
Estimation analytique des émissions de gaz polluants d'un parc de production électrique de type thermique

Influence de l'aléa éolien et de contraintes opérationnelles

François Vallée, Christophe Versèle, Radouane Loughlimi, Jacques Lobry

*Service de Génie Électrique, Université de Mons (Faculté polytechnique)
31 Boulevard Dolez
7000 Mons, Belgique
francois.vallee@umons.ac.be*

RÉSUMÉ. Dans cet article, un modèle de minimisation des émissions de gaz à effet de serre en présence de parcs de production thermique classique (au charbon, fuel, etc.) et de type éolien est extrait de la bibliographie et complété de manière à intégrer l'éventuelle indisponibilité non programmée d'une (ou de plusieurs) centrale(s) classique(s). À ce niveau, il est démontré que le nouveau modèle présente une fonction contrainte non dérivable et que, par conséquent, la méthode de résolution initiale par algorithme déterministe doit être remplacée par l'utilisation d'une approche hybride basée sur la combinaison d'algorithmes génétiques et déterministes. De cette manière, l'impact conjoint de la production fluctuante d'électricité d'origine éolienne et des indisponibilités non programmées associées aux unités classiques est évalué par voie numérique. Il est ainsi établi que, pour des caractéristiques de production éolienne et une tolérance sur la couverture de charge inchangées, la prise en compte des indisponibilités associées aux centrales thermiques classiques engendre une augmentation simultanée de la puissance installée d'origine thermique classique et des émissions de gaz polluants associées.

ABSTRACT. In this paper, an existing minimisation model of polluting gas emissions in presence of classical thermal (coal, fuel...) parks and wind generation is presented and completed in order to take into account the unexpected unavailability of one (or more) classical park(s). In that context, it has been demonstrated that the modified model is presenting a non-derivable constraint function and that the initial solving method based on a deterministic algorithm must be consequently replaced by the use of an hybrid approach based on the combination of both genetic and deterministic algorithms. In that way, the common impact of fluctuating wind power and of classical parks unexpected unavailability is numerically computed. So, it is shown that, for unchanged wind power characteristics and for a given tolerance on the load covering ability, the consideration of unexpected outages

associated to classical thermal parks involves a simultaneous increase of the installed classical power and of polluting gas emissions.

MOTS-CLÉS : gaz polluants, production éolienne, fiabilité, gestion et analyse technique d'un système électrique.

KEYWORDS: polluting gas, wind generation, reliability, electrical system management and technical analysis.

DOI:10.3166/EJEE.17.73-94 © 2014 Lavoisier

Extended Abstract

Nowadays, most of the conventional electrical parks are still using fossil resources like coal or oil. Those primary resources involve the emission of gaseous pollutants like carbon oxides (CO_x) or oxides of nitrogen (NO_x). Recently, following the Kyoto Agreements, a great research effort has been made in order to reduce those emissions worldwide. In this context, one of the most promising alternative resources is certainly wind power. Given the fluctuating behaviour of the wind and due to several operating constraints (cost, reliability...) related to electrical systems, it is important to adequately dispatch conventional thermal generation in order to guarantee a minimization of the gaseous pollutants emissions and to simultaneously face the requirements of modern networks. In that way, reference (Liu *et al.*, 2010) has proposed an analytical model in order to minimize emissions under cost and load covering constraints. However, even if it represents a first approach, this model does not take into account some important operating constraints like unexpected outages of classical thermal units. This paper tries to complete Liu's model by modelling the above mentioned uncertainties. In this context, it is demonstrated that the modified analytical model is presenting a non-derivable constraint function and that the initial solving method based on a deterministic algorithm must be consequently replaced by the use of a hybrid approach based on the combination of both genetic and deterministic algorithms. In that way, the common impact of fluctuating wind power and of classical parks unexpected unavailability is computed. So, it is shown that, for unchanged wind power characteristics and for a given tolerance on the load covering ability, the consideration of unexpected outages associated to classical thermal parks involves a simultaneous increase of the installed classical power and of gaseous pollutants emissions. Finally, it is thought that the developed model can help a producer (or, even, a provider) towards an optimal *dispatch* of its generation park in order to guarantee reduced pollutants emissions under several operating constraints (reliability, cost, outages, wind random behaviour...).

1. Introduction

À l'heure actuelle, la majorité des parcs de production électrique utilisent toujours des ressources fossiles telles que le charbon ou encore le pétrole. Ces diverses ressources primaires engendrent des émissions de gaz polluants comme les oxydes de carbone (CO_x) ou d'azote (NO_x). Récemment, suite aux accords de Kyoto, les recherches se sont accélérées afin de réduire ces émissions dans bon nombre de pays. Dans ce contexte, une des solutions envisagées provient de l'utilisation d'énergie d'origine éolienne. Par conséquent, il est primordial de pouvoir mesurer le plus précisément possible l'efficacité de la réduction des émissions de gaz polluants *via* une augmentation de la puissance électrique d'origine éolienne installée. La référence (Liu *et al.*, 2010) a ainsi proposé un modèle analytique visant à minimiser les émissions de gaz polluants sous des contraintes de coût de combustible et de disponibilité aléatoire de la production d'électricité d'origine éolienne. Dans (Liu *et al.*, 2010), ce modèle est appliqué à un réseau électrique simple constitué de six unités thermiques classiques (au charbon, fuel, etc.) ainsi que d'une pénétration fixée en éolien et a, en outre, permis d'évaluer l'impact de la sévérité associée à une contrainte de non couverture de charge (en présence d'éolien) sur les niveaux d'émission enregistrés. Néanmoins, bien qu'il assure une première prise en compte de l'influence de l'aléa lié à la production d'électricité de type éolien sur le niveau d'émission de gaz polluants, le modèle proposé par Liu *et al.* (2010) n'intègre pas certains aspects fiabilistes importants tels que l'indisponibilité non programmée (*Forced Outage Rate*) des diverses unités de production (Raison *et al.*, 2001 ; Billinton *et al.*, 1989). De même, afin de résoudre le problème d'optimisation établi dans (Liu *et al.*, 2010), une méthode déterministe de résolution de type gradient (Snyman, 2005) est utilisée. Cette méthode dite locale est fortement dépendante des conditions initiales imposées lors de la résolution du problème d'optimisation et peut, le cas échéant, être piégée par un minimum local. De plus, la mise en œuvre d'une telle méthode requiert la dérivabilité de la fonction objectif et des fonctions contraintes du problème analysé. Or, dans cet article, la prise en compte des indisponibilités non programmées associées aux unités thermiques classiques engendre, de par l'introduction d'une fonction valeur absolue, une expression analytique non dérivable (en zéro) de la contrainte de couverture de charge. Par conséquent, nous résolvons le nouveau modèle à l'aide d'une approche hybride utilisant, dans un premier temps, un algorithme génétique (Deb, 2001 ; Sareni, 1999) afin de converger avec une probabilité suffisante vers le minimum global d'émission. Ce dernier est ensuite utilisé comme condition initiale d'un algorithme déterministe de type gradient qui permet d'approcher la valeur exacte de l'optimum global du problème posé tout en contournant l'inconvénient lié à la non-dérivabilité en zéro de la nouvelle contrainte de couverture de charge.

Le présent article est organisé comme suit. Dans une première section, le modèle analytique développé dans Liu *et al.* (2010) est présenté. Ensuite, ce modèle est modifié de manière à prendre en compte les indisponibilités non programmées associées aux unités classiques. La troisième partie consiste, quant à elle, en une

discussion portant sur les méthodes de résolution de problèmes d'optimisation et, dans le cas présent, sur la nécessité de mettre en œuvre une approche hybride basée sur l'utilisation successive d'algorithmes génétique et déterministe lorsque les indisponibilités non programmées des unités thermiques classiques sont prises en compte dans le nouveau modèle de minimisation sous contraintes. Par la suite, l'impact conjoint de ces indisponibilités et des contraintes de couverture de charge sur le niveau d'émission des gaz polluants est analysé dans le cadre du système électrique test proposé par Liu *et al.* (2010). Finalement, une conclusion résumant les principaux résultats du présent article est proposée.

2. Présentation du modèle analytique de minimisation des émissions de gaz polluants sans prise en compte des indisponibilités non programmées

Le modèle analytique présenté dans ce paragraphe est tiré de (Liu *et al.*, 2010) et consiste en une minimisation des émissions d'oxydes d'azote (NO_x) sous des contraintes de coût de combustible (pas de prise en compte de l'investissement de départ, du coût de maintenance, etc.) et de couverture de charge en présence de production d'électricité d'origine éolienne. Dans ce contexte, l'objectif poursuivi par Liu *et al.* (2010) est basé sur la définition d'un indice d'impact environnemental (*Environmental Impact Index - EII*) exprimé en tonnes par heure :

$$EII = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2 + a_3 \cdot \exp(a_4 \cdot x) \quad (1)$$

où x correspond à la puissance installée (exprimée en p.u.) de l'unité thermique classique considérée (au charbon, gaz, pétrole, etc.) et a_i ($i = 1, \dots, 4$) sont des coefficients empiriques propres à cette unité.

Une des caractéristiques importantes du facteur EII provient de sa forme en U dépendant de la puissance classique installée. *A contrario*, la contrainte associée au coût incrémental de combustible C (en \$/h) est, quant à elle, basée sur une évolution strictement croissante qui est fonction de cette même puissance installée (Grainger *et al.*, 1994) (voir la figure 1) :

$$C = q_0 + q_1 \cdot x + q_2 \cdot x^2 \quad (2)$$

où x est, de nouveau, la puissance installée (exprimée en p.u.) de l'unité thermique classique considérée et q_i des coefficients empiriques propres à cette unité. Notons que cette allure du coût incrémental de combustible de l'unité thermique classique s'explique par le fait qu'en traçant une droite à partir de l'origine vers un point quelconque de cette courbe du coût incrémental, la pente de la droite tracée représente le coût de combustible par unité de puissance électrique produite ou, autrement dit, l'efficacité de la conversion « combustible – puissance électrique

produite ». Le point de fonctionnement optimal de cette conversion est donc obtenu lorsque la pente de la droite est tangente à la courbe du coût incrémental. À l'analyse de la figure 1, nous constatons donc qu'à faible puissance électrique de sortie, le rendement de conversion « combustible – puissance électrique produite » est réduit avant de passer par un optimum aux alentours d'une puissance électrique produite de 0,6 p.u. et de se dégrader pour une utilisation à pleine charge de l'unité thermique.

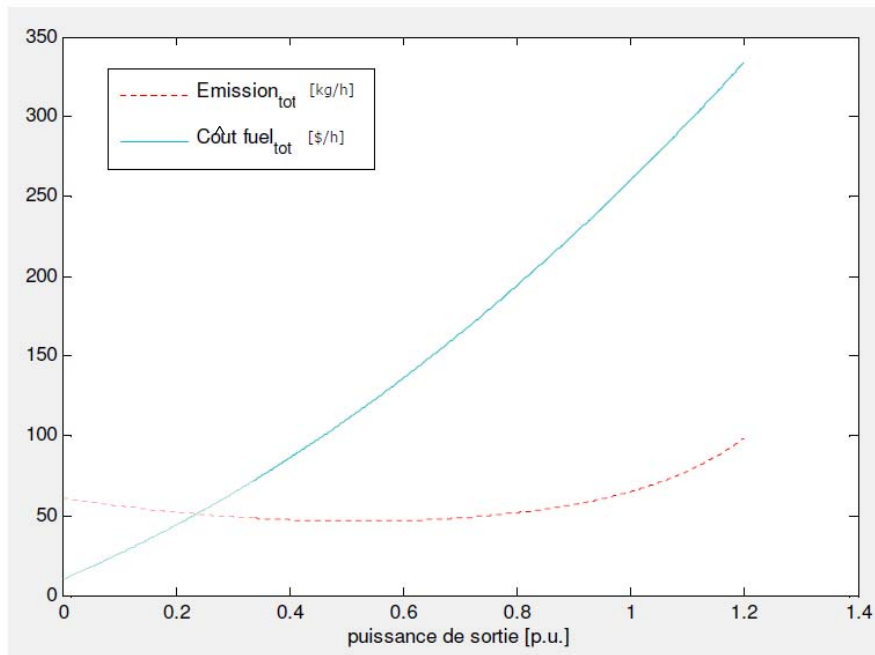


Figure 1. Évolutions classiques de l'indice EII (pointillés) et du coût incrémental de combustible (trait continu) pour une unité thermique conventionnelle

De même, le seuil maximal toléré p_a de rencontrer des situations au cours desquelles la puissance issue des parcs éolien et classique installés est inférieure à la charge appelée est défini par la probabilité suivante :

$$\Pr\left(W + \sum_{i=1}^n x_i \leq P_d\right) \leq p_a \quad (3)$$

où W représente la puissance éolienne disponible, n le nombre d'unités thermiques installées et P_d la demande d'électricité à satisfaire. Précisons que cette dernière est fixée à une valeur constante dans le modèle proposé par (Liu *et al.*, 2010).

Pratiquement, le seuil p_a correspond à la probabilité maximale admise de rencontrer des situations de non-couverture de charge et représente donc une borne supérieure à la valeur du *Loss of Load Probability* (Allan *et al.*, 2000) communément associé à un système électrique. À titre d'exemple, fixer un seuil $p_a = 0,1$ signifie que toutes les configurations du système conduisant à une probabilité de non-couverture de charge inférieure à 10 % sont tolérées. Par conséquent, une valeur plus grande de p_a impliquera une plus grande tolérance vis-à-vis des situations de non-couverture de charge et nécessitera donc, à caractéristiques de production éolienne inchangées, l'installation d'une puissance thermique classique réduite afin de compenser l'aléa éolien. Enfin, à partir des expressions (1), (2) et (3), le modèle de minimisation des émissions de NO_x sous des contraintes de coût de combustible et de couverture de charge s'écrit (Liu *et al.*, 2010) :

$$\text{Min } EII = \sum_{i=1}^n [a_{i0} + a_{i1} \cdot x_i + a_{i2} \cdot x_i^2 + a_{i3} \cdot \exp(a_{i4} \cdot x_i)] \quad (4)$$

– Sous les contraintes suivantes :

$$\Pr \left(W + \sum_{i=1}^n x_i \leq P_d \right) \leq p_a \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^n [q_{i0} + q_{i1} \cdot x_i + q_{i2} \cdot x_i^2] \leq C_{\max} \quad (6)$$

$$x_{\min,i} \leq x_i \leq x_{\max,i} \quad (i=1,2,\dots, n) \quad (7)$$

où n est le nombre total d'unités thermiques classiques installées. Pour des raisons de rendement et de sécurité, chacune de ces unités est contrainte par des bornes inférieure (x_{\min}) et supérieure (x_{\max}) de production. Enfin, W représente toujours la production électrique d'origine éolienne disponible. Dans les développements proposés par (Liu *et al.*, 2010), cette dernière est caractérisée par une variable aléatoire unique. Cette hypothèse suppose donc que l'ensemble des parcs éoliens considérés est entièrement corrélé et correspond au *worst case* en termes de fluctuations de la puissance électrique d'origine éolienne.

Pratiquement, après établissement de la *fonction de distribution cumulative (FDC)* associée à la production d'origine éolienne considérée dans notre problème d'optimisation, nous réécrivons la contrainte (5) de la manière analogue suivante (Liu *et al.*, 2010) :

$$\begin{aligned}
 \Pr\left(W + \sum_{i=1}^n x_i \leq P_d\right) &= \Pr\left(W \leq P_d - \sum_{i=1}^n x_i\right) \\
 &= 1 + \exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right] - \exp\left\{-\frac{1}{c^k} \cdot \left[v_{in} + (v_r - v_{in}) \cdot \sqrt{\frac{P_d - \sum_{i=1}^n x_i}{P_{nom}}}\right]^k\right\} \leq P_a
 \end{aligned} \quad (8)$$

L'expression mathématique de cette *FDC* associée à la production électrique d'origine éolienne est basée conjointement sur une approximation quadratique de la caractéristique de conversion « vent-puissance » et sur l'hypothèse classique d'une distribution statistique des vitesses de vent suivant une loi de Weibull (Billinton *et al.*, 2004 ; Megdiche, 2004) avec c et k qui sont, respectivement, les paramètres d'échelle et de forme associés à ce type de distribution. De même, v_{in} , v_r et v_{out} représentent, respectivement, les vitesses de vent dites de *cut-in* (vitesse de vent pour laquelle la production d'électricité d'origine éolienne débute), *rated* (vitesse de vent pour laquelle la puissance nominale est atteinte) et de *cut-out* (vitesse de vent trop importante conduisant à un arrêt de la production). Notons encore que l'approximation quadratique de la caractéristique de conversion « vent-puissance » provient du fait que la puissance électrique produite par un parc éolien est, en pratique, comprise entre deux bornes qui sont la relation aérodynamique exacte (cubique par nature) et la caractéristique intrinsèque de l'éolienne (approximativement linéaire selon le type de régulation de vitesse utilisé).

Le modèle analytique établi dans Liu *et al.* (2010) est donc caractérisé par deux types de contraintes et la méthode classique des multiplicateurs de Lagrange (Grainger *et al.*, 1994) traditionnellement appliquée à la minimisation des coûts de production n'est pas applicable dans le cas présent. De plus, de manière à éviter l'emploi d'une valeur absolue (non dérivable en zéro) dans l'expression analytique (8) portant sur la contrainte de couverture de charge, cette dernière est réécrite après plusieurs manipulations mathématiques de la manière suivante :

$$\sum_{i=1}^n x_i \geq P_d - (h_p \cdot P_{nom}) \quad (9)$$

où h_p est appelé facteur de pénétration éolienne. Ce facteur est indépendant des variables d'optimisation x_i portant sur la production thermique classique et est défini par :

$$h_p = \left\{ \frac{v_{in}}{v_r - v_{in}} - \frac{c}{v_r - v_{in}} \cdot \left\{ -\ln \left[1 + \exp\left(-\frac{v_{out}^k}{c^k}\right) - P_a \right] \right\}^{\frac{1}{k}} \right\}^2 \quad (10)$$

Finalement, le modèle de minimisation des émissions de gaz polluants sous contraintes résolu par la référence (Liu *et al.*, 2010) est défini par les équations (4), (6), (7) et (9). Ce dernier est caractérisé par des fonctions objectif et contraintes dérivables pour toute valeur de la variable d'optimisation. Par conséquent, la référence (Liu *et al.*, 2010) utilise, pour résoudre ce problème, le solveur « fmincon – Constrained Nonlinear Minimization » de l'outil « Optimization Toolbox » de Matlab®. Toutefois, notons que, bien que permettant de manipuler différents types de contraintes (linéaires, non linéaires, égalité, etc.), ce solveur ne permet qu'une optimisation locale basée sur l'utilisation d'algorithmes par gradient et peut, dès lors, conduire à des résultats correspondant à des optima locaux. Nous reviendrons dans la section 3 sur ce point. Précisons quand même que le problème d'optimisation investigué dans Liu *et al.* (2010) est caractérisé par un minimum unique et justifie, par conséquent, l'emploi du solveur « fmincon ».

3. Prise en compte des indisponibilités non programmées associées aux unités classiques dans le modèle analytique de minimisation des émissions de gaz

Afin de prendre en compte les indisponibilités non programmées associées aux unités classiques, nous caractérisons ces dernières par le modèle à 2 états habituellement rencontré dans les études de fiabilité (figure 2) (Raison *et al.*, 2001 ; Billinton *et al.*, 1989). La probabilité d'indisponibilité non programmée de chacune de ces unités ' i ' est caractérisée par un indice noté *Forced Outage Rate* (FOR_i). Dans ce cas, l'unité est à l'arrêt et ne produit, dès lors, pas d'électricité. *A contrario*, lorsqu'elles sont en fonctionnement (probabilité d'occurrence égale à $1-FOR_i$), ces unités sont capables d'atteindre leur puissance nominale x_i .

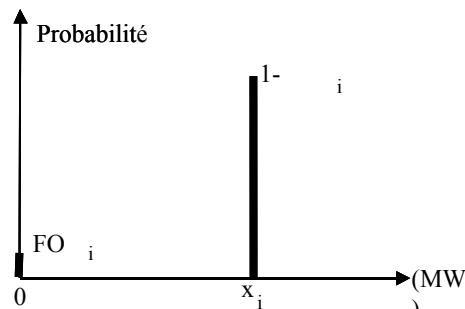


Figure 2. Modèle probabiliste à 2 états associé à une unité de production classique

3.1. Introduction du taux d'indisponibilité non programmée pour un seul parc classique

Dans un premier temps, nous considérons un système constitué de n parcs classiques ; l'un d'entre eux est sujet à des indisponibilités non programmées et est

donc caractérisé par un modèle probabiliste à 2 états. Les n-1 autres parcs sont, quant à eux, toujours disponibles et présentent donc un $FOR = 0$. Dans ce cas, la contrainte de couverture de charge (5) du modèle analytique de la référence (Liu *et al.*, 2010) devient :

$$\Pr\left(\left\{W + \sum_{i=1}^n x_i \leq P_d\right\} \cap \{x_i = 0\}\right) + \Pr\left(\left\{W + \sum_{i=1}^n x_i \leq P_d\right\} \cap \{x_i \neq 0\}\right) \leq p_a \quad (11)$$

L'application de la définition des probabilités conditionnelles à l'expression (11) permet alors d'écrire :

$$\Pr\left(\left\{W + \sum_{i=1}^n x_i \leq P_d\right\} / \{x_i = 0\}\right) \cdot \Pr(x_i = 0) + \Pr\left(\left\{W + \sum_{i=1}^n x_i \leq P_d\right\} / \{x_i \neq 0\}\right) \cdot \Pr(x_i \neq 0) \leq p_a \quad (12)$$

ou, encore, sachant que $\Pr(x_i = 0) = FOR_i$ et que $\Pr(x_i \neq 0) = 1 - FOR_i$:

$$\Pr\left(\left\{W + \sum_{i=1}^{n-1} x_i \leq P_d\right\}\right) \cdot FOR_i + \Pr\left(\left\{W + \sum_{i=1}^n x_i \leq P_d\right\}\right) \cdot (1 - FOR_i) \leq p_a \quad (13)$$

À partir des développements qui précèdent, nous écrivons le modèle analytique du problème de minimisation des émissions de NO_x , avec prise en compte des indisponibilités non programmées associées à un parc thermique classique, à partir des expressions (4), (6), (7) et (13).

Afin de rendre effective la contrainte (13) de couverture de charge, nous utilisons la FDC associée à la production d'origine éolienne (avec l'hypothèse d'entière corrélation) et réécrivons la contrainte (13) de la manière suivante :

$$\left(1 + \exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right] - \exp\left\{-\frac{1}{c^k} \cdot \left[v_{in} + (v_r - v_{in}) \cdot \sqrt{\frac{P_d - \sum_{i=1}^{n-1} x_i}{P_{nom}}}\right]^k\right\}\right) \cdot FOR_i + \left(1 + \exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right] - \exp\left\{-\frac{1}{c^k} \cdot \left[v_{in} + (v_r - v_{in}) \cdot \sqrt{\frac{P_d - \sum_{i=1}^n x_i}{P_{nom}}}\right]^k\right\}\right) \cdot (1 - FOR_i) \leq p_a \quad (14)$$

L'expression analytique de la contrainte de couverture de charge (14) est caractérisée par l'emploi d'une valeur absolue. Étant donné la non-dérivabilité en zéro de cette dernière, il convient donc de vérifier la bonne convergence du solveur

fmincon pour cette nouvelle formulation du problème de minimisation. Pour ce faire, le FOR de l'unité soumise à indisponibilité est fixé à zéro de manière à se retrouver dans une situation analogue à celle considérée dans la référence (Liu *et al.*, 2010), à savoir l'absence d'indisponibilités non programmées sur les unités thermiques classiques. Nous considérons donc le même système que celui avancé par Liu *et al.* (2010) et appliquons le solveur *fmincon* sur les deux formulations équivalentes du problème de minimisation des émissions de gaz polluants sans prise en compte des indisponibilités non programmées des centrales classiques. Les tableaux 1 et 2 reprennent ainsi les résultats d'optimisation obtenus par l'article de référence lequel utilise l'expression (9) pour la contrainte de couverture de charge et ceux collectés lorsque la relation (14) est implantée pour modéliser cette même contrainte (avec $FOR_i = 0$ pour toutes les centrales thermiques).

Tableau 1. Comparaison des résultats de minimisation des émissions d'oxyde d'azote (en tonnes/h) pour des paramètres de Weibull : $c = 4,85$ et $k = 2,3$.
Utilisation directe de la méthode de résolution déterministe

p_a	EII _{min} référence	EII _{min} nouvelle formulation de la contrainte de couverture de charge
0,0851	0,2175	0,2175
0,1051	0,2156	XXX
0,1251	0,2137	XXX
0,1451	0,212	XXX
0,1651	0,2103	0,2103

Tableau 2. Comparaison des résultats de minimisation des émissions d'oxyde d'azote (en tonnes/h) pour des paramètres de Weibull : $c = 6,1$ et $k = 1,8$.
Utilisation directe de la méthode de résolution déterministe

p_a	EII _{min} référence	EII _{min} nouvelle formulation de la contrainte de couverture de charge
0,0969	0,2173	0,2173
0,1169	0,215	0,215
0,1369	0,2127	0,2127
0,1569	0,2106	0,2106
0,1769	0,2086	XXX

Nous constatons qu'avec la nouvelle formulation de la contrainte de couverture de charge, l'introduction d'une valeur absolue entraîne, dans certains cas, une non-convergence du solveur *fmincon*. Comme déjà mentionné auparavant, cette constatation peut s'expliquer par le fait que ce solveur se base sur l'utilisation d'un

algorithme déterministe qui nécessite la dérivabilité de la fonction objectif et des contraintes afin de pouvoir calculer les gradients de ces dernières (Sareni, 1999). Or, l'introduction d'une valeur absolue dans l'expression (14) implique la non-dérivabilité en zéro de cette dernière et peut expliquer la non-convergence de *fmincon* dans certains cas.

Une première alternative simple lors de ces cas de non-convergence du problème d'optimisation avec la nouvelle formulation (14) de la contrainte de couverture de charge consiste à générer de manière aléatoire (méthode *random search*) sur la base d'une distribution uniforme comprise entre 0 et 1 (fonction *rand* de Matlab©) plusieurs points de départ (états de production initiaux normalisés des 6 parcs thermiques classiques de l'article de référence (Liu *et al.*, 2010)) utilisés comme initialisation de l'algorithme déterministe. Afin d'estimer les potentialités de cette méthode, nous avons arbitrairement fixé ce nombre d'initialisations aléatoires à 10^4 . Les résultats obtenus sont présentés dans les tableaux 3 et 4. Nous y constatons de manière claire la dépendance de l'approche déterministe vis-à-vis des conditions initiales puisque, selon les conditions initiales tirées, le solveur *fmincon* converge, ou non, vers la solution de l'article de référence avec une probabilité non unitaire dans la majorité des cas. En pratique, cette première alternative basée sur une approche aléatoire permet de converger vers la solution de l'article de référence avec une probabilité toujours supérieure à 81,5 %. Cette méthode *random search* conduit donc, avec une probabilité suffisante, vers la solution du problème d'optimisation qui nous concerne ici. Néanmoins, dans le cadre de problèmes plus complexes avec un nombre d'unités de production classique accru, des contraintes complémentaires (coûts de maintenance, etc.), d'autres unités à caractère aléatoire (photovoltaïque, etc.) des temps de calcul importants peuvent être requis par cette méthode aléatoire. En effet, cette dernière nécessite de relancer l'algorithme déterministe à chaque nouvelle itération initiale et, dans le cas de problèmes à plusieurs minima locaux, une prise de décision adéquate peut nécessiter un nombre conséquent de configurations initiales à générer.

Tableau 3. Comparaison des résultats de minimisation des émissions d'oxyde d'azote (en tonnes/h) pour des paramètres de Weibull : $c = 4,85$ et $k = 2,3$.
Utilisation de la méthode *random search*

p_a	EII _{min} référence	EII _{min} nouvelle formulation de la contrainte de couverture de charge et méthode de résolution <i>random search</i>
0,0851	0,2175	0,2175 (82,2 % de résultats convergents)
0,1051	0,2156	0,2156 (81,6 % de résultats convergents)
0,1251	0,2137	0,2137 (81,5 % de résultats convergents)
0,1451	0,212	0,212 (83,1 % de résultats convergents)
0,1651	0,2103	0,2103 (82,6 % de résultats convergents)

Tableau 4. Comparaison des résultats de minimisation des émissions d'oxyde d'azote (en tonnes/h) pour des paramètres de Weibull : $c = 6,1$ et $k = 1,8$. Utilisation de la méthode random search

p_a	EI_{\min} référence	EI_{\min} nouvelle formulation de la contrainte de couverture de charge et méthode de résolution <i>random search</i>
0,0969	0,2173	0,2173 (avec 99,8 % de résultats convergents)
0,1169	0,215	0,215 (avec 100 % de résultats convergents)
0,1369	0,2127	0,2127 (avec 100 % de résultats convergents)
0,1569	0,2106	0,2127 (avec 100 % de résultats convergents)
0,1769	0,2086	0,2086 (avec 99,1 % de résultats convergents)

Par la suite, une autre méthode de résolution plus directe et moins sensible aux conditions initiales est proposée pour ce problème à la section 3.2.

3.2. Résolution du problème modifié de minimisation des émissions de gaz polluants par une méthode hybride basée sur des algorithmes génétique et déterministe

Afin de contourner les limitations du solveur *fmincon* dans la nouvelle formulation du problème de minimisation des émissions de gaz polluants, nous proposons l'utilisation d'une solution basée sur la combinaison d'algorithmes génétiques et déterministe. En effet, contrairement aux approches déterministes (dont les méthodes de type gradient), les algorithmes génétiques sont moins sensibles aux conditions initiales choisies et ne nécessitent pas la dérivabilité des fonctions objectif et contraintes. Cependant, ils requièrent un nombre important d'évaluations de la fonction objectif et peuvent donc s'avérer coûteux en temps de calcul. En pratique, les algorithmes génétiques appartiennent à la famille des heuristiques ou méta-heuristiques stochastiques (Deb, 2001). Ces méthodes explorent des points de l'espace suivant des processus probabilistes et aléatoires qui permettent de converger avec une probabilité suffisante vers l'optimum global du problème. Précisons encore que, si ce type d'algorithme se caractérise par sa capacité à trouver la région de l'ensemble des solutions contenant l'optimum global de la fonction objectif, il est, en revanche, inefficace lorsqu'il s'agit de trouver la valeur exacte de l'optimum dans cette zone. Or, c'est précisément ce que les algorithmes d'optimisation locale réalisent le mieux comme énoncé dans Belkacem (2010). Dans cet article, l'idée est donc de jouer sur ces caractéristiques des algorithmes génétiques afin d'obtenir une estimation fiable de la solution optimale du problème de minimisation des émissions de gaz polluants investigué et d'ensuite utiliser cette dernière comme condition initiale d'un algorithme déterministe de type

gradient afin de converger plus précisément vers la solution optimale du problème posé. Cette combinaison des deux approches permet de contourner la non-dérivabilité en zéro de la contrainte de couverture de charge tout en garantissant la convergence vers le minimum global du problème posé. Notons encore que, dans cet article, le solveur *ga* de l'outil « Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox » de Matlab est utilisé.

Afin de valider la méthode de résolution basée sur la combinaison d'approches génétique et déterministe, nous comparons (tableaux 5 et 6) les résultats d'optimisation présentés dans l'article (Liu *et al.*, 2010) avec ceux collectés *via* l'approche « génétique + déterministe » lorsque la nouvelle formulation (14) de la contrainte de couverture de charge est implantée avec un FOR_i fixé, par souci d'équivalence des problèmes de minimisation comparés, à zéro pour toutes les centrales thermiques. Nous obtenons avec la méthode hybride des résultats identiques à ceux de l'article de Liu *et al.* (2010), ce qui tend à démontrer que cette approche permet de contourner les limitations du solveur *fmincon* lorsque la formulation (14) de la contrainte de couverture de charge est implantée sous des contraintes de FOR non nulles.

Tableau 5. Comparaison des résultats de la minimisation de l'émission de l'oxyde d'azote (en tonnes/h) NO_x pour $c = 4,85$ et $k = 2,3$. Utilisation de la méthode « génétique + déterministe »

P_a	EII_{\min} référence	EII_{\min} « Génétique + déterministe » nouvelle formulation de la contrainte de couverture de charge
0,0851	0,2175	0,2175
0,1051	0,2156	0,2156
0,1251	0,2137	0,2137
0,1451	0,212	0,2119
0,1651	0,2103	0,2103

Maintenant que nous avons validé l'algorithme de résolution hybride « génétique + déterministe », nous pouvons résoudre le problème de minimisation des émissions de gaz polluants avec prise en compte des indisponibilités non programmées associées à un parc thermique classique. Ce problème est, pour rappel, défini par les expressions (4), (6), (7) et (14). Dans cet article, nous reprenons les 6 parcs thermiques proposés par (Liu *et al.*, 2010) et supposons que seule l'unité G1 peut tomber en indisponibilité non programmée. C'est donc l'unique parc qui présente un FOR différent de zéro dans notre simulation. Afin de visualiser l'impact

conjoint, sur le niveau d'émission optimal enregistré EII_{\min} , du paramètre FOR et de la tolérance p_a , nous réalisons diverses simulations à caractéristiques de production éolienne inchangées et fixées à $c = 7,6$, $k = 2,25$ et $P_{\text{nom}} = 1,6$ p.u. Les résultats obtenus sont présentés à la figure 3.

Tableau 6. Comparaison des résultats de la minimisation de l'émission de l'oxyde d'azote (en tonnes/h) NO_x pour $c = 6,1$ et $k = 1,8$. Utilisation de la méthode « génétique + déterministe »

p_a	EII_{\min} référence	EII_{\min} « Génétique + déterministe » nouvelle formulation de la contrainte de couverture de charge
0,0969	0,2173	0,2173
0,1169	0,215	0,215
0,1369	0,2127	0,2127
0,1569	0,2106	0,21055
0,1769	0,2086	0,2086

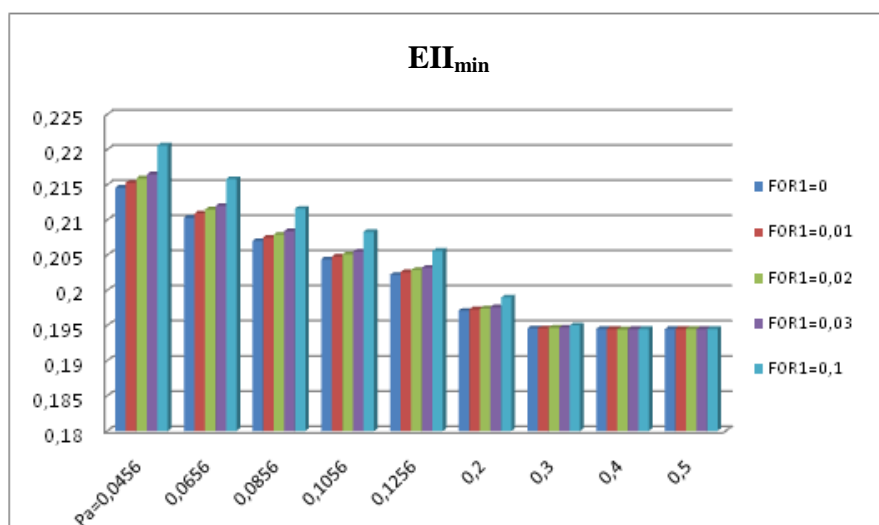


Figure 3. Impact, sur le niveau d'émission EII (en tonnes/h), du FOR associé à l'unité thermique 1 et de la tolérance p_a sur la couverture de charge

L'analyse de la figure 3 permet de tirer les observations suivantes :

– Pour une valeur de p_a donnée et à caractéristiques de production éolienne inchangées, nous remarquons que l'émission optimale EII_{\min} augmente avec une hausse du taux d'indisponibilités non programmées associé à l'unité thermique 1 (FOR_1). Ce résultat s'explique aisément. En effet, l'augmentation de FOR_1 implique l'augmentation de la production des autres groupes thermiques classiques afin de maintenir le niveau de fiabilité fixé par le seuil p_a imposé. Or, ces autres groupes thermiques peuvent être plus polluants et induire donc une augmentation de EII_{\min} ;

– Pour une valeur de FOR_1 fixée, nous constatons que l'émission optimale EII_{\min} diminue avec l'augmentation du seuil p_a . Ce résultat s'explique clairement par le fait qu'une augmentation de p_a signifie qu'à caractéristiques de production éolienne et de charge inchangées, il y a une plus grande tolérance vis-à-vis des situations de non couverture de charge. Donc, moins de production classique est requise afin de satisfaire la demande dans les conditions de fiabilité souhaitées.

Dans le tableau 7, nous reprenons encore les six valeurs minimales limites (correspondant chacune à une valeur différente de FOR_1) du seuil de fiabilité p_a en dessous desquelles l'algorithme hybride ne trouve pas de solution au problème d'optimisation.

Tableau 7. Valeurs minimales tolérées du seuil de fiabilité p_a pour différents taux d'indisponibilités non programmées FOR_1

	FOR1=0	FOR1=0,01	FOR1=0,02	FOR1=0,03	FOR1=0,1	FOR1=0,2
$P_a \min$	0,0257	0,028	0,03	0,0325	0,0435	0,06025
$C_{\text{total}} \\$/h$	606,04	606,04	606,04	606,04	606,04	606,04

Ces résultats nous montrent que la valeur minimale de p_a en dessous de laquelle il n'y a plus de solution au problème d'optimisation investigué augmente avec une hausse du taux de défaillance FOR_1 . Ce résultat s'explique par le fait que, pour compenser l'aléa sur l'unité thermique G_1 avec des caractéristiques de charge et de production éolienne inchangées, il convient d'augmenter la production des autres centrales thermiques classiques en conséquence et, donc, d'autant plus que le seuil de fiabilité p_a est sévère (valeur faible de p_a) et que le FOR_1 est élevé. Or, cette augmentation de la production des autres centrales thermiques est limitée par la contrainte portant sur le coût maximal ($C_{\max} = 606,04 \$/h$). Afin d'étayer notre raisonnement, nous présentons dans le tableau 8 les taux de fiabilité p_a limites obtenus pour les mêmes FOR_1 que ceux établis dans le tableau 7 lorsque la contrainte de coût est éliminée dans le problème d'optimisation. Nous constatons, dans ce cas, que les seuils de fiabilité obtenus sont inférieurs à ceux du tableau 7 et

ne sont plus limités que par les bornes de production ($x_{\min,i}$ et $x_{\max,i}$) des différentes unités thermiques classiques.

Tableau 8. Valeurs minimales tolérées du seuil de fiabilité p_a pour différents taux d'indisponibilités non programmées FOR_i lorsque la contrainte de coût est éliminée

	FOR1=0	FOR1 =0,01	FOR1=0,02	FOR1=0,03	FOR1=0,1	FOR1=0,2
$P_a \min$	0,0257	0,02675	0,0275	0,02975	0,0327	0,05
$C_{\text{total}} \$/h$	632,00 > C_{\max}	634,45 > C_{\max}	635,04 > C_{\max}	635,06 > C_{\max}	635,33 > C_{\max}	635,09 > C_{\max}

3.3. Généralisation du modèle avec la prise en compte des indisponibilités non programmées associées aux n unités thermiques classiques du parc

Dans les sections 3.1 et 3.2, nous n'avons considéré que la possibilité de perdre une seule et unique unité de production thermique classique lors de la couverture d'un état de charge donné. Or, en toute rigueur, toute unité classique peut être soumise à une indisponibilité non programmée et, dans certains cas, plusieurs centrales peuvent être simultanément indisponibles pendant un même état de charge. Afin de généraliser la prise en compte des indisponibilités non programmées aux n unités thermiques classiques du parc de production, il convient d'associer à chacune d'entre elles son modèle probabiliste à deux états (figure 2). Dans ce cas, la contrainte de couverture de charge (14) du problème d'optimisation est composée de 2^n termes au lieu de 2^1 dans la configuration où seule une unité thermique était susceptible d'être indisponible. Afin de déterminer ces 2^n termes, il convient d'évaluer toutes les combinaisons possibles au niveau des situations de production des n unités thermiques classiques. Pour ce faire, nous établissons une *Capacity Outage Probability Table (COPT)* telle que présentée dans (Billinton *et al.*, 1996). En pratique, la table *COPT* contient tous les états de production du système dans un ordre croissant de probabilité d'occurrence ; chacun de ces états étant également caractérisé par sa capacité de production. Dans le cas du système proposé par Liu *et al.* (2010), 6 groupes thermiques sont considérés ($n = 6$). Par conséquent, le tableau *COPT* qui y est associé est composé de 64 états de production et la nouvelle expression de la contrainte de couverture de charge du modèle analytique généralisé s'écrit :

$$\begin{aligned}
 & \left(1 + \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] - \exp \left\{ - \frac{1}{c^k} \cdot \left[v_{in} + (v_r - v_{in}) \cdot \sqrt{\left| \frac{P_d - C_1}{P_{nom}} \right|^k} \right] \right\} \right) \cdot Pr_1 + \\
 & \left(1 + \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] - \exp \left\{ - \frac{1}{c^k} \cdot \left[v_{in} + (v_r - v_{in}) \cdot \sqrt{\left| \frac{P_d - C_2}{P_{nom}} \right|^k} \right] \right\} \right) \cdot Pr_2 + \\
 & \left(1 + \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] - \exp \left\{ - \frac{1}{c^k} \cdot \left[v_{in} + (v_r - v_{in}) \cdot \sqrt{\left| \frac{P_d - C_3}{P_{nom}} \right|^k} \right] \right\} \right) \cdot Pr_3 + \\
 & \dots \dots \dots \\
 & \left(1 + \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] - \exp \left\{ - \frac{1}{c^k} \cdot \left[v_{in} + (v_r - v_{in}) \cdot \sqrt{\left| \frac{P_d - C_{64}}{P_{nom}} \right|^k} \right] \right\} \right) \cdot Pr_{64} \leq p_a
 \end{aligned} \tag{15}$$

avec $C_1 (x_1+x_2+x_3+x_4+x_5+x_6)$,

$C_2 (0+x_2+x_3+x_4+x_5+x_6)$,

$C_3 (x_1+0+x_3+x_4+x_5+x_6), \dots,$

$C_{64} (0+0+0+0+0+0)$ les 64 états de production possibles de l'ensemble des groupes thermiques classiques considérés et

$Pr_1 ((1-FOR_1)*(1-FOR_2)*(1-FOR_3)*(1-FOR_4)*(1-FOR_5)*(1-FOR_6))$,

$Pr_2 (FOR_1*(1-FOR_2)*(1-FOR_3)*(1-FOR_4)*(1-FOR_5)*(1-FOR_6))$,

$Pr_3 ((1-FOR_1)*FOR_2*(1-FOR_3)*(1-FOR_4)*(1-FOR_5)*(1-FOR_6)), \dots,$

$Pr_{64} (FOR_1*FOR_2*FOR_3*FOR_4*FOR_5*FOR_6)$ leurs probabilités d'occurrence respectives.

Afin de quantifier l'effet du taux d'indisponibilité non programmée FOR des 6 groupes thermiques sur les résultats de minimisation des émissions de gaz polluants pour un niveau de charge ($P_d = 2.86$) et des caractéristiques de production éolienne ($c = 7,6$, $k = 2,25$ et $P_{nom} = 1,6$ p.u) imposées, plusieurs simulations sont réalisées avec différentes valeurs de FOR. Lors de chaque simulation, les six unités thermiques sont caractérisées par une valeur de FOR identique. Les résultats d'optimisation obtenus sont repris dans les tableaux 9 et 10. Nous constatons ainsi :

– Pour une valeur donnée de p_a et à caractéristiques de production éolienne et de charge inchangées, l'émission EI_{min} augmente lorsque le taux d'indisponibilité FOR augmente également. Ce résultat est assez logique puisque l'augmentation du FOR des six unités thermiques classiques implique une augmentation de la probabilité de perdre une et/ou plusieurs de ces unités. Par conséquent, il convient d'augmenter la capacité installée de ces unités thermiques classiques afin de garantir le niveau de fiabilité souhaité quelles que soient les unités indisponibles.

Tableau 9. Valeurs optimales du niveau d'émission EII_{min} pour différentes valeurs de FOR et de seuil de fiabilité p_a .

	FOR = 0	FOR = 0,01	FOR = 0,025	FOR = 0,1
	EII_{min}	EII_{min}	EII_{min}	EII_{min}
Pa = 0,0456	0,2146	XXX	XXX	XXX
Pa = 0,0656	0,2103	0,2176	XXX	XXX
Pa = 0,0856	0,2070	0,2128	XXX	XXX
Pa = 0,1056	0,2044	0,2088	0,2255	XXX
Pa = 0,1256	0,2022	0,2057	0,2142	XXX
Pa = 0,20	0,1971	0,1986	0,2020	XXX
Pa = 0,30	0,1946	0,1949	0,1957	XXX
Pa = 0,40	0,1945	0,1945	0,1945	0,2005
Pa = 0,50	0,1945	0,1945	0,1945	0,1947
Pa = 0,60	0,1945	0,1945	0,1945	0,1945

Tableau 10. Valeurs optimales de la production thermique totale (en p.u.) pour différentes valeurs de FOR et de seuil de fiabilité p_a

	FOR = 0	FOR = 0,01	FOR = 0,025	FOR = 0,1
pa = 0,0456	2,857	XXX	XXX	XXX
pa = 0,0656	2,851	2,859	XXX	XXX
pa = 0,0856	2,844	2,855	XXX	XXX
pa = 0,1056	2,835	2,848	2,860	XXX
pa = 0,1256	2,825	2,840	2,857	XXX
pa = 0,20	2,784	2,800	2,824	XXX
pa = 0,30	2,715	2,733	2,760	XXX
pa = 0,40	2,696	2,696	2,696	2,815
pa = 0,50	2,696	2,696	2,696	2,722
pa = 0,60	2,696	2,696	2,696	2,696

– Pour une valeur de FOR imposée, nous constatons que l'émission de gaz polluants EII_{min} diminue avec l'augmentation du seuil de fiabilité p_a . Ce résultat s'explique par le fait qu'une augmentation de p_a signifie qu'à caractéristiques de production éolienne et de charge inchangées, il y a une plus grande tolérance vis-à-vis des situations de non couverture de charge et que, donc, moins de production

classique polluante est requise afin de satisfaire la consommation P_d dans les normes de fiabilité souhaitées.

Enfin, nous observons dans les tableaux 9 et 10 qu'à caractéristiques de production éolienne et de charge inchangées, lorsque le FOR des unités classiques se dégrade (augmentation du FOR), le seuil maximal toléré p_a de situations de non-couverture de charge, à partir duquel plus aucun résultat en termes d' EII_{\min} et de production thermique totale ne peut être trouvé pour le problème d'optimisation étudié, devient de plus en plus important (donc, de moins en moins contraignant). Pratiquement, ces situations « d'absence de solution » sont dues au fait que l'algorithme ne peut trouver de solution respectant toutes les contraintes du problème (couverture de charge et/ou coût) et il est ainsi logique d'observer que la dégradation du FOR conduite à des seuils tolérés de couverture de charge de moins en moins contraignants. De même, à caractéristiques de charge et de production éolienne inchangées, lorsque le FOR des unités classiques se détériore et, afin de garantir le seuil maximal fixé p_a pour la non-couverture de charge, il faut compenser la perte d'une ou plusieurs centrales classiques par une augmentation de la production des autres unités disponibles ; ce qui peut conduire à une violation de la contrainte de coût imposée. Le tableau 11 reprend ainsi les écarts aux contraintes enregistrés pour chaque cas analysé. En vertu de (6) et (15), les configurations pour lesquelles une solution a été trouvée pour le problème conduisent logiquement à des écarts nuls ou négatifs. Par contre, les cas « sans solution » résultent clairement de contraintes de charge ou de coût non respectées ; la divergence observée étant de plus en plus importante au fur et à mesure que le seuil maximal toléré de non-couverture de charge devient contraignant (diminution de p_a) et que le FOR des unités classiques se dégrade (augmentation du FOR).

Dans ce paragraphe, nous avons étendu un modèle analytique, proposé dans la littérature scientifique, de minimisation des émissions de NO_x en présence de production d'électricité d'origines éolienne et thermique classique sous des contraintes de couverture de charge et de coût maximal de production. Pour ce faire, les indisponibilités non programmées que peuvent subir les unités du parc de production classique ont été prises en compte. De cette manière, le nouveau modèle établi permet de quantifier l'impact de ces indisponibilités sur le niveau des émissions de gaz polluants et permet d'ajuster, dans diverses conditions de fonctionnement, la production classique afin de garantir des émissions minimales tout en assurant un niveau de fiabilité souhaité en présence de production fluctuante de type éolien.

Tableau 11. Écart aux contraintes de coût et de charge pour différentes valeurs de FOR et de seuil de fiabilité p_a

	FOR =0	FOR =0,01	FOR = 0,025	FOR = 0,1
$p_a = 0,0456$	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : + 0,8614\$/h Charge : +0,0117	Coût : + 7,6876\$/h Charge : +0,0588	Coût : + 437,052\$/h Charge : +0,2649
$p_a = 0,0656$	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : + 2,8287\$/h Charge : +0,0371	Coût : + 242,8673\$/h Charge : +0,6079
$p_a = 0,0856$	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : + 0,7881\$/h Charge : +0,0174	Coût : + 45,0670\$/h Charge : +0,3471
$p_a = 0,1056$	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : + 46,7694\$/h Charge : +0,2485
$p_a = 0,1256$	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : + 61,7470\$/h Charge : +0,4977
$p_a = 0,20$	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : + 0,7881\$/h Charge : +0,0174
$p_a = 0,30$	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : 0\$/h Charge : 0	Coût : + 1,5331\$/h Charge : +0,0013
$p_a = 0,40$	Coût : 0\$/h Charge : -0,0753	Coût : 0\$/h Charge : -0,0529	Coût : 0\$/h Charge : -0,0203	Coût : 0\$/h Charge : 0
$p_a = 0,50$	Coût : 0\$/h Charge : -0,1753	Coût : 0\$/h Charge : -0,1529	Coût : 0\$/h Charge : -0,1204	Coût : 0\$/h Charge : 0
$p_a = 0,60$	Coût : 0\$/h Charge : -0,2754	Coût : 0\$/h Charge : -0,253	Coût : 0\$/h Charge : -0,2205	Coût : 0\$/h Charge : - 0,0775

4. Conclusions

Dans cet article, un modèle de minimisation des émissions de gaz polluants en présence de production d'électricité d'origine éolienne sous des contraintes de coût d'actionneur primaire et de capacité de couverture de la charge a été complété de manière à prendre en compte les éventuelles indisponibilités non programmées associées aux centrales thermiques conventionnelles. De cette manière, nous avons pu mettre en évidence qu'à caractéristiques de vent et de charge inchangées, les taux d'indisponibilité des unités classiques et le seuil fixé au niveau de la probabilité tolérée en termes de situations de non-couverture de charge avaient un impact direct sur les niveaux d'émission enregistrés. En outre, un algorithme hybride « génétique + déterministe » a été mis au point et a permis d'assurer la bonne convergence du modèle modifié. Finalement, nous pensons que le modèle ainsi développé peut assurer un *dispatch* optimal de la production thermique classique afin d'assurer une pollution minimale sous diverses contraintes de coût, de fiabilité, d'indisponibilité de fonctionnement et d'aléa lié à la production électrique de type éolien. À la suite de cet article, une prochaine recherche sera d'automatiser cette répartition optimale de la production thermique classique dans le cas d'une charge fluctuante et de parcs éoliens non nécessairement corrélés. Pour ce faire, le modèle développé sera adapté afin d'être intégré dans un outil de simulation de type Monte Carlo.

Bibliographie

- Allan R., Billinton R. (2000). Probabilistic assessment of power systems. invited paper, *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, n° 2, Feb.
- Belkacem T. (2010). *Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une génératrice à Double Alimentation, Application à un système Éolien à vitesse variable*. Thèse présentée en vue de l'obtention du diplôme de Magister, Université de Batna, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Algérie, Oct.
- Billinton R., Allan R. (1996). *Reliability evaluation of power systems*, Second edition, Plenum Press, chap. 2, p. 24-27.
- Billinton R., Bai G. (2004). "Generating capacity adequacy associated with wind energy. *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 19, n° 3, p. 641-646, Sept.
- Billinton R., Kumar S., Chowdhury N., Chu K., Debnath K., Goel L., Kahn E., Kos P., Nourbakhsh G., Oteng-Adjei J. (1989). A reliability test system for educational purposes – Basic data. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 4, n° 3, p. 1238-1244, Aug.
- Deb K. (2001). *Multi-objective optimization using Evolutionary Algorithms*, John Wiley and Sons.
- Grainger J.J., Stevenson W.D. (1994). *Economic operation of power systems, Power System Analysis*. McGraw-Hill International Editions, chap. 13, p. 531-550.

- Liu X., Xu W. (2010). Minimization emission dispatch constrained by stochastic wind power availability and cost. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 25, n° 3, Aug. , p. 1705-1713.
- Megdiche M. (2004). *Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée*, Thèse de doctorat, Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble, Dec.
- Raison B., Crappe M., Trecat J. (2001). Effets de la production décentralisée dans les réseaux électriques. Projet « Connaissance des émissions de CO₂ », sous projet 5, Faculté Polytechnique de Mons, Sept.
- Sareni B. (1999). *Méthodes d'optimisation multimodales associées à la modélisation numérique en électromagnétisme*. Thèse de doctorat, École Centrale de Lyon.
- Snyman J.A. (2005). *Practical mathematical optimization: an introduction to basic optimization theory and classical and new-gradient based algorithms*. Springer Editions.

Reçu le : 14 septembre 2011

Accepté le : 25 janvier 2013