les plus influents sur l'*EENS* vu qu'ils représentent **93 %** de l'énergie perdue totale, parce que d'une part le taux de panne des éoliennes est élevé et d'autre part le *MTTR* et la longueur du câble HT sont importantes. Ces taux sont indépendants du niveau de production. La disponibilité du réseau global (*EAF*) ou le rapport de production (*GR*) est évaluée à **86.9 %**.

Ensuite, les résultats obtenus par les deux techniques d'approximations (section 4.4.3.4) ainsi que la méthode exacte (section 4.4.3.3) sont présentés sur la figure 4.26. Ces calculs ont été effectués en se focalisant sur le réseau interne MT et en fixant la production des éoliennes à **6 MW** (production nominale).

Nous constatons que pour les architectures maillées (B) et (C), l'approximation UBR donne une idée sur la borne supérieure de la fiabilité du système (et donc une *EENS* minimale), mais l'imprécision sur les résultats est importante. Les résultats obtenus en utilisant la seconde méthode d'approximation sont assez proches des indices de fiabilité de la méthode exacte. Dans le cas de la configuration radiale (A), les trois méthodes donnent les mêmes résultats, étant donné que chaque source est reliée au PDL par un seul chemin (pas de chemins redondants).

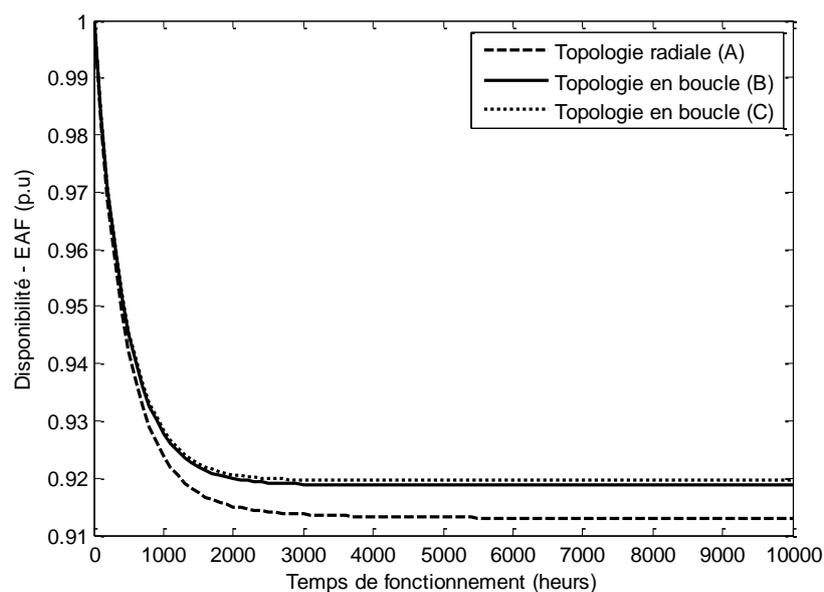
La première conclusion est que d'une part l'approximation UBR est utile pour estimer les indices de fiabilité dans le cas de topologies radiales et elle n'est pas appropriée pour les schémas maillés. La seconde, même si les résultats obtenus par la deuxième technique

d'approximation sont satisfaisants en radial et en maillé, cette approximation ne peut être utilisée pour analyser l'effet de l'emplacement de la redondance, vu que tous les composants dans les branches en parallèle sont négligés. Ainsi, nous utiliserons par la suite la méthode exacte décrite dans la section 4.4.3.3.



**Figure 4.26.** Résultats des trois méthodes d'évaluations de la fiabilité appliquées aux trois configurations : radiale (A) et en boucles (B) et (C), pour une production de 6 MW/éolienne.

Une autre comparaison est réalisée entre les différentes configurations de réseau en termes de disponibilité (EAF) en fonction du nombre d'heures de fonctionnement. On a supposé que tous les composants sont initialement en fonctionnement. Les résultats sont présentés dans la figure 4.27 et le tableau 4.9.



**Figure 4.27.** La disponibilité (EAF) des trois configurations étudiées en fonction du nombre d'heures de fonctionnement.

Nous pouvons observer qu'après environ 6000 heures de fonctionnement, l'ajout des redondances n°28 ou n°29 dans les configurations en boucles (B) et (C), augmentent la disponibilité (EAF) de 0.62 % et 0.71 %, et réduit ainsi l'EENS et AOH par 6.53 % et 7.42 %, par rapport à la topologie radiale (A).

**Tableau 4.9.** Comparaison des performances des différentes configurations du réseau interne MT du parc à huit éoliennes pour une production de 6 MW.

Indice de fiabilité	Topologie (A) - référence	Topologie (B)	Topologie (C)
EENS [GWh/an]	36.5945	34.2059 (-6.53 %)	33.8792 (-7.42 %)
AOH [h/an]	762.3853	712.6236 (-6.53 %)	705.8161 (-7.42 %)
EAF et GR [%]	91.2970	91.8650 (+0.62 %)	91.9427 (+0.71 %)

#### 4.6.2 Etude économique

Dans cette partie, les trois configurations du réseau interne MT sont comparées d'un point de vue économique. Ces designs sont différents par la longueur totale et les sections des câbles, et également dans l'ajout des composants de protection supplémentaires dans les branches redondantes.

Il est très difficile d'obtenir les informations sur le coût de ces différentes parties du réseau, en particulier le coût de la maintenance. Ainsi, la comparaison ne porte que sur le coût de l'investissement des câbles MT en fonction de la section et du coût de l'énergie non fournie à cause des défaillances (EENS). Le coût des cellules de protection 33 kV supplémentaires pour les branches redondantes est négligé. Deux niveaux de production sont considérés dans l'étude : production nominale et production moyenne avec un facteur de charge de 40 % (c'est-à-dire :  $0.40 \times C_{max}$ ).

L'ajout des branches redondantes dans le réseau influe sur la puissance maximale admissible à travers les différents câbles MT. Chaque segment de câble MT est dimensionné pour le cas le plus critique qui dépend de la configuration du réseau. Par conséquent, ces sections de câbles sont différentes dans les trois configurations étudiées comme illustré dans le tableau 4.10.

**Tableau 4.10.** Sections des câbles dans les 3 topologies du réseau MT du parc à 8 éoliennes.

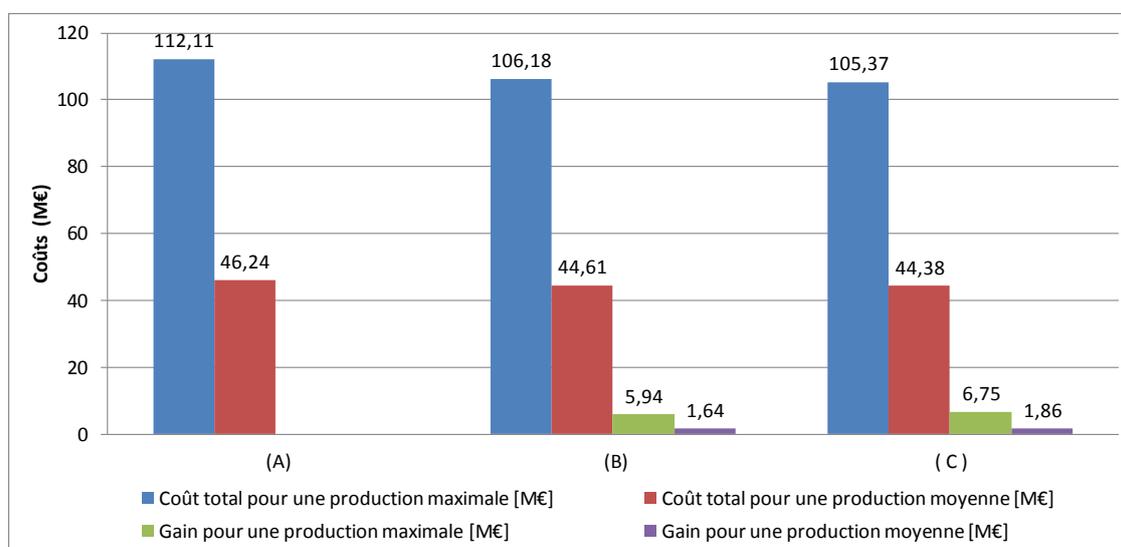
Topologie	Numéros des nœuds des câbles dans le DF									
	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
(A)	3x 240	3x 240	3x120	3x 120	/	/				
(B)	3x 800	3x 800	3x120	3x 120	3x 800	3x 120	3x 120	3x 800	3x 240	/
(C)	3x 800	3x 800	3x300	3x 120	3x 800	3x 300	3x 120	3x 800	/	3x 240

Nous avons vu au chapitre 2 que le coût d'un câble sous-marin est proportionnel à la longueur et la section. Le prix d'électricité est fixé dans cette partie à  $0,15 \text{ €/kWh}$ . Le coût de l'énergie non fournie (EENS) est évalué sur la durée d'exploitation, estimée à 20 ans. La comparaison économique des trois configurations est présentée dans le tableau 4.11 et la figure 4.28.

**Tableau 4.11.** Comparaison économique des trois configurations du réseau interne MT du parc à huit éoliennes.

Coût \ topologie	Topologie (A) : Référence	Topologie (B)	Topologie (C)
Coût des câbles MT [M€]	2.33	3.56	3.73
EENS à production maximale [M€]	109.78	102.62	101.64
EENS à production moyenne [M€]	43.91	41.05	40.66
Coût total à production maximale [M€]	112.11	106.18	105.37
Coût total à production moyenne [M€]	46.24	44,61	44.38
Gain à production maximale [M€]	-	5.94	6.75
Gain à production moyenne [M€]	-	1.64	1.86
Gain à production maximale [%]	-	5.30	6.02
Gain à production moyenne [%]	-	3.54	4.03

Le coût des câbles est beaucoup plus important dans les configurations contenant des redondances (B) et (C), étant donné que la longueur totale et les sections des câbles MT sont plus grandes. Cependant, dans les deux scénarios de production, le coût de l'énergie non fournie à cause des défaillances dans les deux configurations en boucles (B) et (C) est inférieur à celui de la topologie radiale (A). Les gains sont calculés en soustrayant la somme des coûts des câbles MT et l'EENS des architectures en boucles (B) et (C) à celle de la topologie de référence (A) en radiale.



**Figure 4.28.** Comparaison économique des trois configurations du réseau interne MT.

En conclusion, les deux configurations en boucle (B) et (C) sont plus performantes même d'un point de vue économique, car le retour sur investissement (gain) est positif dans les deux scénarios de production.

#### 4.6.3 Etude de sensibilité sur les paramètres d'entrée

Nous avons vu dans le paragraphe précédent, que les architectures en boucles (B) et (C) ont des gains respectivement de 5.3 % et 6.02 % à production maximale et des gains de 3.54 % et 4.03 % à production moyenne par rapport à l'architecture radiale (A). Néanmoins, vu que la technologie des parcs éoliens offshore est récente, les indices de fiabilité des différents composants du parc sont très difficiles à estimer. La divergence sur l'utilisation de ces paramètres dans la bibliographie a été montrée dans la section 4.4.1.2.3. Par conséquent, on étudiera dans cette partie la sensibilité des paramètres d'entrée (taux de panne  $\lambda$  et de réparation  $\mu$ ) et le niveau de puissance (maximal et moyen) sur les résultats.

Les influences des taux de panne  $\lambda$  et de réparation  $\mu$  (ou  $MTTR$ ) sur les indices de fiabilité global du système sont identiques. La raison est que ces indices sont liés à la disponibilité  $A$  où l'indisponibilité  $U_f$  des composants. L'illustration (4.97) montre que le fait de varier le taux de panne  $\lambda$  en le multipliant par la valeur «  $k$  », noté  $\lambda'$ , revient à varier le temps de réparation  $MTTR$  par le même facteur «  $k$  », noté  $MTTR'$  (avec  $\mu' = 1 / MTTR'$ ).

$$A = \frac{\mu}{\lambda' + \mu} = \frac{\mu}{\lambda \cdot k + \mu} = \frac{\mu/k}{\lambda + \mu/k} = \frac{1/(MTTR \cdot k)}{\lambda + 1/(MTTR \cdot k)} = \frac{\mu'}{\lambda + \mu'} \quad (4.97)$$

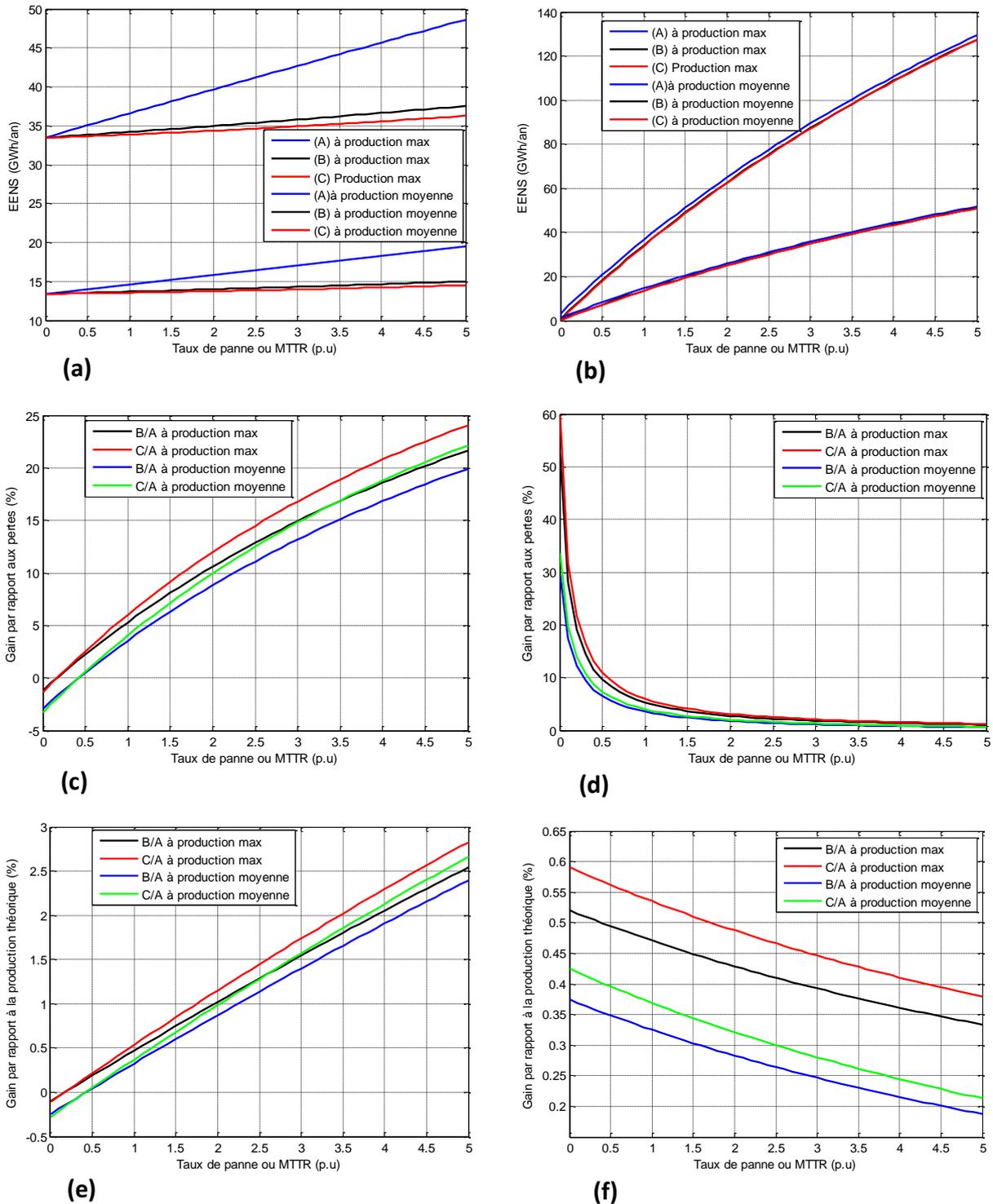
$$U_f = \frac{\lambda'}{\lambda' + \mu} = \frac{\lambda \cdot k}{\lambda \cdot k + \mu} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu/k} = \frac{\lambda}{\lambda + 1/(MTTR \cdot k)} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu'}$$

En plus de l'*EENS* des différentes configurations, nous analyserons deux gains qui servent à comparer les architectures (B) et (C) par rapport à la configuration de référence (A). Ces gains sont définis comme suit :

- Le gain par rapport aux pertes : c'est le gain calculé dans la section 4.6.2, défini par la différence entre les coûts (la somme du coût de l'énergie non fournie et le coût d'investissement dans les câbles) de (B) par rapport à (A) ou de (C) par rapport à (A), ramené sur une base du coût total de de l'architecture de référence (A).
- Le gain par rapport à la production théorique : c'est le gain en termes du prix d'énergie produite des architectures (B) ou (C) par rapport à (A), ramené sur une base du prix de l'énergie maximale théorique (cas idéal sans défaillances).

La plage de variation des taux de panne  $\lambda$  et de réparation  $\mu$  des composants choisie est entre « 0 » et « 5 » fois les valeurs de bases présentées dans le tableau 4.6. Les différents résultats obtenus sont présentés sur la figure 4.29. Les plages de variations de l'*EENS* et des gains obtenues en fonction des scénarios étudiés sont présentées dans le tableau 4.12.

## Comparaison technico-économique de quelques architectures du réseau



**Figure 4.29.** Sensibilité des performances (*EENS* et gains) par rapport au taux de panne  $\lambda$  et *MTTR* : (a), (c) et (e) influence des paramètres des liaisons par câbles, (b), (d) et (f) influence des paramètres de l'éolienne.

La première information logique constatée d'après les figures 4.29.a et 4.29.b, est que l'énergie non fournie des trois configurations est proportionnelle aux taux de panne et de réparation des composants. Par contre, l'indice *EENS* est beaucoup plus sensible aux indices

des composants des éoliennes qu'à ceux des liaisons (un rapport de 3 entre les deux). Par ailleurs, l'indice *EENS* des architectures bouclées (B) et (C) est faiblement influencé par les indices des liaisons (*EENS* est quasi constant) contrairement à la configuration (A). La raison est que même en cas de défaillance, l'énergie produite peut être véhiculée grâce aux redondances dans (B) et (C) sauf dans le cas d'un nombre important de défaillances simultanées. Cependant, la probabilité d'occurrence de cette situation est très faible. D'un autre côté, les variations de *EENS* des trois architectures par rapport aux paramètres ( $\lambda$  et  $\mu$ ) des éoliennes sont identiques, vu que les trois architectures contiennent le même nombre d'éoliennes aux caractéristiques semblables. Ces remarques sont valables quel que soit le niveau de production.

D'après les figures 4.29.c et 4.29.e, nous remarquons que le gain par rapport aux pertes évaluées dans la section 4.6.2 ainsi que le gain par rapport à la production théorique des configurations (B) et (C) sont proportionnels aux paramètres  $\lambda$  et  $\mu$  des liaisons. L'influence de ces paramètres est très significative vu que ces gains sont 4 à 7 fois plus importants que les valeurs de base pour une augmentation de  $\lambda$  ou  $\mu$  d'un facteur de 5. Par conséquent, la redondance est importante. De plus, la performance de la redondance est nettement meilleure pour un emplacement sur l'extrémité des chaînes d'éoliennes (configuration C) que central (configuration B).

**Tableau 4.12.** Plages de variation des indicateurs de performances des configurations (A), (B) et (C) du parc à 8 éoliennes pour des indices d'entrée ( $\lambda$ ,  $\mu$ ) appartenant à l'intervalle  $[0, 5]$ .

Puissance	Indice	Valeurs de bases	Influence des liaisons	Influence des éoliennes
Max. 6 MW	<i>EENS</i> [GWh/an]	A : 36.59	[0.91 , 1.33]	[0.09 , 3.53]
		B : 34.21	[0.98 , 1.10]	[0.02 , 3.73]
		C : 33.88	[0.10 , 1.07]	[0.01 , 3.76]
	Gain par rapport aux pertes [%]	B/A : 5.29	[-0.22 , 4.08]	[9.93, 0.20]
		C/A : 6.02	[-0.22 , 3.99]	[9.93, 0.20]
	Gain par rapport à la production [%]	B/A : 0.47	[-0.21 , 5.39]	[1.10 , 0.71]
	C/A : 0.53	[-0.20 , 5.29]	[1.10 , 0.71]	
Moy. 2.4 MW	<i>EENS</i> [GWh/an]	A : 14.64	Pareil que pour 6 MW	Pareil que pour 6 MW
		B : 13.68		
		C : 13.55		
	Gain par rapport aux pertes [%]	B/A : 3.54	[-0.81 , 5.62]	[8.34 , 0.17]
		C/A : 4.03	[-0.81 , 5.49]	[8.34 , 0.17]
	Gain par rapport à la production [%]	B/A : 0.32	[-0.74 , 7.39]	[1.14 , 0.59]
C/A : 0.37		[-0.73 , 7.20]	[1.14 , 0.57]	

Nous constatons que les courbes évaluées à puissance maximale et moyenne sont assez regroupées, donc les gains sont peu influencés par le niveau de production. Un autre point important observé, est que ces gains sont négatifs pour un taux de panne (ou de réparation) des liaisons inférieur à 17 % et 43 % de la valeur de base respectivement à production maximale et à production moyenne. Les figures 4.29.d et 4.29.f, nous enseignent que ces

gains sont très faibles pour des valeurs très importantes de  $\lambda$  ou  $\mu$  des éoliennes. Cela est logique car la production des éoliennes sera très faible (la production sera nulle pour des valeurs infinies de  $\lambda$  ou  $\mu$  des éoliennes) et la redondance a peu d'impact dans ce cas. Comme conclusion, la redondance a tout son sens si les taux de panne et de réparation des éoliennes ne sont pas trop importants.

#### 4.7 Optimisation multicritères de l'emplacement des redondances sur le réseau MT

L'objectif de cette partie est l'application de l'approche d'optimisation mono-objectif présentée dans le chapitre 3 dans le but de chercher les emplacements optimaux des redondances dans le réseau interne MT. Les critères d'optimisation sont le coût d'investissement et la fiabilité du système à travers l'indice *EENS*. La fonction objectif choisie est tout simplement l'agrégation de ces deux critères, c'est-à-dire la somme du coût d'investissement et du coût de l'énergie non fournie à cause des défaillances. Les sections des câbles MT sont identiques pour toutes les branches appartenant à un cluster mais peuvent être différentes entre les clusters en fonction de leur nombre d'éoliennes.

Nous étudierons le raccordement électrique de deux parcs éoliens offshore. Le premier est celui du *Banc de Guérande* présenté dans le chapitre 3 (voir la figure 3.14). Le deuxième est le parc éolien offshore *Barrow* (construit en UK), constitué de 30 éoliennes de 3 MW et d'une seule sous station en mer 33/132kV. Le point de raccordement à terre (PDL) est placé à une distance d'environ 7.5 km de la sous station offshore (figure 4.30). Les paramètres de simulation sont donnés dans le tableau 4.13. Le positionnement de la sous station ainsi que les puissances des éoliennes du deuxième parc ont été changés dans l'optimisation.

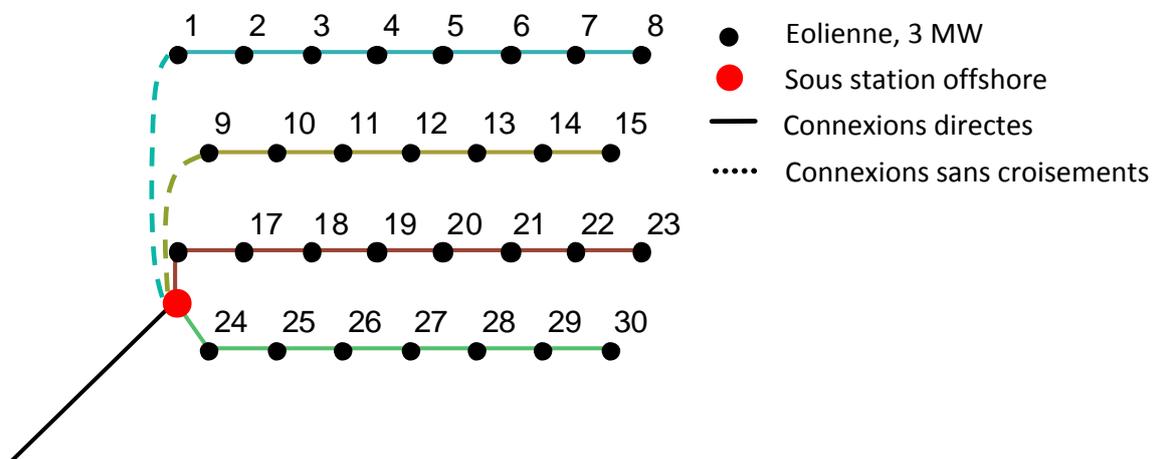


Figure 4.30. Configuration de référence du réseau du parc éolien offshore *Barrow*.

Le seul algorithme d'optimisation utilisé dans la première simulation est l'AG. Les raccordements acceptés entre les nœuds sont ceux respectant les contraintes de connexions expliquées dans le chapitre 3. L'objectif de cette première optimisation est de chercher les emplacements optimaux des redondances ainsi que leur nombre, sachant que celles-ci peuvent être au centre ou aux extrémités des branches. De plus, chaque cluster peut avoir plusieurs redondances.

**Tableau 4.13.** Paramètres d'optimisation du réseau en forme maillée des deux parcs éoliens offshore : *Barrow* et *Banc de Guérande*.

	Paramètre	Symbole	Simulation 1	Simulation 2	Simulation 3
<b>Parc éolien offshore</b>	Nombre d'éoliennes	$n_{Eol}$	30	80	80
	Nombre maximale de SSEO	$n_{sseo}^{max}$	1	1	4
	Puissance nominale d'éolienne (MVA)	$S_{Eol,n}$	6	6	6
	Vitesse de vent moyen (m/s)	$U_{moy}$	9	8.5	8.5
	Production moyenne d'éolienne (MW)	$P_{moy,Eol}$	2.92	2.70	2.70
	Temps d'exploitation (an)	$T$	20	20	20
	Niveaux de tension (kV)	$U$	33/132	33/220	33/220
<b>Paramètres d'optimisation</b>	Programme d'optimisation	-	GA seul	GA et Prim	GA et Prim
	Critères d'optimisation	-	Coût, fiabilité	Coût, fiabilité	Coût, fiabilité
	Nombre de variables	$N_V / N_P$	86 / 0	258 / 0	264 / 96
	Taille de la population	$N_{pop}$	100	50	50
	Nombre max d'itérations	$g^{max}$	1000	5000	5000
	Probabilité de croisement	$P_{cr}$	0.8	0.8	0.8
	Probabilité de Mutation	$P_m$	0.01	0.01	0.03
	Taux de remplacement	$P_r$	0.7	0.7	0.7
<b>Contraintes</b>	Considération du côté HT	-	Oui	Non	Oui
	Position des SSEOs	-	Fixe	Fixe	Variable
	Sections des câbles MT	-	Fixe par cluster	Fixe par cluster	Fixe par cluster
	Distance min SSEO - éolienne (m)	$L_{min}$	200	200	200
	Nombre max de clusters	$N_F^{max}$	10	25	25
	Nombre max d'éoliennes par cluster	$N_{Eol,F}^{max}$	10	10	10
<b>Coûts</b>	Coût d'électricité (c€/kWh)	$C_{elect}$	17	17	17
	Taux d'intérêt (%)	$r$	4	4	4
	Profit annuel (%)	$PR$	2	2	2

Optimisation de l'emplacement des redondances sur le réseau dans le réseau MT

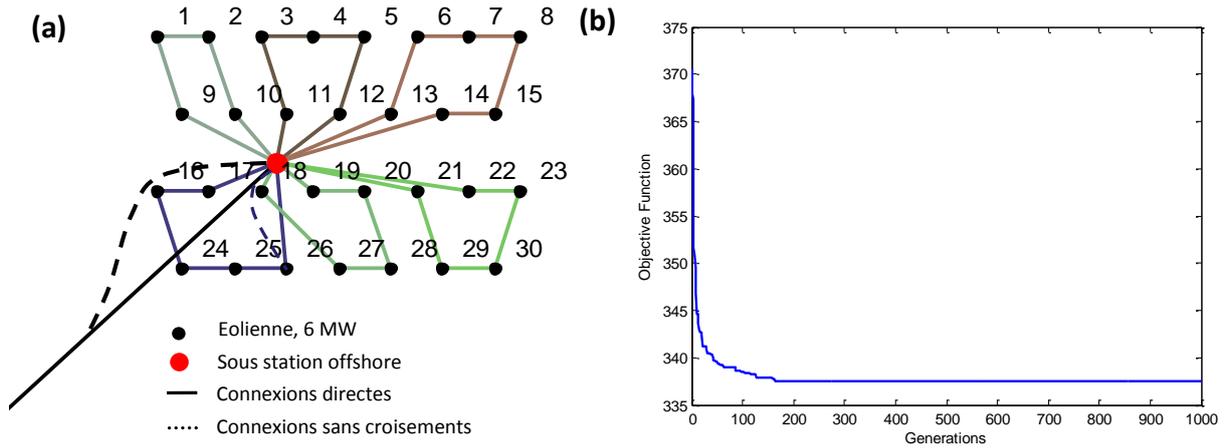


Figure 4.31. Résultats d'optimisation 1 : (a) raccordement électrique, (b) fonction objectif.

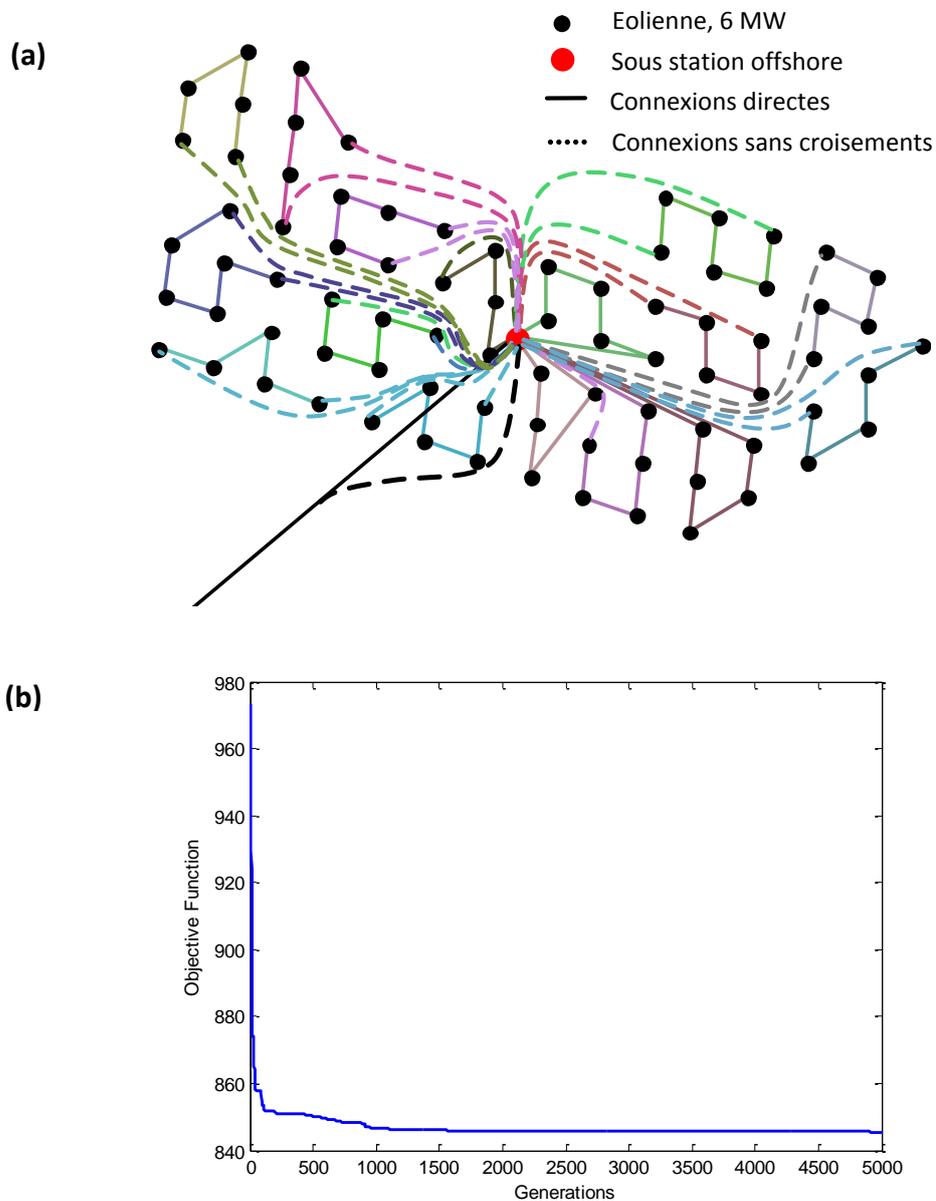
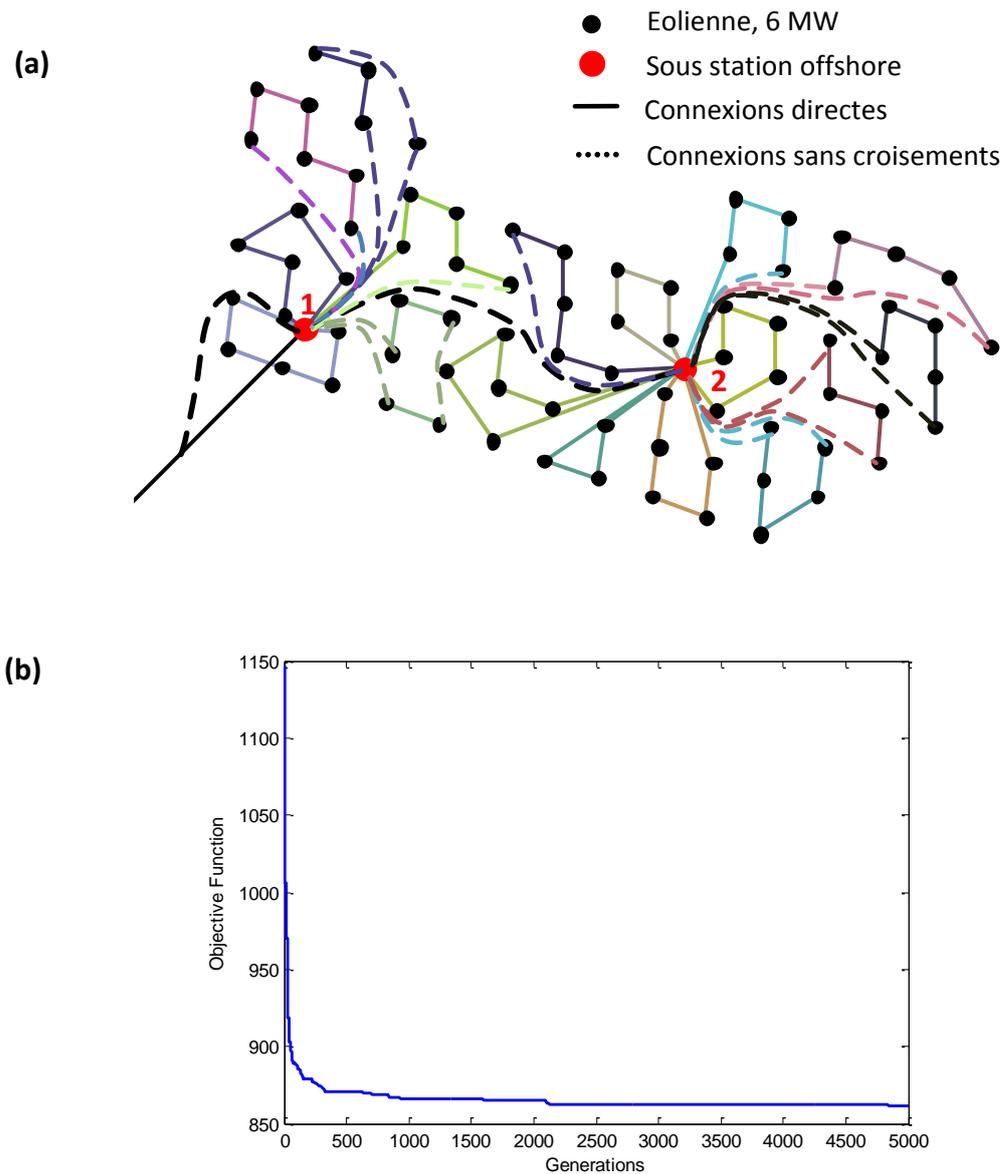


Figure 4.32. Résultats d'optimisation 2 : (a) raccordement électrique, (b) fonction objectif.



**Figure 4.33.** Résultats d'optimisation 3 : (a) raccordement électrique, (b) fonction objectif.

D'après les résultats de cette première optimisation, présentés dans la figure 4.31 et le tableau 4.14, nous confirmons que les emplacements optimaux des redondances sont aux extrémités des chaînes d'éoliennes. Une autre remarque importante est que chaque cluster a une seule redondance. Ainsi, le raccordement optimal obtenu, montré sur la figure 4.31.a, est constitué de 6 groupements d'éoliennes en forme de boucles et chaque cluster contient un nombre différent d'éoliennes variant de 3 à 6 qui induisent différentes sections de câbles MT dans les clusters. L'emplacement des redondances aux extrémités des chaînes est celui qui permet la récupération d'un maximum d'énergie en cas de pannes dans les liaisons.

En conclusion, le raccordement de type bouclé s'avère être le meilleur compromis entre l'investissement dans l'ajout des redondances et la fiabilité du système pour minimiser

l'énergie non fournie à cause des défaillances. Cette conclusion sera utilisée comme contrainte de raccordement dans les deux optimisations suivantes, en ne considérant que les schémas électriques bouclés. Cette contrainte est réalisée par l'introduction de l'algorithme de Prim qui sert à construire les boucles dans les groupes d'éoliennes générés par l'AG. Cette approche est avantageuse pour l'optimisation des réseaux électriques ayant un grand nombre d'éoliennes. Les résultats obtenus avec cette approche (GA et Prim) dans le cas du parc à 80 éoliennes sont montrés sur les figures 4.32 et 4.33 et les détails des deux architectures sont résumés dans le tableau 4.14.

**Tableau 4.14.** Les résultats d'optimisation mono-objectif des réseaux électriques de forme maillée pour les deux parcs éoliens offshore : *Barrow* et *Banc de Guérande*.

Paramètres	Simulation 1		Simulation 2		Simulation 3	
	Valeurs	%	Valeurs	%	Valeurs	%
Transformateurs des SSEOs [MVA]	180		630		180 , 300	
Départs de câbles MT des SSEOs	12		32		12 , 22	
Nombre d'éoliennes par cluster	Entre 4 et 6		Entre 4 et 6		Entre 3 et 6	
Type de groupement d'éoliennes	En boucle		En boucle		En boucle	
Longueur totale des câbles MT [km]	26,82		191,90		155,68	
Longueur totale des câbles HT [km]	8,85		86,71		93,55	
Sections des câbles MT [mm <sup>2</sup> ]	240, 300, 500		240 , 300 , 500		120, 240, 300, 500	
Nombre de câbles MT par section	5, 24, 7		10 , 72 , 14		4, 20, 66, 7	
Sections des câbles HT [mm <sup>2</sup> ]	1000		800		300 , 800	
Nombre de câbles HT par section	1		2		2 , 2	
Coût des câbles MT [M€ - %]	16,84	24,17	119,60	37,44	92,81	32,41
Coût des câbles HT [M€ - %]	19,17	27,52	99,69	31,21	103,68	36,21
Coût des transformateurs [M€ - %]	2,47	3,55	6,34	1,98	6,10	2,13
Coût des plateformes [M€ - %]	23,41	33,59	73,88	23,13	60,27	21,05
Coût des cellules MT [M€ - %]	6,56	9,41	17,49	5,47	18,58	6,49
Coût des cellules HT [M€ - %]	1,22	1,76	2,45	0,77	4,90	1,71
<b>Fonction objectif [M€]</b>	<b>337,50</b>		<b>845,26</b>		<b>861,88</b>	
<b>Investissement total [M€]</b>	<b>69,67</b>		<b>319,45</b>		<b>286,34</b>	
<b>EENS [GWh/year]</b>	<b>77,20</b>		<b>151,56</b>		<b>165,89</b>	
	<b>(MT + HT)</b>		<b>(MT)</b>		<b>(MT + HT)</b>	

Dans la simulation n°2, le système HT n'est pas considéré car le parc comporte une seule sous station offshore avec un positionnement prédéfini. Le réseau optimal trouvé est constitué de 16 clusters en boucle et le nombre d'éoliennes varie entre 4 et 6. D'un autre côté, dans l'optimisation n°3, en plus de la configuration du réseau MT, nous cherchons aussi le nombre optimal de sous stations en mer, leurs emplacements ainsi que le raccordement entre elles. Le résultat obtenu (figure 4.33) montre que le nombre optimal de sous stations est de 2. Les deux SSEOs sont raccordées à la fois entre elles avec deux câbles en parallèle de  $3 \times 300 \text{ mm}^2$  et au réseau à terre avec 2 câbles en parallèle de  $3 \times 800 \text{ mm}^2$ .

Par la suite, nous nous intéresserons à la comparaison des différents designs obtenus par optimisation et les configurations de références (radiales) des deux parcs éoliens montrés sur les figures 3.14 et 4.30.

## Optimisation de l'emplacement des redondances sur le réseau dans le réseau MT

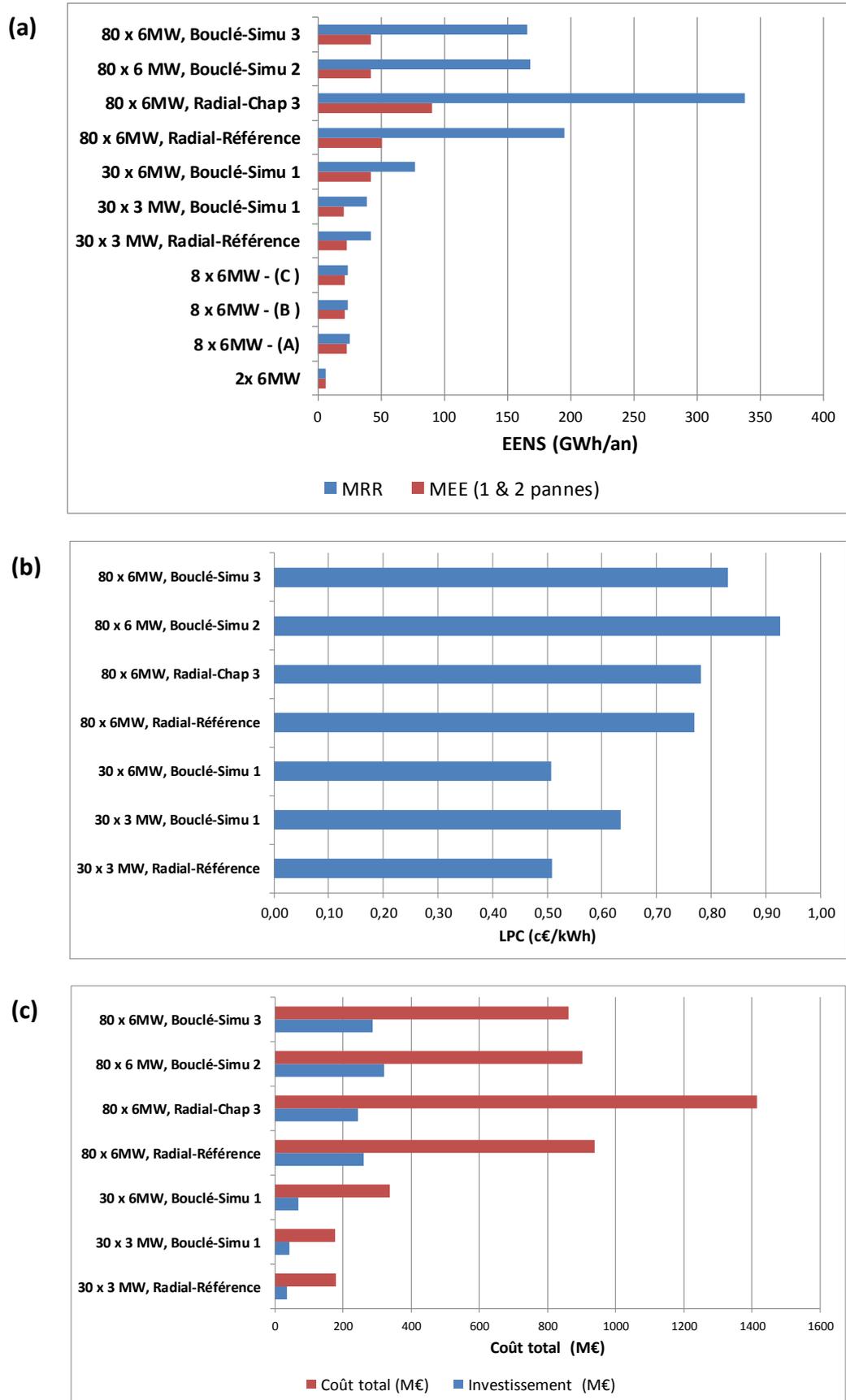


Figure 4.34. Comparaisons des performances des différents parcs éoliens étudiés : (a) *EENS*, (b) *LPC*, (c) coût total.

Sur la figure 4.34.a, deux comparaisons sont mises en évidence. La première est entre les deux méthodes d'évaluation de la fiabilité présentées dans ce chapitre : la méthode de réduction des réseaux (MRR) et la méthode d'espace des états (MEE pour 1 et 2 pannes). On constate alors que pour les systèmes de taille réduite, les résultats de la MEE sont très proches de ceux de la MRR. A l'inverse, pour des systèmes complexes la divergence est assez importante. Nous confirmons alors que la MEE est inadaptée pour les systèmes constitués d'un nombre important de composants, car le nombre d'états du système devient très grand. La deuxième comparaison concerne l'espérance de l'énergie non fournie des différentes configurations obtenues par optimisation et les architectures de référence des parcs éoliens offshore étudiés. Les performances en termes de l'*EENS* des architectures contenant des redondances sont nettement meilleures que celles en radial. La topologie radiale, obtenue dans le chapitre 3 par une optimisation du coût d'investissement seulement, est caractérisée par une *EENS* importante. Cela confirme l'intérêt de considérer d'autres critères que le coût d'investissement au stade de la conception, telle que la fiabilité. Une autre information issue du cas de BOWF, est que la configuration optimale obtenue par une optimisation en tenant compte d'une puissance d'éolienne de 6 MW est moins performante en l'évaluant pour un autre niveau de puissance de 3 MW pour pouvoir la comparer avec le design de référence dimensionné pour cette puissance. Par conséquent, la puissance des éoliennes est un paramètre important dans l'optimisation.

A partir de la comparaison montrée sur la figure 4.34.b, nous constatons que le LPC des configurations radiales est meilleur que celui des architectures bouclées. Ce coût d'électricité définit par le rapport entre l'investissement total et l'énergie moyenne produite sur la durée de vie du parc éolien est beaucoup plus sensible à l'investissement qu'à l'indice *EENS*, et selon ce critère l'ajout des redondances n'est pas bénéfique. A l'inverse, d'après la figure 4.34.c, la somme des coûts d'investissement et d'énergie non fournie à cause des défaillances, considérée comme le critère d'optimisation dans cette étude, est minimale dans le cas des configurations bouclées.

## 4.8 Conclusion

Le premier objectif dans ce chapitre est de proposer un algorithme pour l'estimation des indices de fiabilité du réseau électrique composite (systèmes de production et de transport) d'un parc éolien offshore en considérant d'une part les caractéristiques des composants (taux de panne et de réparation) et, d'autre part, la topologie de raccordement.

Les performances des deux méthodes (MRR et MEE) sont évaluées par l'étude de systèmes électriques de taille réduite (théorique). Cette étape nous a permis de valider les différents programmes développés et de comparer les résultats des deux méthodes en termes de précision et de temps de calcul. Nous constatons alors que les résultats sont très proches mais la MEE nécessite deux fois plus de temps de calcul par rapport à la MRR même

pour des systèmes simples. En outre, la MEE est moins performante dans le cas des systèmes complexes à cause de l'explosion du nombre d'états possibles.

En comparant les résultats des deux techniques alternatives à la MRR exacte, nous concluons premièrement que l'approximation UBR est utile pour estimer les indices de fiabilité dans le cas de topologies radiales mais elle n'est pas appropriée pour les schémas maillés. Dans ce second cas, elle donne seulement une idée sur la borne supérieure de la fiabilité du système. Deuxièmement, même si les résultats obtenus par la deuxième technique d'approximation (qui considère les blocs en parallèle totalement fiables) sont satisfaisants en radial et en maillé, cette approximation ne peut être utilisée pour analyser l'effet de l'emplacement de la redondance, vu que tous les composants dans les branches en parallèle sont négligés. Par conséquent, la MRR exacte est celle qui offre le meilleur compromis entre le temps de calcul et la précision.

Nous nous sommes intéressés ensuite à l'analyse de l'influence des taux de panne et de réparation des composants ainsi que le mode de raccordement, c'est-à-dire en forme radiale ou maillée avec différents emplacements possibles des redondances, sur le coût d'investissement total et les indices de fiabilité du réseau global d'un parc éolien offshore.

Nous constatons premièrement que les éoliennes et les câbles HT sont les plus influents sur l'*EENS* parce que d'une part le taux de panne des éoliennes est élevé et, d'autre part, le *MTTR* et la longueur du câble HT sont importants.

Deuxièmement, afin d'analyser l'influence de la présence de la redondance ainsi que son emplacement dans le réseau, nous avons comparé trois configurations du réseau interne MT d'un parc éolien de taille réduite. La première configuration est sans redondance et les deux autres comportent une seule redondance à deux endroits différents, à savoir au centre puis à l'extrémité des chaînes d'éoliennes. Nous concluons que la présence de la redondance améliore la disponibilité et l'efficacité de production (diminution de l'*EENS*) du système électrique et de ce fait améliore la continuité de service. Nous constatons également que les indices de fiabilité du système électrique et le coût d'investissement dépendent de l'emplacement des redondances. Malgré un investissement plus important dans les architectures maillées, dû à l'augmentation de la longueur et des sections des câbles, ces architectures sont plus performantes car le retour sur investissement (gain sur la durée d'exploitation) est positif. En outre, l'étude de sensibilité montre que ce gain varie presque proportionnellement par rapport aux paramètres d'entrées (taux de panne et de réparation) des liaisons et reste positif à partir de 17 % des valeurs initiales de ces paramètres à production maximale et à partir de 43 % à production moyenne. Par conséquent, la redondance est importante. Pour cet exemple, la performance de la redondance est meilleure pour un emplacement sur l'extrémité des chaînes d'éoliennes que central.

La dernière partie concerne l'optimisation des emplacements des redondances sur réseau interne MT en termes de fiabilité (indice *EENS*) et du coût d'investissement par l'approche d'optimisation développée dans le chapitre 3. La fonction objectif choisie est la

somme des coûts d'investissement et des pertes dues à l'énergie non fournie. Cette approche d'optimisation est appliquée sur deux parcs éoliens offshore réels.

L'objectif de la première optimisation sur le parc éolien offshore *Barrow (30 x 3 MW)* est de chercher les emplacements optimaux des redondances ainsi que leur nombre dans les différents clusters d'éoliennes. Nous confirmons alors que les emplacements optimaux des redondances sont aux extrémités des chaînes d'éoliennes et chaque cluster contient une seule redondance. En conclusion, le raccordement de type bouclé s'avère être le meilleur compromis entre l'investissement dans l'ajout des redondances et la fiabilité du système pour minimiser l'énergie non fournie à cause des défaillances.

De ce fait, pour le deuxième parc éolien offshore du *Banc de Guérande (80 x 6 MW)* de taille plus importante, nous n'avons considéré dans l'optimisation que les schémas de type bouclé. Nous constatons alors que le nombre optimal de sous stations offshore est de 2, regroupant respectivement 6 et 11 clusters de forme bouclée et dont le nombre d'éoliennes varie de 3 à 6. Du côté HT, les sous stations offshore sont raccordées à la fois entre elles par deux câbles et au réseau à terre également avec deux câbles en parallèle.

Enfin, en comparant les résultats des optimisations et les configurations de références des parcs éoliens offshore étudiés, nous concluons que les architectures contenant des redondances sont nettement plus performantes en termes de l'*EEENS* que celles de forme radiale. Néanmoins, nous constatons que le LPC des configurations radiales est meilleur que celui des architectures bouclées et donc selon ce critère l'ajout des redondances n'est pas bénéfique car comme nous l'avons mentionné ce critère est beaucoup plus sensible à l'investissement. A l'inverse, la somme des coûts d'investissement et d'énergie non fournie à cause des défaillances, considérée dans cette étude comme la fonction objectif de l'optimisation, est minimale dans le cas des configurations bouclées. Cela montre l'intérêt de considérer d'autres critères, telle que la fiabilité, au stade de la conception du système électrique d'un parc éolien offshore.

## Conclusion générale et perspectives

L'objectif de cette thèse est de développer une démarche de conception par optimisation utile dans la phase de planification des réseaux électriques à courant alternatif des parcs éoliens offshore. Les trois contraintes de dimensionnement considérées sont : les pertes de puissance moyennes, la fiabilité ainsi que le coût d'investissement. Après une analyse des différentes méthodes présentées dans la littérature, une approche d'optimisation hybride par algorithme génétique et algorithme de Prim est proposée et validée sur trois parcs éoliens offshore réels de différentes capacités de production.

### Conclusions de la thèse

L'état de l'art présenté dans le premier chapitre nous a permis de comprendre la relation entre les différentes architectures du réseau électrique et les trois critères cités. En effet, ces derniers sont affectés entre autres par les caractéristiques des câbles, des transformateurs, des compensations, ainsi que leur disposition dans le réseau électrique. Cela a mis en évidence la nécessité d'une approche d'optimisation prenant en compte toutes ces variables dans le but de générer et d'évaluer aléatoirement les différentes architectures pour en chercher les solutions les plus performantes.

Le deuxième chapitre est consacré au modèle électrique et au modèle économique du réseau. Le modèle électrique en régime permanent est utilisé pour le dimensionnement des compensations du réactif et pour l'évaluation des pertes de puissance en fonction de la vitesse du vent. Le critère de pertes est introduit dans le chapitre 3 en plus de l'investissement pour l'optimisation des réseaux électriques de forme radiale. Car le fonctionnement des parcs éoliens offshore actuels est toujours en radial même pour les réseaux maillés. Les redondances, quant à elles, sont dimensionnées dans le chapitre 4 selon des critères de coût et de fiabilité. Nous avons vu que, dans le cas des câbles sous-marins par exemple, la méthode analytique donne des résultats satisfaisants. Celle-ci est utilisée dans l'optimisation pour l'évaluation des pertes moyennes dans le réseau pour sa rapidité. Ensuite, plusieurs fonctions de coûts des composants (câble, protection, transformateur, structure du poste offshore et système de compensation), issues de la littérature, sont analysées dans le but d'établir un modèle économique global du réseau électrique à utiliser dans l'optimisation. La difficulté d'avoir des données viables des industriels et la divergence

de certaines informations présentées dans la littérature nous ont amenés à conclure qu'une étude de sensibilité est nécessaire.

La plateforme d'optimisation développée et son application sur deux parcs éoliens offshore réels à réseaux électriques de forme radiale, sont présentées dans le chapitre 3. La robustesse de cette démarche par l'algorithme génétique et l'algorithme de Prim est évaluée par un ensemble d'essais sur le premier parc de *Banc de Guérande (80 éoliennes de 6 MW)* en utilisant plusieurs fonctions objectifs. Les différentes topologies électriques obtenues sont analysées premièrement par rapport aux critères des optimisations et ensuite d'un point de vue configuration (i.e. les variables d'optimisation). Nous avons constaté que les solutions sont très proches dans l'espace des objectifs car l'écart type mesuré est faible, ce qui prouve la bonne convergence de l'algorithme. De plus, ces configurations sont semblables en plusieurs paramètres tels que le nombre de sous stations offshore et leurs positionnements, le raccordement HT, le nombre de clusters et le nombre d'éoliennes dans les clusters ainsi que le type de groupement des éoliennes qui est généralement en mixte chaîne/étoile. Cependant, ces architectures sont différentes dans la répartition des éoliennes (groupement) et aussi dans les emplacements des connexions MT sur le réseau.

D'après les résultats des différentes optimisations, nous avons vu que premièrement la topologie de raccordement électrique est peu influencée par le coût des équipements de compensation. Deuxièmement, les sections sont autant importantes que la longueur des câbles. Le raccordement MT de type mixte chaîne/étoile entre les éoliennes représente le meilleur compromis entre ces deux paramètres et ce type de raccordement est d'autant plus efficace en termes de coût et de pertes lorsque le nombre d'éoliennes dans le cluster est important. De plus, l'utilisation des câbles MT de sections différentes (adaptées à la puissance à transporter) dans le réseau MT, permet de réduire considérablement le coût d'investissement au détriment des pertes de puissance.

L'influence des deux critères, pertes de puissance et coût d'investissement, sur l'architecture électrique optimale a été étudiée à travers trois fonctions objectifs différentes. Il en résulte que la topologie de raccordement est sensible aux poids des critères dans la fonction objectif agrégée et le choix de cette dernière impacte le résultat final de l'optimisation. Les valeurs des poids des critères sont généralement difficiles à quantifier et nous avons vu que la zone de l'espace des objectifs explorée par une optimisation mono-objectif dépend de ces poids. Par conséquent, l'optimisation multi-objectif présentée semble être plus intéressante vue qu'elle permet directement de trouver un ensemble de solutions. Cette technique est appréciable car, dans les faits, les concepteurs ont généralement besoin de plusieurs alternatives.

Une étude de sensibilité des coûts des composants et du nombre d'éoliennes (de 80 à 140 éoliennes) a été réalisée dans la dernière partie du chapitre 3. Cette étude montre que l'investissement total est sensible à la fois aux coûts des câbles MT, câbles HT et plateformes offshore. En outre, l'architecture est plus influencée par les coûts des câbles. Plusieurs variables ont été affectées par le changement du nombre d'éoliennes et leurs emplacements

dans le deuxième parc de *Greater Gabbard* (140 éoliennes de 3.6 MW). Le coût des câbles (MT et HT) a considérablement augmenté dû à l'accroissement de la longueur totale. Les pertes de puissance moyennes ont quant à elles presque doublées. Le nombre de sous stations offshore, de câbles HT ainsi que le nombre d'éoliennes dans les clusters ont également augmenté. De plus, pour quasiment la même puissance totale des deux parcs, le coût d'investissement et le LPC sont nettement plus conséquents dans le deuxième parc de 140 éoliennes. Ainsi, la puissance des éoliennes, leur nombre et leurs emplacements sont des paramètres importants et l'optimisation de la topologie du réseau électrique est d'autant plus intéressante dans le cas des parcs à grand nombre d'éoliennes. Les gains réalisés sur l'investissement et le rendement par rapport aux réseaux électriques de références des deux parcs éoliens étudiés montrent l'intérêt de cette démarche.

Le dernier chapitre de cette thèse a pour but d'étudier la fiabilité du système électrique et d'évaluer l'impact technico-économique de l'insertion des redondances et leurs emplacements sur le réseau interne MT. Plusieurs méthodes ont été comparées et finalement la méthode de réduction des réseaux (MRR) est choisie pour sa rapidité et sa précision satisfaisantes même dans le cas d'un grand nombre de composants dans le réseau.

Premièrement, nous notons que les deux composants les plus influents sur l'énergie non fournie (l'indice *EENS*) du réseau électrique sont le générateur d'éolienne pour son taux de panne et les câbles sous-marins (surtout HT) à cause de la durée moyenne de réparation.

Deuxièmement, la présence de la redondance améliore l'efficacité de production et également la continuité de service du système électrique. Les résultats des optimisations sur le parc éolien offshore de *Barrow* (30 éoliennes de 3 MW) en considérant comme fonction objectif la somme des coûts d'investissement et des pertes due à l'énergie non fournie, montrent que les emplacements optimaux des redondances sont aux extrémités des chaînes d'éoliennes et chaque cluster contient une seule redondance (raccordement en boucle).

Les architectures maillées sont nettement plus performantes en termes d'énergie non distribuée (*EENS*) que celles de forme radiale, mais sont moins performantes en termes de *LPC*, car ce dernier est beaucoup plus sensible à l'investissement. Cependant, la fonction objectif utilisée dans l'optimisation (somme des coûts d'investissement et d'énergie non fournie) est minimale dans le cas des configurations maillées. Donc, l'ajout des redondances dans le réseau interne MT est rentable sur la durée d'exploitation pour les deux parcs éoliens offshore étudiés.

Enfin, cette étude montre que la fiabilité du système électrique est un critère important à prendre en compte en plus de l'investissement et des pertes de puissance lors de la conception du système électrique d'un parc éolien offshore. Les différents indices de fiabilité investigués permettent d'estimer à long termes le gain économique et le gain en termes de disponibilité (continuité de service) induit par un investissement initial supplémentaire sur les redondances du réseau électrique.

## Perspectives de la thèse

Ces travaux constituent une première étude sur un sujet très vaste, pluridisciplinaire et d'actualité. Les outils développés dans cette thèse permettent à partir d'un cahier des charges d'un parc éolien offshore d'optimiser le raccordement électrique AC en assurant les contraintes techniques et économiques. Cependant, il existe d'autres pistes d'amélioration pour remettre en cause certaines hypothèses et élargir son champ d'application. Nous en citons ci-dessous quelques-unes.

Comme mentionné dans le deuxième chapitre, les éoliennes sont modélisées par une courbe de puissance active en fonction de la vitesse du vent mais leur facteur de puissance est supposé unitaire dans les calculs. Il sera intéressant d'introduire la courbe de réglage de la puissance réactive des éoliennes et de voir ainsi l'influence des différentes structures (DFIG, SCIG, PMSG...) sur le dimensionnement du système de compensation, des câbles et sur la topologie de raccordement électrique.

Plusieurs pistes existent pour améliorer les différents modèles présentés. Premièrement pour le calcul analytique des pertes de puissance, à la fois les courants capacitifs et l'écoulement de la puissance réactive dans les branches peuvent être considérés. Différents systèmes de compensation sont envisageables et leurs pertes peuvent être ajoutées aux pertes totales du réseau. Les pertes des autres composants qui n'influencent pas la topologie de raccordement telles que celles des éoliennes (générateur, transformateur...) peuvent être prises en compte pour l'évaluation des pertes globales du réseau électrique. De plus, la vitesse de vent peut être considérée non uniforme dans le site du parc éolien. Deuxièmement, le modèle économique peut être complété par d'autres coûts opérationnels tels que le coût de la maintenance et les pénalités causées par l'interruption partielle ou totale de la production. Enfin, concernant la fiabilité, nous avons considéré que chaque composant du réseau peut transporter toute la puissance qui peut s'écouler à travers lui. Ainsi, une structure en parallèle ne tombe en panne que si seulement l'ensemble de ses composants sont défectueux. Cependant, certains composants mis en parallèle, comme les transformateurs des sous stations et les câbles HT, ne peuvent être dimensionnés pour la puissance maximale du parc pour des raisons économiques et aussi à cause de la limite technologique. Ces structures sont généralement « *partiellement redondantes* » avec un degré de redondance prédéfini et la perte d'un seul composant entraînera la perte de la puissance qui ne peut être véhiculée par les autres composants de la structure en parallèle. Cette puissance perdue n'a pas été considérée dans le calcul de l'*EENS* du système HT et donc nous avons évalué un *EENS* minimal de la structure. Par la suite, il sera intéressant de considérer ce cas et de voir quel est le meilleur degré de redondance pour les liaisons HT et pour la sous station offshore en fonction du parc éolien étudié. De plus, d'autres lois de distributions que celle en exponentielle peuvent être investiguées en considérant les variations des taux de pannes et de réparation au cours de la durée de vie du système. Le temps de reconfiguration du système ainsi que le fonctionnement partiel des composants

peuvent être pris en compte dans le calcul des indices de fiabilité du système. Enfin, les données d'entrées (électriques, économiques et les statistiques sur la fiabilité) des différents composants du réseau demandent à être fiabilisées.

Un des problèmes rencontré dans le cas de l'optimisation multi-objectif, réside dans la diversification des solutions du front de Pareto. En effet, l'espace des solutions de ce problème est très large et par conséquent beaucoup d'entre elles sont peu différentes en termes de configuration et peuvent se retrouver très proches dans l'espace des objectifs empêchant ainsi l'élargissement du front sur les extrémités. Cette approche peut être améliorée par d'autres techniques de filtrage des solutions du front de Pareto au cours du processus d'optimisation.

La plateforme d'optimisation présentée peut être complétée par d'autres variables du réseau telles que les niveaux des tensions, les puissances des éoliennes, le choix entre les solutions AC et DC (pour les grands parcs éoliens offshore), le choix entre les configurations radiales ou maillées et les configurations des sous stations électriques offshore. Une autre piste intéressante est de coupler d'une manière séquentielle ou simultanée le problème d'optimisation de l'infrastructure du réseau électrique traité ici, et le problème d'optimisation de la disposition des éoliennes.

Enfin, cette démarche d'optimisation peut être testée sur d'autres applications telles qu'un réseau électrique terrestre de taille réduite ou celui d'un parc d'hydroliennes. Au-delà de la phase de conception, ces outils peuvent être également adaptés pour la phase de fonctionnement dans le but d'optimiser par exemple la reconfiguration du système lors d'une défaillance (recherche de chemins de restauration) ou les emplacements des extensions sur un réseau électrique.



## Références

- [1] M. Junginger, A. Faaij, and W.C. Turkenburg, "Cost Reduction Prospects for Offshore Wind Farms," *Wind Engineering*, vol. 28, no. 1, pp. 97-118, 2004.
- [2] A. Sannino, H. Breder, and E.K. Nielsen, "Reliability of Collection Grids for Large Offshore Wind Parks," *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Stockholm, Jun. 11-15, 2006.
- [3] L. Ningsu, "Analysis of Offshore Support Structure Dynamics and Vibration Control of Floating Wind Turbines," in Proc., *31<sup>st</sup> Chinese Control Conference (CCC)*, Hefei, Jul. 25-27, 2012, pp. 6692-6697.
- [4] L. Sethuraman, V. Venugopae, and M. Mueller, "Drive-train configurations for Floating wind turbines," *8<sup>th</sup> International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte Carlo, Mar. 27-30, 2013.
- [5] S.H. Jangamshetti and V.G. Ran, "Optimum siting of wind turbine generators," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 16, no. 1, pp. 8-13, Mar. 2001.
- [6] Y. Wu and M. Ding, "Optimal choice of wind turbine generator based on Monte-Carlo method," in proc., *3<sup>rd</sup> International conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Nanjing, Apr. 6-9, 2008, pp. 2487-2491.
- [7] P.Y. Zhang, "Topics in Wind Farm Layout Optimization: Analytical Wake Models, Noise Propagation, and Energy Production," M.S. Thesis, Applied Science, University of Toronto, 2013.
- [8] "Eolien offshore : vers la création d'une filière industrielle française?," Rapport PwC, Déc. 2010, [en ligne], [consulté le 28/09/2014]. URL : [http://www.pwc.fr/assets/files/pdf/2010/12/pwc\\_barometre\\_eolien\\_offshore.pdf](http://www.pwc.fr/assets/files/pdf/2010/12/pwc_barometre_eolien_offshore.pdf).
- [9] B. Robyns, A. Davigny, B. François, et al., "Production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables," 1<sup>ère</sup> éd., Lavoisier, Mai 2012, 319 pp.
- [10] The European Wind Energy Association (EWEA), "The European offshore wind industry - key trends and statistics 2013," Jan. 2014, [online], [accessed 28/09/2014]. URL: [http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/European\\_offshore\\_statistics\\_2013.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/European_offshore_statistics_2013.pdf).
- [11] "Nouvelles dimensions - Éolienne SWT-3.6-107 de Siemens," [en ligne], [consulté le 28/09/2014]. URL : [http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/downloads%20french/E50001-D310-A103-X-7700\\_WS\\_SWT\\_3-6\\_107\\_fr.pdf](http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/downloads%20french/E50001-D310-A103-X-7700_WS_SWT_3-6_107_fr.pdf).
- [12] The European Wind Energy Association (EWEA), "The European offshore wind industry - key trends and statistics 1st half 2014," Jul. 2014, [online], [accessed 28/09/2014]. URL: [http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/European\\_offshore\\_statistics\\_1st-half\\_2014.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/European_offshore_statistics_1st-half_2014.pdf).
- [13] R. Boinne, "Stability Studies of an Offshore Wind Farms Cluster Connected with VSC-HVDC Transmission to the NORDEL Grid," M.S. Thesis, Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Norwegian, 2009.
- [14] "London Array offshore wind farm," [online], [accessed 28/09/2014]. URL: <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/london-array-1>.
- [15] "East Anglia ONE offshore wind farm," [online], [accessed 28/09/2014]. URL: <http://eastangliaone.eastangliawind.com/>.

- [16] “Projet de parc éolien au large de Saint-Nazaire,” dossier du maître d’ouvrage (débat Public), Mar. 2013, [en ligne], [consulté le 28/09/2014]. URL : [http://parc-eolien-en-mer-de-saint-nazaire.fr/wp-content/uploads/2013/09/SNA\\_dmo.pdf](http://parc-eolien-en-mer-de-saint-nazaire.fr/wp-content/uploads/2013/09/SNA_dmo.pdf).
- [17] Z. Chen, J.M. Guerrero, and F. Blaabjerg, “A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 8, pp. 1859–1875, Aug. 2009.
- [18] A. Boyette, “Contrôle-commande d’un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour production éolienne,” thèse de doctorat, génie électrique, Henry Poincaré Nancy I, France, 2006.
- [19] M. Lopez, “Contribution à l’optimisation d’un système de conversion éolien pour une unité de production isolée,” thèse de doctorat, physique, Université de Paris-Sud 11, France, 2008.
- [20] R. Maclean, “Electrical System Design for the Proposed One Gigawatt Beatrice Offshore Wind Farm,” M.S. Thesis, Energy Systems and the Environment, University of Strathclyde, Scotland, 2004.
- [21] F. Iov and F. Blaabjerg, “Power electronics and control for wind power systems,” *IEEE- Power Electronics and Machines in Wind Applications*, Lincoln, Jun. 24-26, 2009.
- [22] A. Davigny, “Participation aux services système de fermes d’éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d’énergie,” thèse de doctorat, génie électrique, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2007.
- [23] S. Lundberg, “Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies- Series DC versus AC Layouts,” Ph.D. Thesis, Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2006.
- [24] H. Li and Z. Chen, “Overview of different wind generator systems and their comparisons,” *Renewable Power Generation, IET*, vol. 2, no. 2, pp. 123–138, Jun. 2008.
- [25] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, et H. Ben Ahmed, “Aérogénérateurs électriques,” *Techniques de l’Ingénieur*, no. D3960, Nov. 2004.
- [26] M. PAYS, “Câbles de transport d’énergie -Technologies. Caractéristiques,” *Techniques de l’Ingénieur*, no. D4520, Déc. 1994.
- [27] T. Worzyk, “Submarine Power Cables: Design, Installation, Repair, Environmental Aspects,” 1<sup>st</sup> ed., Springer, 2009, 296 pp.
- [28] B. Delby, G. Bergman, J. Karlstrand, and J. Kaumanns, “Technologie des câbles HT isolés au polyéthylène réticulé,” *Revue ABB*, no. 4/2000, 2000.
- [29] W. Grainger and N. Jenkins, “Offshore wind farm electrical connection options,” *Border Wind Ltd, Hexham*, Dept. of Electrical Engineering and Electronics, UMIST, 1998.
- [30] S. D. Wright, A. L. Rogers, J. F. Manwell, et al., “Transmission options for offshore wind farms in the united states,” *AWEA*, 2002.
- [31] CAPE WIND ASSOCIATES LLC, “33 kV Solid Dielectric Submarine Cable- Technical Specifications”.
- [32] P.L. Lazaridis, “Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability,” M.S. Thesis, Electrical Engineering, Royal Institute of Technology, Sweden, 2005.
- [33] J. Twidell and G. Gaudiosi, “Offshore Wind Power,” Multi-Science Publishing Co Ltd, 2009, 385 pp.
- [34] D. Ravemark and B. Normark, “Light and invisible - Underground transmission with HVDC Light,” [online], [accessed 04/10/2014]. URL: <http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/15896c343f126852c12574>

- 88003ee14e/\$file/abb%20review%20april%202005%20-%20underground%20transmissin%20with%20hvdc%20light.pdf.
- [35] M. P. Bahrman and B. K. Johnson, "The ABCs of HVDC transmission technologies," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 5, no. 2, pp. 32–44, Apr. 2007.
- [36] N.B. Negra, J. Todorovic, and T. Ackermann, "Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms," *Electric Power Systems Research, Science Direct*, vol. 76, no. 11, pp. 916–927, Jul. 2006.
- [37] P. MONJEAN, "Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu," thèse de doctorat, génie électrique, ParisTech, France, 2012.
- [38] M. Altin, R. Teodorescu, B. Bak-Jensen, et al., "Aspects of Wind Power Plant Collector Network Layout and Control Architecture," *PhD Seminar on Detailed Modelling and Validation of Electrical Components and Systems in Fredericia*, Denmark, Feb. 2010.
- [39] F. Wang, D. Liu, and L. Zeng, "Study on computational grids in placement of wind turbines using genetic algorithm," *IEEE-World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference (WNWEC)*, Nanjing, Sept. 24-26, 2009.
- [40] J.S. Gonzalez, M.B. Payan, and J.M.R. Santos, « Wind farm optimal design including risk, » *IEEE-Proceedings of the International Symposium-Modern Electric Power Systems (MEPS)*, Wroclaw, Sept. 20-22, 2010.
- [41] Hou-Sheng Huang, "Distributed genetic algorithm for optimization of wind farm annual profits," *IEEE-International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems (ISAP)*, Toki Messe, Niigata, Nov. 5-8, 2007.
- [42] F. Wang, D. Liu, and L. Zeng, "Modeling and simulation of optimal wind turbine configurations in wind farms," *IEEE-World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference (WNWEC)*, Nanjing, Sept. 24-26, 2009.
- [43] R. Rahmani, A. Khairuddin, S. M. Cherati, et al., "A novel method for optimal placing wind turbines in a wind farm using particle swarm optimization (PSO)," in Proc., *IPEC*, Singapore, Oct. 27-29, 2010, pp. 134-139.
- [44] C. Wan, J. Wang, G. Yang, et al., "Particle swarm optimization based on Gaussian mutation and its application to wind farm micro-siting," in Proc., *49<sup>th</sup> IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, Atlanta, Dec. 15-17, 2010, pp. 2227-2232.
- [45] M. Bilbao and E. Alba, "Simulated annealing for optimization of wind farm annual profit," *IEEE-2<sup>nd</sup> International Conference on Logistics and Industrial Informatics (LINDI)*, Linz, Sept. 10-12, 2009.
- [46] G. Marmidis, S. Lazarou, et E. Pyrgioti, "Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation," *Renewable Energy, Science Direct*, vol. 33, no. 7, pp. 1455–1460, Jul. 2008.
- [47] L. Dong Dong, H. Chao, and F. Yang, "Optimization of internal electric connection system of large offshore wind farm with hybrid genetic and immune algorithm," in Proc., *IEEE 3<sup>rd</sup> International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Nanjuing, Apr. 6-9, 2008, pp. 2476-2481.
- [48] B. Franken, H. Breder, M. Dahlgren, et al., "Collection Grid Topologies for Off-Shore Wind Parks," *IEEE-18<sup>th</sup> International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, Turin, Jun. 6-9, 2005.
- [49] G. Quinonez-Varela, G.W. Ault, O. Anaya-Lara, et al., "Electrical collector system options for large offshore wind farms," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 1, no. 2, pp. 107-114, Jun. 2007.

- [50] S.J. Shao and V.G. Agelidis, "Review of DC System Technologies for Large Scale Integration of Wind Energy Systems with Electricity Grids," *energies*, vol. 3, no. 6, pp. 1303–1319, Jun. 2010.
- [51] T.H. Hansen, "Offshore Wind Farm Layouts - Performance Comparison for a 540 MW Offshore Wind Farm," M.S. Thesis, Energy and Environment, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Norway, 2009.
- [52] H.J. Bahirat, B.A. Mork, and H. K. Hoidalén, "Comparison of Wind Farm Topologies for Offshore Applications," *IEEE-Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, Jul. 22-26, 2012.
- [53] "Barrow offshore wind farm," [online], [accessed 05/10/2014]. URL: <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/barrow>.
- [54] "Horns Rev offshore wind farm," [online], [accessed 05/10/2014]. URL: <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/horns-rev-1>.
- [55] "Robin Rigg offshore wind farm," [online], [accessed 05/10/2014]. URL: <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/robin-rigg>.
- [56] "Greater Gabbard offshore wind farm," [online], [accessed 05/10/2014]. URL: <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/greater-gabbard>.
- [57] S. Lundberg, "Configuration study of large wind parks Wind Farm," Licentiate of engineering thesis, Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden, 2003.
- [58] L. Max, "Design and Control of a DC Collection Grid for a Wind Farm," Ph.D. Thesis, Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Sweden, 2009.
- [59] T. Ackermann, "Wind Power in Power Systems," Wiley, 2005, 742 pp.
- [60] S. Lundberg, "Performance comparison of wind park configurations," Technical Report, no. 30R, Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden, 2003.
- [61] C. Meyer, M. Hoing, A. Peterson, et al., "Control and Design of DC Grids for Offshore Wind Farms," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 43, no. 6, pp. 1475-1482, Dec. 2007.
- [62] L. H. Hansen, P. H. Madsen, F. Blaabjerg, et al., "Generators and power electronics technology for wind turbines," in Proc., 27<sup>th</sup> Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON '01), vol.3, Denver, Nov. 29-Dec. 2, 2001, pp. 2000–2005.
- [63] R. Castel, "Connection of offshore wind farms to the grid in Europe and Brittany," M.S. Thesis, Electric Power Systems, Royal Institute of Technology (KTH), Sweden, 2010.
- [64] W. Guohong, Y. Tohbai, and T. Takahashi, "Construction and operational properties of offshore wind farm power generation system with self-commuted HVDC transmission," *IEEE-International Conference on Power System Technology*, Hangzhou, Oct. 24-28, 2010.
- [65] C.-J. Chou, Y.-K. Wu, G.-Y. Han, et al., "Comparative evaluation of the HVDC and HVAC links integrated in a large offshore wind farm - an actual case study in Taiwan," *IEEE-Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Orlando, Oct. 9-13, 2011.
- [66] D. Lane, "Round 3 Offshore Wind Farm Connection Study," Technical Report, no. 1.0, nationalgrid, [online], [accessed 05/10/2014]. URL: [http://www.dainsbury.org.uk/magazine/s1104/energy/round3\\_connection\\_study.pdf](http://www.dainsbury.org.uk/magazine/s1104/energy/round3_connection_study.pdf).
- [67] I.M. de Alegria, J.L. Martín, I. Kortabarria, et al., "Transmission alternatives for offshore electrical power," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 5, pp. 1027-1038, Jun. 2009.

- [68] P. Bresesti, W.L. Kling, R.L. Hendriks, et al., "HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 1, pp. 37-43, Mar. 2007.
- [69] N. Flourentzou, V.G. Agelidis, and G.D. Demetriades, "VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 3, pp. 592-602, Mar. 2009.
- [70] J. Schachner, "Power Connections for Offshore Wind Farms," M.S. Thesis, Wind Energy, Delft University of Technology-Netherlands, University of Leoben-Austria, 2004.
- [71] "HVDC Light," [online], [accessed 05/10/2014]. URL: <http://new.abb.com/systems/hvdc/hvdc-light>.
- [72] "HVDC PLUS," [online], [accessed 05/10/2014]. URL: <http://www.energy.siemens.com/us/en/power-transmission/hvdc/hvdc-plus/>.
- [73] "HVDC MaxSine," [online], [accessed 05/10/2014]. URL: <http://www.alstom.com/grid/products-and-services/engineered-energy-solutions/hvdc-transmission-systems/HVDC-MaxSine/>.
- [74] U. Wijk, J. Lindgren, J. Winther, et al., "DOLWIN1 – FURTHER ACHIEVEMENTS IN HVDC OFFSHORE CONNECTIONS," *EWEA Offshore*, Frankfurt, Nov. 19, 2013.
- [75] J.P. Eichenberg, H. Hennenfent, and L. Liljestrand, "Multiple re-strikes phenomenon when using vacuum circuit breakers to start refiner motors," in Proc., *IEEE-Pulp and Paper Industry Technical Conference*, Portland, Jun. 21-26, 1998, pp. 266-273.
- [76] J.L. LILIEN, "Transport et distribution de l'énergie électrique," Manuel de travaux pratiques destiné au cours, Sciences Appliquées, Université de Liège, 1999, 187 pp.
- [77] T.V. CUTSEM, "Analyse et fonctionnement des systèmes d'énergie électrique," Notes du cours ELEC 0029, électronique et informatique, Université de Liège, 1999, pp. 187.
- [78] C. PREVE, "Les réseaux électriques industriels," 2<sup>ème</sup> éd. Paris, Lavoisier, 2005, 224 pp.
- [79] M. Zubiaga, G. Abad, J.A. Barrena, et al., "Spectral analysis of a transmission system based on AC submarine cables for an offshore wind farm," in Proc., *35<sup>th</sup> Annual Conference of IEEE Industrial Electronics (IECON)*, Porto, Nov. 3-5, 2009, pp. 871-876.
- [80] General Cable, "AC Resistance, Skin & Proximity Effect," [online], [accessed 05/10/2014]. URL: <http://ee.sharif.edu/~egysysanalysis1/skin%20effect.pdf>.
- [81] B. Van Eeckhout, "The economic value of VSC HVDC compared to HVAC for offshore wind farms," M.S. Thesis, Energy, University of Leuven, Belgium, 2008.
- [82] M. Banzo and A. Ramos, "Stochastic Optimization model for electric power system planning of offshore wind farms," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 3, pp. 1338-1348, Aug. 2011.
- [83] M. Zubiaga, G. Abad, J.A. Barrena, et al., "Evaluation and selection of AC transmission layouts for large offshore wind farms," *IEEE-13<sup>th</sup> European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, Barcelona, Sep. 8-10, 2009.
- [84] M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Load flow analysis for variable speed offshore wind farms," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, no. 2, pp. 120-132, Jun. 2009.
- [85] P. JEANNIN et J. CARPENTIER, "Réseaux de puissances- Méthodes de résolutions des équations," *Technique de l'ingénieur*, réf. D1120, sép. 1994.
- [86] J.P. BARRET, P. BORNARD, et B. MEYER, "Simulation des réseaux électriques," EYROLLES-EDF, Jul. 1997, 332 pp.
- [87] H. Ergan, D.V. Hertem, and R. Belmans, "Transmission system topology optimization for large-scale offshore wind integration," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 4, pp. 908-917, Oct. 2012.

- [88] F. M. Gonzalez-Longatt, P. Wall, P. Regulski, et al., "Optimal electric network design for a large offshore wind farm based on a modified genetic algorithm approach," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 164-172, Mar. 2012.
- [89] M. Nandigam and S. K. Dhali, "Optimal design of an offshore wind farm layout," in Proc., *IEEE-International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, Ischia, Jun. 11-13, 2008, pp. 1470-1474.
- [90] G. Guidi and O.B. Fosso, "Investment cost of HVAC cable reactive power compensation Off-shore," in Proc., *IEEE-Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, Florence, Sep. 9-12, 2012, pp. 299-304.
- [91] M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Optimization of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, no. 2, pp. 205–216, Jun. 2009.
- [92] L. Dong Dong, H. Chao, and S. Hai Yan, "Optimization of electric distribution system of large offshore wind farm with improved genetic algorithm," *IEEE-Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, Jul. 20-24, 2008.
- [93] M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Optimization of Electrical System for a large DC Offshore Wind Farm by Genetic Algorithm," *NORDIC Workshop on Power and Industrial Electronics*, Denmark, Apr. 2004.
- [94] M. Zhao, Z. Chen, and J. Hjerrild, "Analysis of the Behaviour of Genetic Algorithm Applied in Optimization of Electrical System Design for Offshore Wind Farms," in Proc., *IEEE- 35<sup>nd</sup> Annual Conference on Industrial Electronics (IECON)*, Paris, Nov. 6-10, 2006, pp. 2335-2340.
- [95] H. Lingling, F. Yang, and G. Xiaoming, "Optimization of electrical connection scheme for large offshore wind farm with genetic algorithm," *IEEE-International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN)*, Nanjing, Apr. 6-7, 2009.
- [96] S. Lumbreras and A. Ramos, "A Benders' Decomposition Approach for Optimizing the Electric System of Offshore Wind Farms," *IEEE-PowerTech*, Trondheim, Jun. 19-23, 2011.
- [97] S. Lumbreras and A. Ramos, "Optimal Design of the Electrical Layout of an Offshore Wind Farm Applying Decomposition Strategy," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 2, pp. 1434-1441, May 2013.
- [98] J. S. Gonzalez, A. G. Rodriguez, J. C. Mora, et al., "Overall design optimization of wind farms," *Renewable Energy, Science Direct*, vol. 36, no. 7, pp. 1973-1982, Jul. 2011.
- [99] J.S. Gonzalez, M. Burgos Payan, and J.M. Riquelme-Santos, "Optimization of wind farm turbine layout including decision making under risk," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 94-102, Mar. 2012.
- [100] P. Fagerfjäll, "Optimizing wind farm layout: more bang for the buck using mixed integer linear programming," M.S. Thesis, Mathematical Sciences, Chalmers University of Technology and Gothenburg University, Sweden, 2010.
- [101] S. Reichelstein, "Levelized Product Cost: Concept and Decision Relevance," *Accounting Seminar*, Aug. 2013, [online], [accessed 05/10/2014]. URL: [https://steyertaylor.stanford.edu/sites/default/files/publications\\_files/reichelstein20and20bastian20lpc\\_42.pdf](https://steyertaylor.stanford.edu/sites/default/files/publications_files/reichelstein20and20bastian20lpc_42.pdf).
- [102] O. Dahmani, S. Bourguet, M. Machmoum, P. Guerin, P. Rhein, and L. Josse, "Optimization of the Connection Topology of an Offshore Wind Farm Network," *IEEE systems Journal*, vol. xx, no. 99, accepted 01-06-2014, published Aug. 28, 2014.

- [103] O. Dahmani, S. Bourguet, M. Machmoum, P. Guerin, P. Rhein, and L. Josse, "Evaluation of Optimal Collection System and Positions of Offshore Power Substations of an Offshore Wind Farm," *European Journal of Electrical Engineering*, accepted 12-03-2014, to be published.
- [104] O. Dahmani, S. Bourguet, P. Guerin, M. Machmoum, P. Rhein, and L. Josse, "Optimization of the internal grid of an offshore wind farm using Genetic Algorithm," *IEEE-PowerTech*, Grenoble, Jun. 16-20, 2013.
- [105] O. Dahmani, "Evaluation de l'architecture optimale du réseau électrique d'un champ éolien offshore," *Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Électrique (JCGE)*, Saint Nazaire, Jun. 5-6, 2013.
- [106] T. Vallée et M. Yildizoğlu, "Présentation des algorithmes génétiques et de leurs applications en économie," Rapport technique, v. 4.2, Université Montesquieu Bordeaux IV, December 2003.
- [107] M. Ejday, "Optimisation Multi-Objectifs à base de Métamodèle pour les Procédés de Mise en Forme," thèse de doctorat, mécanique numérique, École nationale supérieure des mines de Paris, France, 2001.
- [108] H. Meunier, "Algorithmes Évolutionnaires Parallèles pour l'Optimisation Multi-objectif de Réseaux de Télécommunications Mobiles," thèse de doctorat, informatique, Université des sciences et technologies de Lille, France, 2002.
- [109] R.C. Prim, "Shortest Connection Networks and Some Generalizations," *Bell System Technical Journal*, Vol. 36, no. 6, pp. 1389-1401, May. 1957.
- [110] H. Lingling and F. Yang, "Reliability Evaluation of the Offshore Wind Farm," *IEEE-Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Chengdu, Mar. 28-31, 2010.
- [111] T. Winter, "Reliability and economic analysis of offshore wind power systems - A comparison of internal grid topologies," M.S. Thesis, Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Sweden, 2011.
- [112] Jin Yang, J. O'Reilly, and J.E. Fletcher, "Redundancy Analysis of Offshore Wind Farm Collection and Transmission Systems," *IEEE-International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN)*, Nanjing, Apr. 6-7, 2009.
- [113] S. Bouri "Optimisation de la production et la structure d'énergie électrique par les colonies de fourmis," thèse de doctorat, électrotechnique, Université Djilali Liabès, Algérie, 2008.
- [114] M. Megdiche, "Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée," thèse de doctorat, génie électrique, INPG, France, 2004.
- [115] P. Tavner, "Offshore Wind Turbines - Reliability, availability and maintenance," IET Renewable Energy series 13, United Kingdom, 2012, 294 pp.
- [116] X. Zwingmann, "Modèle d'évaluation de la fiabilité et de la maintenabilité au stade de la conception," thèse de doctorat, génie mécanique, Université Laval, Québec, 2005.
- [117] A.G. Mihalache, "Modélisation et évaluation de la fiabilité des systèmes mécatroniques : application sur système embarqué," thèse de doctorat, sciences de l'ingénieur, Institut des Sciences et Techniques de l'Ingénieur d'Angers, France, 2007.
- [118] O. Tebbi, "Estimation des lois de fiabilité en mécanique par les essais accélérés," thèse de doctorat, Sciences pour l'ingénieur, Institut des Sciences et Techniques de l'Ingénieur d'Angers, France, 2005.
- [119] D. M. Thang, "Approche probabiliste pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles," thèse de doctorat, génie électrique, Université Lille 1, France, 2012.

- [120] J.L. BON, "Processus stochastiques et fiabilité des systèmes," *Techniques de l'Ingénieur*, no. AF570, Avr. 2009.
- [121] W. Zhang, "Reliability evaluation of bulk power systems using analytical and equivalent approaches," Ph.D. Thesis, Electrical Engineering, University of Saskatchewan, 1998.
- [122] G. Takoudis, "Development of a monte carlo model for assessing offshore wind farm cable reliability and the worth of redundancy," M.S. Thesis, Energy Systems and the Environment, University of Strathclyde, Glasgow, 2004.
- [123] N.B. Negra, O. Holmstrøm, B. Bak-Jensen, et al., "Aspects of relevance in offshore wind farm reliability assessment," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 1, pp. 159-166, Mar. 2007.
- [124] R.U. Nighot, "Incorporating Substation and Switching Station Related Outages in Composite System Reliability Evaluation," M.S. Thesis, Electrical Engineering, University of Saskatchewan, Saskatoon, 2003.
- [125] N.B. Negra, O. Holmstrøm, B. Bak-Jensen, et al., "Comparison of Different Techniques for Offshore Wind Farm Reliability Assessment," *6<sup>th</sup> International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, Delft, Netherlands, Oct. 26-28, 2006.
- [126] R. Billinton and R.N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems," 2<sup>nd</sup> Ed., New York, Plenum, 1996.
- [127] IEEE Working Group Report, "Reliability Indices for Use in Bulk Power System Supply Adequacy Evaluation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 97, no. 4, pp. 1097-1103, Aug. 1978.
- [128] R.N. Allan, R. Billinton, R.B. Adler, et al., "Bulk System Reliability - Predictive Indices," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 5, no. 4, pp. 1204-1213, Nov. 1990.
- [129] M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Generation Ratio Availability Assessment of Electrical Systems for Offshore Wind Farms," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 3, pp. 755-763, Sep. 2007.
- [130] G. Guenzi, "Reliability evaluation of common-cause failures and other interdependencies in large reconfigurable networks," Ph.D. Thesis, Reliability Engineering, University of Maryland, 2010,
- [131] L. Weixing, Z. Wei, and M. Xiaoming, "A Technique for Network Modeling and Reliability Evaluation of Complex Radial Distribution Systems," *IEEE-Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, Jul. 26-30, 2009.
- [132] F. Wang, "Reliability Evaluation of Substations Subject to Protection Failures," M.S. Thesis, Mathematics and Computer Science, DELFT university of technology, Netherlands, Jul. 2012.
- [133] M. Moazzami, R. Hemmati, F.H. Fesharaki, et al., "Reliability evaluation for different power plant busbar layouts by using sequential Monte Carlo simulation," *Electrical Power and Energy Systems, Science Direct*, vol. 53, pp. 987-993, Dec. 2013.
- [134] R. Mo, "Deterministic-probabilistic evaluation in composite system planning," M.S. Thesis, Electrical Engineering, University of Saskatchewan, Saskatoon, 2003.
- [135] B. Frankén, "Reliability Study - Analysis of Electrical Systems within Offshore Wind Parks," Elforsk Technical Report, no. 07:65, Sweden, Nov. 2007.
- [136] A. Underbrink, J. Hanson, A. Osterholt, et al., "Probabilistic Reliability Calculations for the Grid Connection of an Offshore Wind Farm," *IEEE- International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Stockholm, Jun. 11-15, 2006.

- [137] E. Spahic, A. Underbrink, V. Buchert, et al., "Reliability Model of Large Offshore Wind Farms," *IEEE- PowerTech*, Bucharest, Jun. 28-Jul. 2, 2009
- [138] S. Wang and M.E. Baran, "Reliability Assessment of Power Systems with Wind Power Generation," *Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, Jul. 25-29, 2010.
- [139] X. Wang, J. Zhang, C. Jiang, et al., "Reliability Assessment of Wind Farm Active Power Based on Sequential Monte-Carlo Method," *International Journal of Energy Engineering (IJEE)*, vol. 3, no. 4, pp. 122-129, Aug. 2013.
- [140] O. Dahmani, S. Bourguet, M. Machmoum, P. Guerin, and P. Rhein, "Reliability analysis of the collection system of an offshore wind farm," *IEEE-9<sup>th</sup> International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, Mar. 25-27, 2014.
- [141] R. Billinton and R.N. Allan "Reliability Evaluation of Engineering Systems – Concepts and Techniques," 2<sup>nd</sup> Ed. New York, Plenum Press, 1992, 469 pp.
- [142] A. Ghaedi, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, et al., "Reliability Evaluation of a Composite Power System Containing Wind and Solar Generation," in Proc., *IEEE-7<sup>th</sup> International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, Malaysia, Jun. 3-4, 2013, pp. 483-488.
- [143] J. Ribrant and L. Bertling, "Survey of Failures in Wind Power Systems with Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997–2005," *IEEE- Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, Jun. 24-28, 2007.
- [144] J.H.M. Larsen, H.C. Soerensen, E. Christiansen, et al., "Experiences from Middelgrunden 40 MW Offshore Wind Farm," *Copenhagen Offshore Wind Conference*, Oct. 26-28, 2005.
- [145] G.B. Jasmon, O.S. Kai, "A New Technique in Minimal Path and Cutset Evaluation," *Reliability, IEEE Transactions on*, vol. R-34, no. 2, pp. 136-143, Jun. 1985.
- [146] S.M. Ross, "Introduction to Probability Models," 10<sup>th</sup> Ed., Elsevier, California, 2010, 801 pp.
- [147] M.V. Koutras, S. Tsitmidelis, and V. Zissimopoulos, "Evaluation of reliability bounds by set covering models," *Statistics & Probability Letters 61, Science Direct*, vol. 61, no. 2, 15, pp. 163–175, Jan. 2003.



# Annexes

## 1. Calcul des éléments de la matrice Jacobienne

A chaque itération  $k$ , les éléments de la matrice Jacobienne du système sont calculés par les formules suivantes [85] :

Pour tous les nœuds du réseau différent du nœud de référence  $r$  ( $N-1$  nœuds) :

$$\begin{aligned} J_1(i, j)_{j \neq i} &= V_i \cdot V_j \cdot (G_{g,ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{g,ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j)) \\ J_1(i, i) &= -K_i - V_i^2 \cdot B_{g,ii} \\ J_2(i, j)_{j \neq i} &= V_i \cdot (G_{g,ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{g,ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)) \\ J_2(i, i) &= \frac{I_{Pi}}{V_i} + V_i \cdot G_{g,ii} \end{aligned} \quad (1.i)$$

Pour le nœud de référence  $r$  :

$$\begin{aligned} J_1(r, r) &= 1 \\ J_1(r, i) &= 0, \quad \forall i \neq r \\ J_2(r, i) &= 0, \quad \forall i \end{aligned} \quad (1.ii)$$

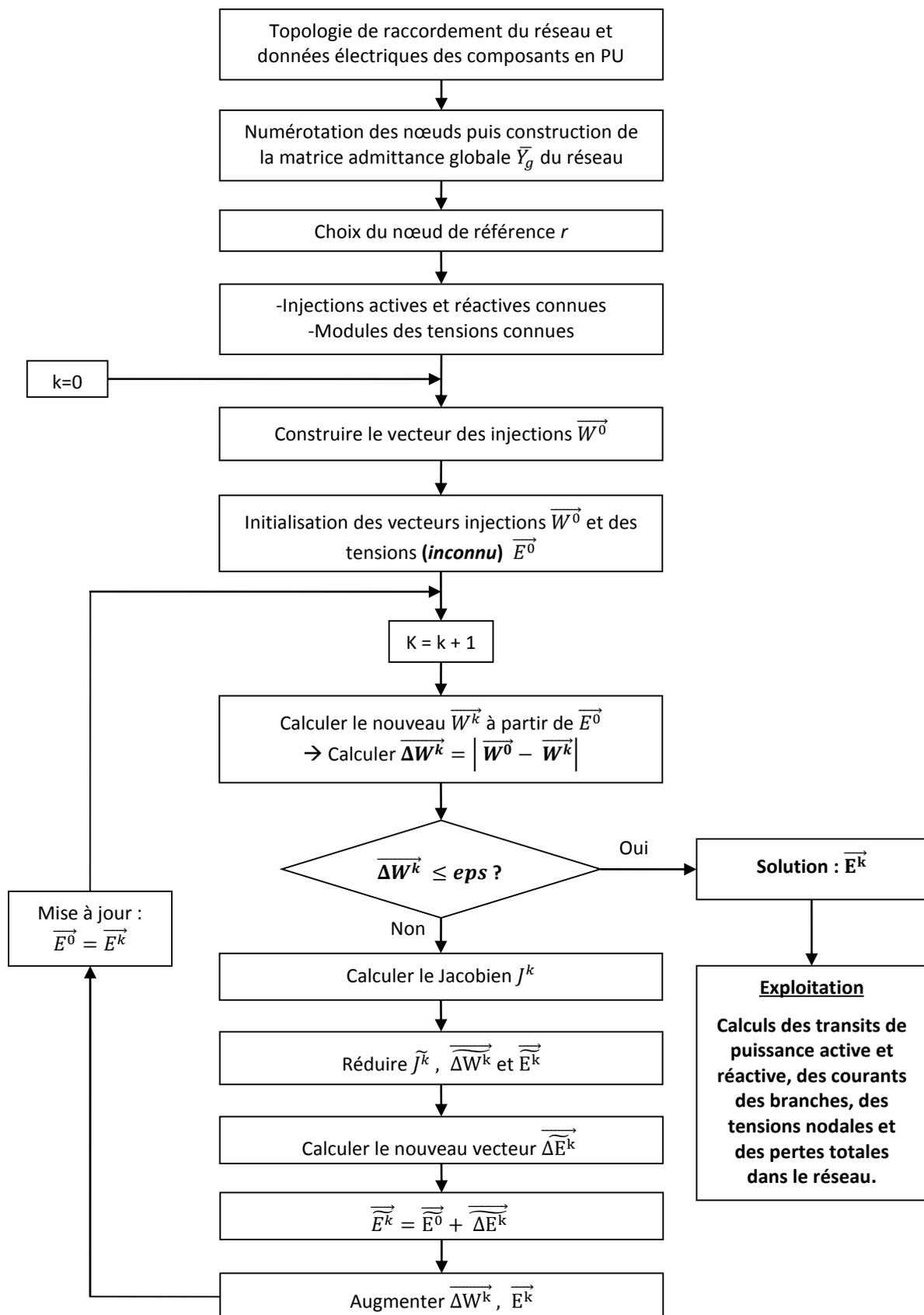
Pour tous les nœuds PQ du réseau ( $p$  nœuds) :

$$\begin{aligned} J_3(i, j)_{j \neq i} &= -V_i \cdot V_j \cdot (G_{g,ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{g,ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)) \\ J_3(i, i) &= I_{Pi} - V_i^2 \cdot G_{g,ii} \\ J_4(i, j)_{j \neq i} &= V_i \cdot (G_{g,ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{g,ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j)) \\ J_4(i, i) &= \frac{K_i}{V_i} - V_i \cdot B_{g,ii} \end{aligned} \quad (1.iii)$$

Pour tous les nœuds PV du réseau ( $N-p-1$  nœuds) :

$$\begin{aligned} J_4(i, i) &= 1 \\ J_4(i, j) &= 0, \quad \forall j \neq i \\ J_3(i, j) &= 0, \quad \forall j \end{aligned} \quad (1.iii)$$

## 2. Organigramme de résolution du problème de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton- Raphson



### 3. Coûts et limites de puissance des câbles sous-marins 33 kV et 220 kV

Limites de puissance [MVA]	Sections (mm <sup>2</sup> ) – 220 kV	Coûts (M€) – 220 kV	Sections (mm <sup>2</sup> ) – 33 kV	Coût (M€) – 33 kV
]0 , 11.1]	3 x 240	0.56	3 x 50	0.27
]11.1 , 13.5]			3 x 70	0.28
]13.5 , 16.1]			3 x 95	0.30
]16.1 , 18.2]			3 x 120	0.31
]18.2 , 20.3]			3 x 150	0.32
]20.3 , 22.8]			3 x 185	0.34
]22.8 , 26.2]			3 x 240	0.37
]26.2 , 30.4]			3 x 300	0.40
]30.4 , 33.9]			3 x 400	0.44
]33.9 , 38]			3 x 500	0.49
]38 , 40.4]			3 x 630	0.52
]40.4 , 44.3]			3 x 800	0.59
]44.3 , 161]			/	/
]161 , 179]	3 x 300	0.58	/	/
]179 , 200]	3 x 400	0.61	/	/
]200 , 223]	3 x 500	0.65	/	/
]223 , 247]	3 x 630	0.71	/	/
]247 , 267]	3 x 800	0.76	/	/
]267 , 287]	3 x 1000	0.84	/	/

#### 4. Algorithme d'optimisation mono-objectif

L'algorithme génétique mono-objectif utilisé se présente comme suit :

---

##### **Etape 0 : Initialisation**

1. Réglage du vecteur contrôle
2. Génération aléatoire de la population initiale «  $P^{AG}_0$  » de taille «  $N_{pop}$  » individus

**Tant que** le nombre de générations «  $g \leq g^{max}$  », faire :

##### **Etape 1 : Evaluation**

Evaluation de la fitness «  $F_i$  » et de l'ensemble des contraintes pour chaque individu «  $i = 1 \dots N_{pop}$  » de la population «  $P^{AG}_g = P^{AG}_0$  »

##### **Etape 2 : Sélection**

Sélection de «  $N_{pop} / 2$  » couples d'individus pour la reproduction parmi la population des parents «  $P^{AG}_g$  » :

1. Sélection et sauvegarde du meilleur individu  $X_{best}$  et sa fitness  $F_{best}$
2. Sélection de «  $N_{pop}-1$  » individus par la roue biaisée ou par tournoi binaire

##### **Etape 3 : Reproduction par croisement et mutation**

Génération de la population des enfants «  $Q^{AG}_g$  » de taille «  $N_{pop}$  » individus

1. Croisement multi-emplacements « *multi-points crossover* » des couples ayant des probabilités de croisement inférieure à «  $P_{cr} \approx 0.8$  »
2. Mutation des individus qui n'ont pas subis de croisements en inversant les valeurs des bits dont les probabilités sont inférieures à «  $P_m \approx 0.01$  »

##### **Etape 4 : Remplacement par élitisme**

Sélection de «  $N_{pop}$  » individus pour la nouvelle génération «  $P^{AG}_{g+1}$  » parmi les «  $2 \times N_{pop}$  » individus des parents et enfants  $R^{AG}_g = \{P^{AG}_g, Q^{AG}_g\}$

1. Elimination des individus identiques de la population des enfants : «  $Q^{AG}_g$  »
2.  $R^{AG}_g = \{Ta_r \times Q^{AG}_g, (1-Ta_r) \times P^{AG}_g\}$ , où  $Ta_r \approx 0.7$  à  $0.9$  est le taux de remplacement

Actualisation du nombre de générations : «  $g = g + 1$  »

**Fin Tant que**

**Etape 5 :** récupération du meilleur individu «  $X_{best}$  » ainsi que sa fitness «  $F_{best}$  ».

---

## 5. Algorithme d'optimisation multi-objectif NSGA II

Les étapes de l'algorithme génétique multi-objectif NSGA II sont [107] [108] :

### Etape 0 : Initialisation

1. Réglage du vecteur contrôle
2. Génération aléatoire de la population initiale «  $P^{AG}_0$  » de taille «  $N_{pop}$  » individus

**Tant que** le nombre de générations «  $g \leq g^{max}$  », faire :

### Etape 1 : Evaluation

Evaluation de l'ensemble des fitness «  $F_i = \{fit_1, fit_2\}$  » et des contraintes pour chaque individu «  $i = 1 \dots N_{pop}$  » de la population «  $P^{AG}_g = P^{AG}_0$  »

### Etape 2 : Classement (Ranking)

Classement des individus de la population des parents «  $P^{AG}_g$  » dans différents fronts «  $fr_1, fr_2, fr_3 \dots fr_n$  » selon le critère de non-dominance

### Etape 3 : Sélection

Sélection de «  $N_{pop} / 2$  » couples d'individus pour la reproduction parmi la population des parents «  $P^{AG}_g$  » :

1. Calcul de la distance d'encombrement « *crowding distance* » entre les individus
2. Sélection de «  $N_{pop}$  » individus par tournois binaire : un individu «  $A$  » gagne le tournoi avec un autre individu «  $B$  » : 1) si l'individu «  $A$  » a un meilleur rang que «  $B$  », ou, 2) si les deux individus «  $A$  » et «  $B$  » ont le même rang et que l'individu «  $A$  » a une plus grande distance d'encombrement que «  $B$  »

### Etape 4 : Reproduction par croisement et mutation

Génération de la population des enfants «  $Q^{AG}_g$  » de taille «  $N_{pop}$  » individus

1. Croisement multi-emplacements « *multi-points crossover* » des couples ayant des probabilités de croisement inférieure à «  $P_{cr} \approx 0.8$  »
2. Mutation des individus qui n'ont pas subis de croisements par inversion des valeurs des bits dont les probabilités sont inférieures à «  $P_m \approx 0.01$  »

### Etape 5 : Remplacement par élitisme

Sélection de «  $N_{pop}$  » individus pour la nouvelle génération «  $P_{g+1}$  » parmi les «  $2 \times N_{pop}$  » individus des parents et enfants «  $R^{AG}_g = \{P^{AG}_g, Q^{AG}_g\}$  »

1. Classement des individus de la population combinée «  $R^{AG}_g$  » dans différents fronts «  $fr_1, fr_2, fr_3 \dots fr_n$  » selon le critère de non-dominance

2. Sélectionner «  $N_{pop}$  » individus pour la nouvelle génération  $P^{AG}_{g+1}$ : 1) tant que la taille de «  $P^{AG}_{g+1}$  » est inférieure à «  $N_{pop}$  », ajouter à «  $P^{AG}_{g+1}$  » les individus appartenant aux meilleurs fronts :  $P^{AG}_{g+1} = \{ fr_1, fr_2, fr_3, \dots, fr_{n-1} \}$ ; 2) compléter la population «  $P^{AG}_{g+1}$  » par les individus du front  $fr_n$  ayant les plus grandes distances d'encombrements jusqu'à «  $N_{pop}$  »

Actualisation le nombre de générations : «  $g = g + 1$  »

**Fin Tant que**

**Etape 7** : récupération de l'ensemble des individus  $X_{pareto}$  ainsi que leurs fitness  $F_{pareto}$

---

## 6. Algorithme de Prim

La construction du graphe « *MST - Minimum Spanning Tree* » par l'algorithme de Prim passe par les étapes suivantes :

---

### Etape 0 : Données d'entrées

Ensembles des nœuds «  $V_S$  » et des arêtes «  $E_A$  » du graphe initial «  $G(V_S, E_A)$  »

### Etape 1 : Initialisation du MST - le premier nœud est celui de la SSEO ou PDL

1. Ensembles des nœuds «  $V_S'$  » et des arêtes «  $E_A'$  » du graphe MST «  $G(V_S', E_A')$  » initialement vides
2. Choisir le premier nœud de départ «  $n$  » : la sous station offshore pour raccorder les groupe d'éoliennes ou le PDL pour raccorder le groupe de sous stations offshore
3. Ajouter «  $n$  » à «  $V_S'$  » et supprimer «  $n$  » de «  $V_S$  »

**Tant que**  $V_S \neq \emptyset$ , faire :

### Etape 2 : Rechercher l'arête la plus optimale « $E_{A, n, m}$ »

«  $E_{A, n, m}$  » est l'arête de faible poids (coût) reliant un nœud «  $n$  » de «  $V_S'$  » à un autre nœud «  $m$  » de «  $V_S$  »

### Etape 3 : Actualisation des vecteurs

1. Ajouter «  $m$  » à l'ensemble des nœuds «  $V_S'$  » du MST
2. Ajouter «  $E_{A, n, m}$  » à l'ensemble des arêtes «  $E_A'$  » du MST
3. Supprimer «  $m$  » de l'ensemble des nœuds «  $V_S$  »

**Fin Tant que**

### Etape 4 : retourner le graphe « $MST = G(V_S', E_A')$ »

---



# Table des symboles

## Symboles

### *Général*

I	: courant
U	: tension composée
V	: tension nodale simple
$\theta$	: phase de la tension
f	: fréquence
$\omega$	: vitesse angulaire
S	: puissance apparente
P	: puissance active
Q	: puissance réactive
R	: résistance
X	: réactance
L	: inductance

### *Eolienne*

$P_{mec}$	: puissance mécanique à la sortie de la turbine
$D_e$	: diamètre de l'éolienne
$\Omega_t$	: vitesse de rotation de la turbine
$\rho$	: masse volumique de l'air
$C_p$	: rendement aérodynamique de la turbine
$\lambda_t$	: vitesse spécifique « <i>tip ratio</i> »
$\beta$	: angle de calage des pâles « <i>pitch angle</i> »
u	: vitesse du vent
$u_e$	: vitesse minimale du vent qui correspond au début de production de l'éolienne
$u_s$	: vitesse du vent de mise en sécurité de l'éolienne
$u_n$	: vitesse du vent qui correspond à une production nominale de l'éolienne
$u_{moy}$	: vitesse du vent moyenne dans le site du parc éolien offshore
$S_{Eol,n}$	: puissance apparente nominale de l'éolienne
$P_{Eol}$	: puissance active de l'éolienne
$P_{moy,Eol}$	: puissance active moyenne de l'éolienne
$Q_{Eol}$	: puissance réactive de l'éolienne

### *Transformateur de la sous station offshore*

$R_{TS}$	: résistance totale du transformateur ramenée au primaire
$X_{TS}$	: réactance de fuite totale du transformateur ramenée au primaire
$R_F$	: résistance fer du transformateur
$X_m$	: réactance du circuit magnétique du transformateur
$S_{Tn}$	: puissance nominale du transformateur
$Z_T$	: impédance série du schéma équivalent en $\pi$ du transformateur

$y_T$  : admittance en dérivation du schéma équivalent en  $\pi$  du transformateur

### **Câble**

$S_{Cn}$  : puissance apparente nominale du câble

$C_{\text{section}}$  : section du câble

$r_C'$  : résistance linéique du câble

$x_C'$  : réactance linéique du câble

$C'$  : capacité shunt linéique du câble

$g_C'$  : conductance shunt linéique du câble

$z_C'$  : impédance série linéique du câble

$y_C'$  : admittance shunt linéique du câble

$T_c$  : température des conducteurs

$y_s$  : facteur représentant l'effet de peau dans le câble

$y_p$  : facteur représentant l'effet de proximité dans le câble

$k_s, k_p$  : facteurs liés à la forme des conducteurs (égaux à 1 pour un conducteur circulaire)

$d_c$  : diamètre du conducteur

$s$  : distance entre les centres des conducteurs

$r_{DC,20}'$  : résistance linéique en DC du câble à la température 20 °C

$r_{DC,T_c}'$  : résistance linéique en DC du câble à la température  $T_c$

$r_{AC,T_c}'$  : résistance linéique en AC du câble à la température  $T_c$

$r_{T_c}'(r_C')$  : résistance linéique en AC du câble à la température  $T_c$  incluant les pertes dans l'écran et l'armure

$\alpha_T$  : coefficient de température

$\lambda_{\text{écran}}$  : coefficient des pertes dans l'écran du câble

$\lambda_{\text{armure}}$  : coefficient des pertes dans l'armure du câble

$d_s$  : diamètre moyen de l'écran du câble

$R_S'$  : résistance de l'écran du câble à 40 °C

$X_S'$  : réactance de l'écran du câble

$R_a'$  : résistance de l'armure du câble à 20 °C

### **Distribution de Rayleigh**

$f_R$  : distribution de *Rayleigh*

$c$  : facteur d'échelle de la distribution de *Rayleigh*

$k_f$  : facteur de forme de la distribution de *Rayleigh*

### **Compensation de puissance réactive**

$Q_{\text{comp}}$  : puissance réactive nominale de tous les équipements de compensation

$Q_{\text{comp,sseo}}$  : puissances réactive nominale de la compensation au poste électrique offshore

$Q_{\text{comp,pdl}}$  : puissances réactive nominale de la compensation au poste électrique onshore

$H'$  : admittance shunt de compensation du réactif

### **Calcul d'écoulement de puissance**

$E_d$  : énergie électrique totale du parc éolien offshore

$P_{PEO}$  : production de puissance active totale du parc éolien offshore

$P_{\text{moy,sortie}}$  : puissance moyenne produite par le parc et délivrée au réseau terrestre

$P_{\text{pertes}}$  : pertes totales dans le réseau électrique en fonction de la vitesse du vent  $v$

$P_{\text{moy,pertes}}$  : pertes moyennes totales dans le réseau électrique  
 $Q_T$  : puissance réactive du transformateur  
 $Q_{C, MT}$  : puissance réactive des câbles MT  
 $Q_{C, HT}$  : puissance réactive des câbles HT  
 $Q_{Sseo}$  : consommation de puissance réactive de la sous station offshore  
 $P_{Sseo}$  : consommation de puissance active à la sous station offshore  
 $P_L$  : bilan de consommation de puissance active par les charges du réseau électrique  
 $I_p$  : injection de puissance active à un nœud du réseau  
 $K$  : injection de puissance réactive à un nœud du réseau  
 $P_p$  : puissance active produite à un nœud du réseau  
 $P_c$  : puissance active consommée à un nœud du réseau  
 $Q_p$  : puissance réactive produite à un nœud du réseau  
 $Q_c$  : puissance réactive consommée à un nœud du réseau  
 $h$  : admittance shunt du diagramme en  $\pi$   
 $g$  : conductance shunt du diagramme en  $\pi$   
 $z$  : impédance série du diagramme en  $\pi$   
 $Y$  : module de l'admittance série du diagramme en  $\pi$   
 $\delta$  : angle de perte  
 $Y_g$  : matrice admittance du réseau électrique globale  
 $G_g$  : matrice conductance du réseau électrique globale  
 $B_g$  : matrice susceptance du réseau électrique globale  
 $R_p$  : vecteur des injections réactives aux nœuds PQ et des tensions aux nœuds PV et V $\delta$   
 $E$  : vecteur des tensions aux différents nœuds du réseau électrique  
 $W$  : vecteur des injections généralisées du réseau électrique  
 $J$  : matrice jacobienne du système  
 $FP_{PDL}$  : facteur de puissance au point de livraison  
 $\Delta U_{\text{max}}$  : différence de tension par rapport à la nominale dans chaque nœud du réseau

### **Modèles des coûts**

$C_0$  : coût d'investissement initial  
 $C_{\text{câble}}$  : coût des câbles de moyenne et haute tension  
 $C_{Sseo}$  : coût des sous-stations électriques en offshore  
 $C_{\text{comp}}$  : coût des équipements de compensation du réactif  
 $C_{\text{invest}}$  : coût d'investissement total  
 $C_{SI}$  : coût de transport et d'installation des câbles  
 $\alpha_c, \beta_c, \gamma_c$  : paramètres du modèle de coût du câble sous-marin en fonction de la tension  
 $\alpha_t, \beta_t, \gamma_t$  : paramètres du modèle de coût du transformateur  
 $\alpha_r, \beta_r, \gamma_r$  : paramètres du coût de la structure de plateforme en mer  
 $\alpha_{ec}, \beta_{ec}, \gamma_{ec}$  : paramètres du coût des équipements de compensation  
 $C_T$  : coût du transformateur  
 $C_{SG}$  : coût des cellules de protection  
 $C_R$  : coût de la structure de la plateforme en mer  
 $C_{SGMTc}$  : coût d'une seule cellule MT de la sous station offshore  
 $C_{SGHTc}$  : coût d'une seule cellule HT de la sous station offshore  
 $C_{ec}$  : coût des équipements de compensation de puissance réactive  
 $C_{\text{incremt}}$  : incrément du coût de la plateforme dû à l'ajout des équipements de compensation  
 $C_{\text{pertes}}$  : coût des pertes de puissance moyennes

**Fonctions objectifs**

$F$	: fonction objectif
$T$	: durée de vie du parc éolien (fixé à 20 ans)
$N_t$	: nombre d'heures de fonctionnement du parc éolien par an
$r$	: taux d'intérêt des banques
$C_{elect}$	: coût d'électricité (c€/kWh)
$PR$	: profit annuel (%)

**Topologie de connexion**

$L_R$	: matrice des longueurs entre tous les nœuds connectés du réseau électrique
$N$	: nombre total de nœuds dans le réseau
$n_{Eol}$	: nombre d'éoliennes dans le parc éolien offshore
$n_{sseo}$	: nombre de sous stations électrique en mer
$n_{PDL}$	: nombre de points de livraisons au réseau terrestre (fixé à 1)
$N_F$	: nombre de clusters d'éoliennes
$N_F^{max}$	: nombre maximal de clusters d'éoliennes
$N_{Eol,F}$	: nombre d'éoliennes dans chaque cluster
$N_{Eol,F}^{max}$	: nombre d'éoliennes maximal dans chaque cluster
$N_{MTc}$	: nombre de cellules MT dans la sous station offshore
$N_{HTc}$	: nombre de cellules HT dans la sous station offshore
$A_{C,section}$	: ensemble des sections des câbles utilisés
$A_{T,puissance}$	: gamme des puissances des transformateurs utilisés
$G$	: graphe
$V_S$	: ensemble des nœuds (ou sommets) du graphe $G$
$E_A$	: ensemble de lignes (ou d'arêtes) du graphe $G$
$AM$	: matrice d'adjacence symétrique
$AM_{EOL}$	: sous-matrice d'adjacence entre les nœuds des éoliennes
$AM_{SSEO}$	: sous-matrice d'adjacence entre les nœuds des sous stations offshore
$AM_{SSEO-EOL}$	: sous-matrice d'adjacence entre les sous-stations offshore et les éoliennes
$AM_{PDL-SSEO}$	: sous-matrice d'adjacence entre le point de livraison et les sous stations offshore
$N_V$	: nombre de variables binaires de connexion
$N_P$	: nombre de variables binaires des positions des sous stations offshore
$PN$	: matrice des numéros des nœuds du réseau en fonction de leurs dispositions
$PN^{EOL}$	: matrice des numéros des nœuds des éoliennes
$PN^{SSEO}$	: matrice des numéros des nœuds des sous stations offshore
$n_L$	: le nombre de lignes de la matrice $PN$
$n_C$	: le nombre de colonnes de la matrice $PN$
$L_d$	: intervalle des positions des sous stations offshore
$D_{Eol-sseo}$	: distance entre une sous station offshore et une éolienne
$L_{min}$	: distance minimale entre la sous station offshore et l'éolienne
$x_{sseo}$	: positions de toutes les sous-stations électriques sur l'axe horizontal
$y_{sseo}$	: positions de toutes les sous-stations électriques sur l'axe vertical
$x_{min}$	: limite inférieure de la position de la sous station sur l'axe horizontal
$x_{max}$	: limite supérieure de la position de la sous station sur l'axe vertical
$n_{sseo}^{max}$	: nombre maximale de sous stations offshore dans le parc éolien

**Algorithme génétique**

$X_{AG}$	: individu de l'algorithme génétique
Eft	: enfant de la population de l'algorithme génétique
Prt	: parents de la population de l'algorithme génétique
$C_{Point}^{max}$	: nombre de points de croisements
$P_{Cr}$	: probabilité de croisement
$P_m$	: probabilité de mutation
$Ta_r$	: taux de remplacement
$N_{pop}$	: taille de la population de l'algorithme génétique
$g^{max}$	: nombre maximal d'itérations de l'algorithme génétique
$fr_n$	: ensemble des individus du front numéro n
$P^{AG}$	: population des parents de l'algorithme génétique
$Q^{AG}$	: population des enfants de l'algorithme génétique
$R^{AG}$	: population des parents et enfants de l'algorithme génétique

**Statistique**

$\mu_m$	: moyenne
$\sigma$	: écart type

**Fiabilité**

$R_f$	: fiabilité du système
$F_f$	: « dé-fiabilité » du système
$U_f$	: indisponibilité du système
A	: disponibilité
M	: maintenabilité
$f_f$	: fonction de densité de panne
$h_m$	: fonction de densité de réparation
$\lambda$	: taux de panne
$\mu$	: taux de réparation
$Pr_p$	: probabilité de panne du système
$F_p$	: fréquence de panne du système
$D_p$	: durée de panne du système
$X^e$	: vecteur binaire des états des composants du système
$N_s$	: nombre de sous-systèmes
$\Phi_{SS}$	: fonction de structure binaire d'un sous-système
$E_s$	: ensemble des composants d'un sous-système simplifié connectés en série
$N_{si}$	: nombre total d'états « si » du système
$\alpha$	: éléments de la matrice des transitions stochastique
$S^{si}$	: ensemble de tous les états « si » du système
$S^{si}_p$	: ensemble des états de panne du système
$S^{si}_{fn}$	: ensemble des états de fonctionnement normal du système
$Pr_{si}$	: probabilité d'occurrence d'un état « si » du système
$F_{si}$	: fréquence d'occurrence d'un état « si » du système
$D_{si}$	: durée de l'état « si » du système

- $P_{si}$  : puissance non fournie aux charges lorsque le système est à l'état « si »  
 $P_{entrée}$  : puissance à l'entrée du système  
 $P_{sorties}$  : puissance à la sortie du système  
 $P_{Ts}$  : capacité de production maximale (théorique) du système

## Abréviations

- PEO : Parc Eolien Offshore  
 $c_t$  : Topologie de Connexion  
 SSEO : Sous-Station Electrique Offshore  
 PDL : Point De Livraison (point de raccordement du parc au réseau terrestre)  
 AG : Algorithme Génétique  
 NSGA-II: Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II  
 MT : Moyenne Tension  
 HT : Haute Tension  
 AC : Alternating Current  
 DC : Direct Current  
 HVAC : High Voltage Alternative Current  
 HVDC : High Voltage Direct Current  
 LCC : Line Commutated Converter (convertisseurs à source de courant)  
 CSC : Current Source Converter (convertisseurs à source de courant)  
 VSC : Voltage Source Converter (convertisseurs à source de tension)  
 FS-SCIG: Fixed Speed Squirrel Cage Induction Generator  
 SCIG : Squirrel Cage Induction Generator  
 PMSG : Permanent Magnet Synchronous Generator  
 DFIG : Double Feed Induction Generator-  
 MADA : Machine Asynchrone Double Alimentation  
 PE : Polyéthylène pur  
 PR : Polyéthylène Réticulé  
 XLPE : Cross-linked polyethylene  
 EPR : Ethylene Propylene rubber (caoutchouc d'éthylène-propylène)  
 MST : Minimum Spanning Tree  
 MA : Méthodes Analytiques  
 SMC : Simulations Monte Carlo  
 HL : Hierarchical Level (niveau hiérarchique)  
 DF : Diagramme de Fiabilité  
 MP : Minimal Path (chemins minimaux)  
 MEE : Méthode d'Espace des Etats (State space diagram)  
 p.u : Per Unit  
*si* : état du système

MRR	: Méthode de Réduction du Réseau (Network reduction technique)	
UBR	: Upper Bound of Reliability (borne supérieure de la fiabilité)	
AM	: Matrice d'adjacence	
NPV	: Net Present Value	[€]
LPC	: Levelized Production Costs (coût de production actualisé)	[€/Wh]
IRR	: Internal Rate of Return	[%]
MTTR	: Mean Time To Repair (durée moyenne de réparation)	[h/occ]
MTTF	: Mean Time To Failure (durée moyenne avant la défaillance)	[h/occ]
MTBF	: Mean Time Between Failure (durée moyenne entre deux défaillances)	[h/occ]
MDT	: Mean Down Time (durée moyenne d'indisponibilité après défaillance)	[h/occ]
LOLP	: Loss of Load Probability (probabilité de perte de charge)	[p.u]
LOLE	: Loss of Load Expectation (espérance de perte de charge)	[h/an]
LOEE	: Loss of Energy Expectation (espérance de perte d'énergie)	[Wh/an]
FP	: Failure Probability (probabilité de panne)	[p.u]
FF	: Failure Frequency (fréquence de panne)	[occ/an]
FD	: Failure Duration (durée de panne)	[h/occ]
EENS	: Expected Energy Not Supplied (espérance d'énergie non fournie)	[Wh/an]
EPNS	: Expected Power Not Supplied (espérance de puissance non fournie)	[W/an]
GR	: Generation Ratio (rapport de production)	[p.u]
GRA	: Generation Ratio Availability	[p.u]
AOH	: Annual Outage Hours (nombre de défaillances annuel)	[h/an]
EAF	: Equivalent Availability Factor (facteur de disponibilité équivalent)	[p.u]
EFOR	: Equivalent Forced Outage Rate	[PU]
ASAI	: Average Service Availability Index for Load	[p.u]
EGWE	: Expected Generated Wind Energy	[Wh]



# Table des matières

Introduction générale.....	1
1 ETAT DE L'ART SUR LES RESAUX ELECTRIQUES DES PARCS EOLIENS OFFSHORE .....	5
1.1 Introduction.....	6
1.2 Présentation de la thématique de l'éolien offshore .....	6
1.2.1 Positionnement des travaux de thèse sur la chaine de valeur de l'éolien offshore7	
1.2.2 Contexte énergétique et écologique.....	8
1.2.3 Tendances actuelles de la technologie de l'éolien offshore .....	8
1.2.4 Historique et leaders internationaux .....	10
1.3 Technologie des parcs éoliens offshore .....	12
1.3.1 Eoliennes offshore.....	13
1.3.2 Câble sous-marin à haute tension.....	18
1.3.3 Sous station électrique offshore .....	21
1.4 Architectures électriques des parcs éoliens offshore .....	25
1.4.1 Raccordement du réseau interne MT .....	26
1.4.2 Système de transport HT.....	32
1.5 Fiabilité du réseau électrique d'un parc éolien offshore .....	35
1.5.1 Influence de l'environnement marin sur les taux de défaillance.....	35
1.5.2 Influence de l'environnement électrique sur les taux de défaillance.....	35
1.5.3 Influence sur le temps de la réparation. ....	36
1.6 Conclusion .....	36
2 MODELES ELECTRIQUES ET ECONOMIQUES DES COMPOSANTS D'UN PARC EOLIEN OFFSHORE .....	39
2.1 Introduction.....	40
2.2 Modèles électriques des composants du réseau électrique.....	40
2.2.1 Transformateur .....	40
2.2.2 Câble sous-marin.....	42
2.2.3 Sources et charges.....	45
2.2.4 Equipements de compensation du réactif .....	47
2.3 Evaluation des pertes de puissance sur le réseau électrique .....	50
2.3.1 Formulation du problème d'écoulement de puissance .....	50

2.3.2	Résolution du problème d'écoulement de puissance.....	53
2.3.3	Modèle analytique simplifié dans le cas d'un raccordement radial .....	55
2.4	Modélisation des coûts des éléments du réseau électrique.....	56
2.4.1	Coût des câbles sous-marins .....	57
2.4.2	Coût de la sous station électrique AC .....	58
2.4.3	Coût des équipements de compensation .....	60
2.4.4	Discussion.....	62
2.5	Conclusion .....	62
3	OPTIMISATION PAR ALGORITHME GENETIQUE DE LA STRUCTURE DU RESEAU ELECTRIQUE D'UN PARC EOLIEN OFFSHORE.....	63
3.1	Introduction.....	64
3.2	Etat de l'art des approches d'optimisation .....	66
3.3	Problème d'optimisation de la topologie de raccordement du réseau .....	68
3.3.1	Topologie de raccordement du réseau électrique.....	68
3.3.2	Fonctions objectifs .....	70
3.3.3	Hypothèses.....	72
3.3.4	Formulation mathématique du problème d'optimisation.....	73
3.4	Codage d'une topologie de raccordement du réseau du parc éolien.....	75
3.4.1	Modélisation d'une topologie de raccordement par la matrice d'adjacence ...	76
3.4.2	Réduction de l'espace de recherche .....	78
3.4.3	Codage des positions des sous stations électriques offshore.....	82
3.5	Approche d'optimisation.....	83
3.5.1	Représentation du chromosome de l'algorithme génétique.....	84
3.5.2	Optimisation mono-objectif et multi-objectif par algorithme génétique .....	85
3.5.3	Algorithme de Prim .....	88
3.5.4	Résumé des différentes options d'optimisations possibles.....	91
3.6	Simulations et interprétations.....	92
3.6.1	Optimisation mono-objectif - fonction objectif uni-critère ( $F_1$ ).....	93
3.6.2	Optimisation mono-objectif - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_2$ et $F_3$ )...	97
3.6.3	Optimisation multi-objectif ( $F_4$ ) .....	104
3.6.4	Comparaison des résultats des optimisations au raccordement de référence	105
3.7	Etude de sensibilité.....	108
3.7.1	Influence des coûts des câbles et des plateformes offshore.....	108
3.7.2	Sensibilité par rapport à la taille du parc éolien offshore.....	109
3.8	Conclusion .....	112
4	FIABILITE DU RESEAU ELECTRIQUE D'UN PARC EOLIEN OFFSHORE .....	115

4.1	Introduction .....	116
4.2	Théorie de base de la fiabilité .....	118
4.2.1	Définitions des paramètres de fiabilité .....	118
4.2.2	Equations de bases de la fiabilité .....	119
4.2.3	Cas particulier des lois de distributions exponentielles.....	122
4.3	Etat de l'art sur la fiabilité des systèmes électriques .....	123
4.3.1	La fiabilité d'un système électrique .....	124
4.3.2	Zones fonctionnelles du réseau électrique et indices de performances .....	124
4.3.3	Méthodes probabilistes d'évaluation de la fiabilité des systèmes complexes	128
4.3.4	Analyse et choix des méthodes d'évaluations de la fiabilité .....	129
4.4	Evaluation des indices de performances d'un parc éolien offshore .....	131
4.4.1	Diagramme de fiabilité du réseau électrique d'un parc éolien offshore .....	133
4.4.2	Arbre des chemins minimaux.....	142
4.4.3	Méthode de réduction des réseaux (MRR) .....	143
4.4.4	Méthode d'espace des états (MEE) - Processus de Markov .....	151
4.5	Comparaison des deux méthodes et validation des algorithmes .....	154
4.6	Comparaison technico-économique de quelques architectures du réseau - Etude de l'influence de la redondance et son emplacement.....	157
4.6.1	Etude technique .....	158
4.6.2	Etude économique .....	161
4.6.3	Etude de sensibilité sur les paramètres d'entrée .....	163
4.7	Optimisation multicritères de l'emplacement des redondances sur le réseau MT	166
4.8	Conclusion .....	172
	Conclusion générale et perspectives .....	175
	Références.....	181
	Annexes .....	191
	Table des symboles .....	199
	Table des matières .....	207
	Liste des tableaux.....	211
	Liste des figures.....	213



## Liste des tableaux

- Tableau 1.1. Evolution des pertes dans un câble en AC 33 kV isolé en XLPE.
- Tableau 1.2. Exemples de sous stations électriques offshore.
- Tableau 1.3. Configurations alternatives (avec redondances) pour la sous station en AC.
- Tableau 1.4. Variation du MTTR pour différentes conditions.
- Tableau 2.1. Paramètres  $\alpha_c$ ,  $\beta_c$ ,  $\gamma_c$  et  $C_{SI}$  des câbles sous-marins 33, 132 et 220 kV [€].
- Tableau 2.2. Paramètres  $\alpha_t$ ,  $\beta_t$  et  $\gamma_t$  du coût d'un transformateur [€].
- Tableau 2.3. Paramètres  $\alpha_r$ ,  $\beta_r$  et  $\gamma_r$  du coût de la structure de plateforme en mer [€].
- Tableau 2.4. Paramètres  $\alpha_{ec}$ ,  $\beta_{ec}$  et  $\gamma_{ec}$  du coût d'équipements de compensation [€].
- Tableau 3.1. Optimisations possibles en utilisant les deux algorithmes : l'AG et Prim.
- Tableau 3.2. Paramètres d'optimisation du réseau en forme radiale des deux parcs éoliens offshore : *Banc de Guérande* et *Greater Gabbard*.
- Tableau 3.3. Les détails des résultats des optimisations mono-objectif pour différents scénarios et du schéma électrique de référence.
- Tableau 3.4. Comparaison technico-économique des deux architectures pour le parc éolien *Greater Gabbard*.
- Tableau 4.1. Comparaison des méthodes d'évaluation de la fiabilité.
- Tableau 4.2. Etat de l'art des travaux sur la fiabilité dans le cas des parcs éoliens (x : non étudié, +/- : degré d'importance dans l'étude).
- Tableau 4.3. Etat de l'art des indices de fiabilité des composants d'un parc éolien offshore.
- Tableau 4.4. Les sous-systèmes du parc à huit éoliennes.
- Tableau 4.5. Espace des états du réseau électrique du parc à huit éoliennes.
- Tableau 4.6. Données de fiabilité des éoliennes et des liaisons par câbles utilisées.
- Tableau 4.7. Détails des calculs réalisés sous Excel pour la méthode de l'espace des états.
- Tableau 4.8. Comparaisons des résultats de la MRR exacte et de la MEE.
- Tableau 4.9. Comparaison des performances des différentes configurations du réseau interne MT du parc à huit éoliennes pour une production de 6 MW.
- Tableau 4.10. Sections des câbles dans les 3 topologies du réseau MT du parc à 8 éoliennes.
- Tableau 4.11. Comparaison économique des trois configurations du réseau interne MT du parc à huit éoliennes.
- Tableau 4.12. Plages de variation des indicateurs de performances des configurations (A), (B) et (C) du parc à 8 éoliennes pour des indices d'entrée ( $\lambda$ ,  $\mu$ ) appartenant à l'intervalle  $[0, 5]$ .
- Tableau 4.13. Paramètres d'optimisation du réseau en forme maillée des deux parcs éoliens offshore : *Barrow* et *Banc de Guérande*.
- Tableau 4.14. Les résultats d'optimisation mono-objectif des réseaux électriques de forme maillée pour les deux parcs éoliens offshore : *Barrow* et *Banc de Guérande*.



## Liste des figures

- Figure 1.1. Chaîne de valeur de la filière éolienne offshore.
- Figure 1.2. Evolution de la puissance moyenne des éoliennes offshore.
- Figure 1.3. Evolution de la puissance moyenne des parcs éoliens offshore.
- Figure 1.4. Les profondeurs et les distances moyennes des projets de parcs éoliens offshore construits, en cours de construction et signés.
- Figure 1.5. Capacité éolienne offshore installée annuellement en Europe (MW), H1 : 1er semestre.
- Figure 1.6. Capacité totale (cumulée) installée en Europe par pays (MW).
- Figure 1.7. Leaders industriels à la fin de 2013 : (a) parts des fabricants d'éoliennes offshore (MW), (b) parts des énergéticiens propriétaires des parcs éoliens offshore (MW).
- Figure 1.8. Les différentes parties d'un parc éolien offshore.
- Figure 1.9. Diagramme d'une éolienne offshore « *SWT-3.6-107 de Siemens* ».
- Figure 1.10. Structure Back-to-back - VSC.
- Figure 1.11. Différentes topologies d'éoliennes.
- Figure 1.12. Caractéristique de réglage de vitesse d'éolienne.
- Figure 1.13. Répartition par type des éoliennes utilisées.
- Figure 1.14. Composition d'un câble AC tripolaire à HT.
- Figure 1.15. Technologies des câbles sous-marins DC à HT : (à gauche) câble à isolation polymérique, (à droite) câble de type *Paper-insulated mass-impregnated*.
- Figure 1.16. Sous station électrique AC du parc éolien *Westermøst Røgh*.
- Figure 1.17. Quelques schémas unifilaires possibles d'une sous station électrique offshore en AC.
- Figure 1.18. Développement des semi-conducteurs : (a) composants du HVDC-Light (ABB), (b) développement des thyristors et IGBTs.
- Figure 1.19. Schéma d'une sous station offshore AC/DC avec un convertisseur VSC.
- Figure 1.20. Différentes topologies du réseau interne en AC.
- Figure 1.21. Exemple de raccordement en chaîne du réseau interne MT en AC : Barrow (Royaume-Uni, 2005, 90 MW).
- Figure 1.22. Exemples de raccordements en boucle du réseau interne des parcs éoliens : (a) *Robin Rigg (180 MW)*, (b) Une partie du parc éolien *Greater Gabbard (504 MW)*.
- Figure 1.23. Comparaison des 4 configurations du réseau interne en AC : (a) pertes de puissance, (b) coût du kW installé.
- Figure 1.24. (a) Topologie d'une éolienne en DC (convertisseur AC/DC-DC/DC), (b) différentes topologies du convertisseur DC/DC.
- Figure 1.25. Quelques configurations du réseau interne en DC comportant des éoliennes DC : (a) convertisseur DC/DC commun, (b) convertisseur DC/DC commun à des groupes d'éoliennes, (c) raccordement DC en série.
- Figure 1.26. Coûts des technologies HVAC et HVDC en fonction de la distance.

- Figure 2.1. Schéma équivalent d'une phase d'un transformateur.
- Figure 2.2. Schéma équivalent simplifié du transformateur.
- Figure 2.3. Modèle du transformateur en *per unit*.
- Figure 2.4. Modèle en  $\pi$  du câble en *per unit*.
- Figure 2.5. Evolution de la température du conducteur d'un câble sous-marin 33 kV en fonction de la puissance.
- Figure 2.6. Pertes de puissance totales et par types d'un câble sous-marin AC tripolaire de 33 kV à isolation XLPE pour 3 sections 3x150, 3x400 et 3x630 mm<sup>2</sup> : (points): fiche technique du constructeur, (lignes) : modélisation.
- Figure 2.7. Exemple d'une courbe de puissance d'une éolienne 3.6 MW en fonction du vent.
- Figure 2.8. Distribution de *Rayleigh*  $f_R$  pour différentes vitesses moyennes du vent.
- Figure 2.9. Echanges de puissance réactive et placements des compensations sur le réseau.
- Figure 2.10. Les trois possibilités de compensation : (a) par inductances shunts, (b) par banc de condensateurs, (c) inductances shunts et banc de condensateurs ensemble.
- Figure 2.11. Modèle électrique de la compensation.
- Figure 2.12. Organigramme d'évaluation des pertes par calcul d'écoulement de puissance.
- Figure 2.13. Schéma en  $\pi$  d'une liaison du réseau électrique.
- Figure 2.14. Evaluation des puissances des branches d'un réseau de forme radiale par un parcours d'arbre en partant des éoliennes jusqu'au PDL.
- Figure 2.15. Evolutions des coûts des câbles 33 et 220 kV en fonction de la puissance.
- Figure 2.16. Evolution du coût du transformateur en fonction de la puissance apparente.
- Figure 2.17. Evolution du coût de la plateforme en fonction de la puissance apparente.
- Figure 2.18. Evolution du coût de la compensation en fonction de la puissance réactive.
- Figure 3.1. Réseau électrique d'un parc éolien offshore.
- Figure 3.2. Parc éolien de taille réduite constitué de 11 éoliennes ( $n_{PDL} = 1$ ,  $n_{sseo} = 1$  et  $n_{Eol} = 11$ ) : (a) réseau électrique du PEO, (b) numérotation des nœuds du PEO, (c) représentation par graphe de la topologie de raccordement.
- Figure 3.3. Procédure de remplissage de la matrice d'adjacence  $AM$ .
- Figure 3.4. Les raccordements possibles entre les sous stations offshore.
- Figure 3.5. Deuxième simplifications de raccordement entre les nœuds du réseau : chaque nœud  $PN(i, j)$  ne peut se raccorder qu'à ses huit voisins directs [ $PN(i-1, j-1)$ ,  $PN(i-1, j)$ ,  $PN(i-1, j+1)$ ,  $PN(i, j-1)$ ,  $PN(i, j+1)$ ,  $PN(i+1, j-1)$ ,  $PN(i+1, j)$ ,  $PN(i+1, j+1)$ ].
- Figure 3.6. Plateforme d'optimisation développée.
- Figure 3.7. Forme générale d'un chromosome de l'AG.
- Figure 3.8. Construction du chromosome  $X_{AG}$  de l'AG à partir de la matrice d'adjacence  $AM$  de l'exemple de la figure 3.2, (a) En général pour l'ensemble des nœuds de la figure 3.2. b. (b) cas particulier du raccordement électrique de la figure 3.2.c
- Figure 3.9. Croisement multi-emplacements (les bits de différence sont en rouge) : (a) méthodes générale, (b) limite de la méthode pour le cas où la diversité des gènes des parents est faible (exemple de 3 bits de différences) :  $Eft_1 = Prt_2$  et  $Eft_2 = Prt_1$ .
- Figure 3.10. Croisement sur deux sites décalés (les bits de différence sont en rouge).
- Figure 3.11. Opérateur de mutation.

- Figure 3.12. Procédure d'optimisation du réseau interne MT en utilisant l'AG et l'algorithme de Prim. (a) topologie de raccordement générée par l'AG à une itération intermédiaire: (b) résultat d'algorithme de Prim de base, (c, d, e) résultat d'algorithme de Prim modifié.
- Figure 3.13. Différentes configurations des MSTs en radial.
- Figure 3.14. Architecture de référence du *Parc éolien offshore du Banc de Guérande*.
- Figure 3.15. Les résultats des différentes optimisations mono-objectif représentés dans l'espace des objectifs - fonction objectif uni-critère ( $F_1 = C_{invest}$ ).
- Figure 3.16. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif sans tenir compte de la compensation - fonction objectif uni-critère ( $F_1 = C_{invest}$ ).
- Figure 3.17. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif en tenant compte de la compensation - fonction objectif uni-critère ( $F_1 = C_{invest}$ ).
- Figure 3.18. Les résultats des différentes optimisations mono-objectif représentés dans l'espace des objectifs - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_2 = LPC$ ).
- Figure 3.19. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_2 = LPC$ ).
- Figure 3.20. Evaluation de la fonction objectif  $F_2 = LPC$  à chaque génération.
- Figure 3.21. Les résultats des optimisations mono-objectif représentés dans l'espace des objectifs en considérant les trois types de dimensionnements de câbles MT - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{perte}$ ).
- Figure 3.22. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif pour des câbles MT à sections variables - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{perte}$ ).
- Figure 3.23. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif pour des câbles MT à sections fixes par cluster - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{perte}$ ).
- Figure 3.24. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif pour des câbles MT à sections fixes - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{perte}$ ).
- Figure 3.25. Evolution des pertes des architectures  $d, e, f$  en fonction de la vitesse du vent.
- Figure 3.26. Evolution du facteur de puissance au point de livraison des architectures  $d, e, f$  en fonction de la vitesse du vent.
- Figure 3.27. Evolution de la compensation réactive aux sous stations on- et off-shore des architectures  $d, e, f$  en fonction de la vitesse du vent.
- Figure 3.28. Topologie de connexion obtenue par optimisation mono-objectif en utilisant l'AG et l'algorithme de Prim modifié pour des câbles MT à sections variables - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{perte}$ ).
- Figure 3.29. Comparaison des résultats obtenus par les optimisations mono-objectif et multi-objectif pour les trois options de dimensionnement des câbles MT.
- Figure 3.30. Comparaison des performances des configurations obtenues par les différentes optimisations et le schéma de référence, (a) espace des objectifs, (b) LPC ( $F_2$ ), (c) somme des coûts d'investissement et des pertes de puissance ( $F_3$ ).

- Figure 3.31. Résultats de l'étude de sensibilité des coûts des câbles MT, câbles HT et plateformes offshore : (a) investissement total (M€), (b) nombre de sous stations offshore, (c) longueur des câbles MT (km), (d) longueur des câbles HT (km).
- Figure 3.32. Raccordements électriques pour *Greater Gabbard-504 MW* : (I) architecture actuelle (référence), (II) résultat d'optimisation mono-objectif pour des câbles MT à sections variables - fonction objectif à plusieurs critères ( $F_3 = C_{invest} + C_{pertes}$ ).
- Figure 3.33. Evaluation de la fonction objectif  $F_3 = C_{invest} + C_{pertes}$  à chaque génération.
- Figure 4.1. Densité de probabilité  $f_f(t)$  en fonction des indices de fiabilité  $R_f(t)$  et  $F_f(t)$ .
- Figure 4.2. Taux de pannes - Courbe en baignoire (*bathtub curve*).
- Figure 4.3. Diagramme des temps moyens.
- Figure 4.4. Propriété de la de distribution exponentielle
- Figure 4.5. Zones fonctionnelles de base et niveaux hiérarchiques.
- Figure 4.6. Procédure de calcul de la fiabilité.
- Figure 4.7. Exemple de configuration du réseau d'un parc éolien offshore à huit éoliennes.
- Figure 4.8. Structures élémentaires : (a) structure série, (b) structure parallèle.
- Figure 4.9. *Standby Redundant Systems*: (a) schéma électrique, (b) diagramme de fiabilité.
- Figure 4.10. Le diagramme de fiabilité du réseau électrique du parc à huit éoliennes.
- Figure 4.11. Modélisation des liaisons par câbles sous-marins : (a) schéma électrique détaillé, (b) schéma électrique simplifié, (c) diagramme de fiabilité des liaisons principales, (d) diagramme de fiabilité des liaisons redondantes.
- Figure 4.12. Ensemble de composants dans les modèles de fiabilité d'éolienne.
- Figure 4.13. Organigramme d'énumération des chemins minimaux.
- Figure 4.14. Exemple d'arbre des chemins minimaux du parc à huit éoliennes (figure 4.10).
- Figure 4.15. Les différents sous-systèmes du DF du parc à huit éoliennes (figure 4.10).
- Figure 4.16. Simplification des sous-systèmes en négligeant les structures parallèles.
- Figure 4.17. Sous-systèmes série et parallèle.
- Figure 4.18. Modèle de Markov à deux états pour un seul composant.
- Figure 4.19. Modèle de Markov à deux états pour deux composants.
- Figure 4.20. Exemple d'étude simple utilisé pour la validation des algorithmes développés : (a) schéma de raccordement électrique, (b) diagramme de fiabilité.
- Figure 4.21. Etapes de la méthode de réduction des réseaux (a) arbre des chemins minimaux, (b) sous-systèmes du DF.
- Figure 4.22. Diagramme d'espace des états de l'exemple à 4 composants (figure 4.20).
- Figure 4.23. Configuration du réseau interne MT : (A) topologie radiale, (B) et (C) topologies en boucle.
- Figure 4.24. Diagrammes de fiabilités des trois configurations du réseau interne MT : (A) topologie radiale, (B) et (C) topologies avec une seule redondance.
- Figure 4.25. Les parts des différentes entités dans l'*EENS* totale de la topologie radiale(A).
- Figure 4.26. Résultats des trois méthodes d'évaluations de la fiabilité appliquées aux trois configurations : radiale (A) et en boucles (B) et (C), pour une production de 6 MW/éolienne.

Figure 4.27. La disponibilité (EAF) des trois configurations étudiées en fonction du nombre d'heures de fonctionnement.

Figure 4.28. Comparaison économique des trois configurations du réseau interne MT.

Figure 4.29. Sensibilité des performances (*EENS* et gains) par rapport au taux de panne  $\lambda$  et *MTTR* : (a), (c) et (e) influence des paramètres des liaisons par câbles, (b), (d) et (f) influence des paramètres de l'éolienne.

Figure 4.30. Configuration de référence du réseau du parc éolien offshore *Barrow*.

Figure 4.31. Résultats d'optimisation 1 : (a) raccordement électrique, (b) fonction objectif.

Figure 4.32. Résultats d'optimisation 2 : (a) raccordement électrique, (b) fonction objectif.

Figure 4.33. Résultats d'optimisation 3 : (a) raccordement électrique, (b) fonction objectif.

Figure 4.34. Comparaisons des performances des différents parcs éoliens étudiés : (a) *EENS*, (b) *LPC*, (c) coût total.





# Thèse de Doctorat

Ouahid DAHMANI

**Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore**

**Modeling, optimization and reliability analysis of AC electrical network topologies of an offshore wind farm**

## Résumé

L'objectif de cette thèse est de concevoir des architectures électriques à courant alternatif optimisant l'efficacité énergétique de parcs éoliens offshore pour différentes gammes de puissance tout en prenant en considération des contraintes techniques telles que les pertes de puissance, la fiabilité mais également les aspects économiques. Premièrement, une plateforme d'optimisation en mono- et multi-objectif, basée sur l'algorithme génétique et l'algorithme de Prim a été développée et testée avec plusieurs fonctions objectifs. Une nouvelle technique de codage des architectures en binaire est proposée permettant de prendre en compte les trois parties du réseau électrique d'un parc éolien offshore, à savoir : le raccordement inter-éoliennes en MT, le positionnement des sous-stations électriques en mer et le raccordement HT jusqu'au poste de livraison à terre. Ensuite, une étude approfondie sur la fiabilité du système électrique a été présentée en considérant différentes topologies de raccordement, dont l'objectif est d'évaluer l'efficacité et les emplacements optimaux des redondances sur le réseau. Trois parcs éoliens offshore réels, dont celui du Banc de Guérande d'une puissance de 480 MW, ont été étudiés. Les résultats obtenus prouvent la performance de cette approche d'optimisation et son utilité dans la phase de planification du raccordement électrique AC de forme radiale ou maillée pour un parc éolien offshore.

## Mots clés

Parc éolien offshore, réseau électrique, planification des réseaux, écoulement de puissance, fiabilité, redondance, optimisation, mono-objectif, multi-objectif, algorithme génétique, algorithme de Prim.

## Abstract

The aim of this thesis is to design connection topologies of AC power systems which optimize the energy efficiency of offshore wind farms with different power levels, taking into account technical constraints such as power losses, reliability and also economical aspect. First, a mono- and multi-objective optimization platform based on genetic algorithm and Prim's algorithm was developed and tested with several objective functions. The suggested new technique of coding the network topology into a binary string enables to take into account the three parts of the electrical grid of an offshore wind farm, namely the connection among the wind turbines of the MV grid side, the locations of the offshore electrical substations and the connection map of the HV transmission system. Then, a comprehensive study is carried out on the power system reliability issues using several methods. Different electrical arrangements are analyzed according to both investment cost and energy loss in order to evaluate the effectiveness and the optimal locations of the redundant paths on the network. Three real offshore wind farms are studied, including the "Banc de Guérande" park with a capacity of 480 MW. The results prove the performance of this optimization approach and its usefulness during the planning phase of a radial or meshed electrical network in an offshore wind farm.

## Key Words

Offshore wind farm, electrical network, network planning, load flow, reliability, redundancy, optimization, mono-objective, multi-objective, genetic algorithm, Prim's algorithm.