

L'allocation des pertes actives : méthodes et application

YANNICK PHULPIN, MARTIN HENNEBEL, SOPHIE PLUMEL

Département Energie, Supélec, 3 rue Joliot Curie, 91192 Gif sur Yvette Cedex, yannick.phulpin@supelec.fr

Résumé : Dans le contexte de l'ouverture des marchés de l'électricité, l'allocation des pertes actives est devenue un problème stratégique pour les gestionnaires de réseau de transport et les régulateurs. En effet, la tarification des pertes par « timbre poste » ne se révèle pas suffisamment incitative dans le cadre d'un marché de la puissance active. Une solution serait de faire supporter le coût des pertes actives aux acteurs qui en sont responsables. C'est pourquoi différentes méthodes d'allocation des pertes actives ont été développées dans les dix dernières années [1]-[3], [12]. Cet article reprend les méthodes basées sur une allocation des transits de puissance active. Ainsi, les méthodes « des domaines », « proportionnelle globale » et « des moindres distances » sont présentées et comparées dans le cadre d'un réseau simple.

1. Nomenclature :

N_G	: Nombre de générateurs
N_D	: Nombre de charges
N_L	: Nombre de lignes
P_{Gi}	: Injection de puissance active par le générateur i en MW
P_{Dj}	: Soutirage de puissance active par la charge j en MW
P_{Lk}	: Pertes actives sur la ligne k en MW
GD_{ij}	: Echange bilatéral entre le générateur i et la charge j en MW
GD_{ijk}	: Transit de puissance active sur la ligne k du à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j en MW
γ_{ijk}	: Power Transfer Distribution Factor (PTDF) de la ligne k correspondant à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j
LGD_{ijk}	: Facteur d'allocation des pertes actives de la ligne k correspondant à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j
β_{ijk}	: Facteur de terme croisé de la ligne k correspondant à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j
TLA_{ijk}	: Pertes actives sur la ligne k allouées à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j en MW
TLA_{Gi}	: Pertes actives allouées au générateur i en MW
TLA_{Dj}	: Pertes actives allouées à la demande j en MW
K_G	: Coefficient d'allocation aux générateurs
K_D	: Coefficient d'allocation aux charges
MO_{Gi}	: Offre marginale du générateur i
GDC	: Coût global de production en e€ (€ expérimentaux)

GDC_{OPF} : Coût global de production pour le plan de production optimal (OPF) en e€
 I_N : Coefficient de surcoût en %

2. Introduction :

Dans le contexte actuel de l'ouverture des marchés de l'électricité, allouer équitablement les coûts de transport est un élément clé pour la performance du système électrique. Or, l'allocation traditionnelle consistant à répartir les coûts globaux du système de transmission proportionnellement au soutirage moyen ou maximal de chaque acteur ne semble pas suffisamment incitative pour limiter les pertes actives ou éviter les congestions sur le réseau de transport [10]. Aussi, une solution pourrait être de répartir leur coût suivant les responsabilités de chaque acteur. Ainsi, de nombreux groupes de recherche ont proposé des méthodes d'allocation des pertes actives [1]-[3] [12]. Ces méthodes sont présentées dans la première partie. Leurs résultats sont ensuite appliqués dans le cadre d'un réseau simple dont les générateurs interviennent dans un marché de l'électricité. Le degré d'incitation des méthodes est ainsi mesuré.

3. L'allocation des pertes actives :

Pour la plupart des gestionnaires de réseaux européens [14], les pertes actives sont allouées aux demandes suivant le principe du timbre poste (PS) [4] décrit par les équations (1) et (2).

$$TLA_{G_i} = K_G \times \sum_{k=1}^{N_L} PL_k \times \frac{P_{G_i}}{\sum_{i=1}^{N_G} P_{G_i}} \quad (1)$$

$$TLA_{D_j} = K_D \times \sum_{k=1}^{N_L} PL_k \times \frac{P_{D_j}}{\sum_{j=1}^{N_D} P_{D_j}}$$

avec K_G et K_D les coefficients d'allocation, de sorte que $K_G + K_D = 1$. Si l'ensemble des pertes est affectée aux demandes : $K_D = 1$.

Seuls les volumes de production ou de demande sont pris en compte, et non la configuration du réseau. De ce fait, cette méthode ne donne pas de résultats satisfaisants dans le cas d'un marché de l'électricité [10]. D'autres méthodes ont donc été développées pour allouer efficacement les pertes actives sur le réseau de transport d'électricité.

a. Cadre global des Méthodes

L'objectif de l'allocation des pertes est de quantifier la responsabilité de chaque acteur en terme de MW de pertes associées. Celui-ci devrait alors acheter les pertes qui lui sont allouées ou les produire lui-même si c'est un générateur par exemple. L'intérêt est que les acteurs doivent alors prendre en compte leur propre impact sur les pertes actives du réseau de transport afin de définir leur niveau de soutirage ou de production. Or, le niveau de consommation des charges est souvent particulièrement peu sensible au prix de l'électricité tandis que le niveau de production des générateurs y est très lié. L'incitation sera donc nettement plus efficace si elle est appliquée aux générateurs. Ainsi, pour les méthodes présentées, l'intégralité des responsabilités sur les pertes est allouée aux générateurs : $K_G = 1$.

Par ailleurs, l'allocation serait illégitime si elle s'appuyait sur des paramètres non maîtrisés par les acteurs, tels que la tension statorique ou le facteur de puissance par exemple. Ainsi, seules les caractéristiques du réseau et les puissances actives injectées et soutirées sont prises en compte.

Le cadre global des méthodes d'allocation des pertes actives est présenté en Fig. 1. La plupart des méthodes reposent sur la définition d'échanges bilatéraux et/ou sur une allocation des transits. Ces étapes intermédiaires constituent de fait une certaine « traçabilité » de l'électricité qui n'a aucune légitimité physique autre que de permettre l'allocation des pertes actives.

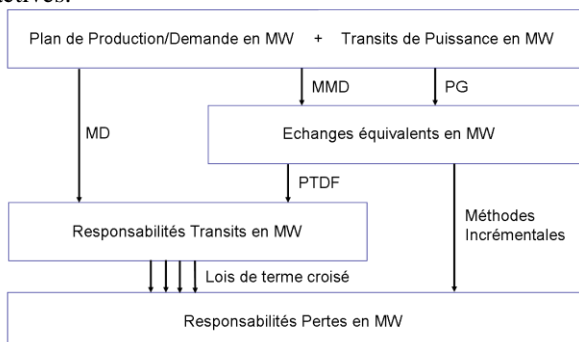


Figure 1 : Processus d'allocation des pertes actives

b. L'Allocation des Transits

L'électricité n'étant pas « traçable » par nature, l'allocation des transits relève de l'acceptation de plusieurs hypothèses physiques ou non. Les transits alloués doivent toutefois respecter les caractéristiques du réseau électrique en terme de transits totaux sur les lignes et de puissance totale consommée ou injectée par les acteurs [1].

i. La Méthode « des Domaines » (MD)

Cette méthode, notamment utilisée en Grande-Bretagne, s'appuie sur une décomposition du réseau en domaines suivant les transits de puissance active déterminés par le calcul de transits de puissance [1]. L'hypothèse de répartition proportionnelle des transits est également utilisée : un flux entrant dans un noeud est responsable de chaque flux sortant à hauteur de sa contribution au flux entrant total.

Cette méthode est relativement simple car elle distingue clairement puissance active et puissance réactive. C'est aussi un défaut car elle occulte la dualité entre puissances active et réactive.

ii. Les Méthodes Basées sur les PTDF

L'utilisation de la matrice γ des PTDF (Power Transfer Distribution Factors) est une méthode souvent utilisée pour l'allocation des transits [5]. Elle est intéressante dans la mesure où elle alloue les transits linéairement par rapport à des échanges bilatéraux de puissance active. L'approximation du courant continu est utilisée pour calculer la matrice γ des PTDF qui est donc identique quelque soit le plan de production et de demande, avec une faible marge d'erreur [6]. La responsabilité sur les transits est ainsi définie comme suit :

$$GD_{ijk} = \gamma_{ijk} \times GD_{ij}$$

Différentes méthodes existent pour déterminer les échanges bilatéraux équivalents GD_{ij} , il existe effectivement une infinité de possibilités d'échanges bilatéraux équivalents.

La méthode « Proportionnelle Globale » (PG)

Cette méthode définit des échanges bilatéraux équivalents à partir du plan de production et de demande uniquement: un générateur alimente chaque demande proportionnellement à sa contribution dans la production totale [2].

La méthode « des Moindres Distances » (MMD)

Cette méthode est basée sur la définition de zones de minimum de pertes [12] pour chaque demande. Un procédé itératif définit ensuite les échanges équivalents basés sur le plan de production/demande et sur la configuration du réseau. A la différence de la méthode PG, on obtient des échanges bilatéraux plus localisés.

c. L'Allocation des Pertes Actives

L'allocation des pertes actives à des échanges bilatéraux ou à des transits partiels est délicate du fait de la non linéarité des pertes actives par rapport aux transits de puissance active. De plus on peut choisir de valoriser ou non les contre-flux (lorsque transit alloué à un échange bilatéral va à l'encontre du transit total circulant dans la ligne), Cette mesure pouvant renforcer le caractère incitatif des méthodes.

Différentes méthodes ont toutefois été proposées pour les allouer.

i. Méthodes Incrémentales

Ces méthodes reposent sur des coefficients de sensibilité pour les pertes actives déterminés comme la dérivée partielle des pertes actives totales sur le réseau par rapport à un échange bilatéral donné [11][8].

L'application de ces méthodes est difficile du fait de l'obligation de calculer les facteurs incrémentaux pour chaque point de fonctionnement du réseau et de la difficulté de l'intégration de ces dérivées partielles [9]. Leurs résultats sont donc peu applicables et ne seront pas développés dans ce papier.

ii. Loïs de termes croisés

Basées sur l'aspect quadratique des pertes sur chaque ligne du réseau, les lois de termes croisés permettent d'allouer les pertes actives aux transits partiels déterminés précédemment. Les pertes actives étant quasiment proportionnelles au carré du transit de puissance active sur la ligne on peut écrire [8]:

$$\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk} = \left(\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} GD_{mnk} \right)^2$$

Pour un transit donné, on peut définir la responsabilité sur les pertes actives suivante:

$$LGD_{ijk} = GD_{ijk}^2 +$$

$$\beta_{ijk} \times GD_{ijk} \times \left(\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} GD_{mnk} - GD_{ijk} \right)$$

où:

$$\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} \beta_{mnk} = N_G \times N_D$$

Aussi, différentes lois existent pour la définition de β_{ijk} . La méthode utilisée dans ce papier, l'allocation simple, se caractérise par [8]:

$$\beta_{ijk} = 1$$

La dernière étape est l'allocation des pertes TLA_{ijk} proportionnellement aux facteurs de pertes déterminés LGD_{ijk} .

$$TLA_{ijk} = \frac{LGD_{ijk}}{\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk}} \times P_{L_k}$$

Enfin, la responsabilité des générateurs est définie par :

$$TLA_{G_i} = \sum_{k=1}^{N_L} \sum_{j=1}^{N_D} TLA_{ijk}$$

iii. Autres méthodes

D'autres méthodes, telles que l'allocation des bus en Z [7], permettent l'allocation des pertes en se basant sur la configuration du réseau ainsi que sur le plan de production/demande. Elles ne sont pas traitées dans cet article.

4. Intégration du coût des pertes actives dans un marché :

L'évaluation de la performance des méthodes d'allocation des pertes est particulièrement complexe. Pour chaque méthode, il faut en effet déterminer le comportement des générateurs qui adaptent leur offre sur le marché de l'électricité en fonction des pertes qui leur sont associées. Pour pouvoir mesurer la performance des méthodes proposées, un marché très simple a été considéré. Il est appliqué dans ce papier au réseau présenté en Fig.2.

Pour ce réseau, les caractéristiques des lignes sont: $R=0.04 \Omega/\text{km}$ et $L\omega=0.5 \Omega/\text{km}$ (caractéristiques similaires à celles des réseaux THT 225/400 kV). D'autre part, la tension de consigne des générateurs est fixée à 220 kV. Les demandes ne consomment pas de puissance réactive.

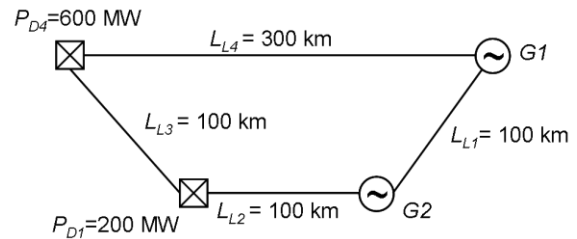


Figure 2 : Réseau simple : exemple d'application des méthodes

Les demandes sont considérées inélastiques (c'est-à-dire que le prix de l'électricité n'influe pas sur leur comportement). Les générateurs ont une fonction de coût de production de l'électricité connue et représentée en Fig.3.

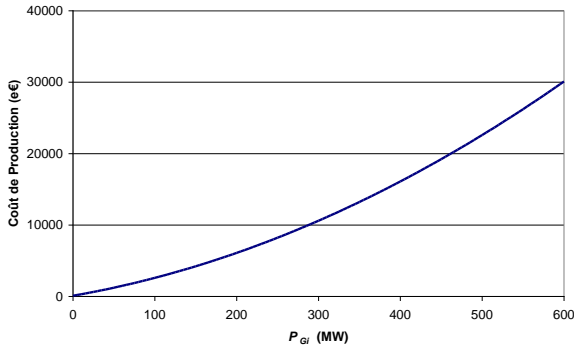


Figure 3 : Fonction de coût de production des générateurs pour l'exemple simple

Pour le réseau simple, le plan de production optimal est alors: $P_{G1}=414.64$ MW et $P_{G2}=421.36$ MW pour un coût total de $GDC_{OPF}=34393.3$ e€.

i. Fonctionnement du marché avec allocation des pertes

L'état d'équilibre du marché est caractérisé par une même offre pour chaque générateur. Cet état est valable aussi longtemps qu'aucun générateur n'est à son niveau de production maximal. En effet, un générateur dont l'offre marginale est supérieure à celle des autres générateurs ne sera pas choisi par les demandes. On peut donc considérer que l'état d'équilibre du marché correspond à l'équation suivante :

$$P_{G_i}^{equilibre} = \min_{n \in N} \left(\max_{i=1:G} MO_{G_i} \right) \quad (1)$$

Chaque générateur définit son offre marginale en fonction de sa fonction de coût (présentée en Fig. 3) et des pertes actives qui lui sont allouées [13]. En effet, il doit faire supporter le coût de production des pertes qui lui sont allouées à ses clients.

ii. Etat d'équilibre du marché pour l'exemple simple

Les résultats obtenus dans le cas du timbre poste et avec l'allocation simple appliquée aux méthodes « des domaines », « proportionnelle globale » et « des moindres distances » sont présentés ci-dessous. L'état d'équilibre du marché correspond pour chaque méthode à une puissance active produite par chacun des deux générateurs. Cette puissance active représente la puissance active vendue plus les pertes allouées au générateur.

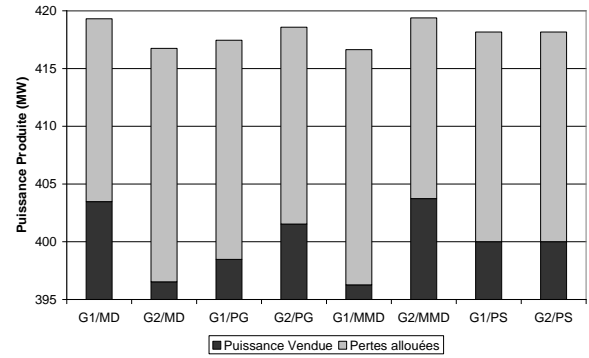


Figure 4 : Puissances vendues et allocation des pertes actives à l'équilibre du marché

iii. Mesure de l'incitation

Une tarification idéale des pertes actives inciterait les producteurs à produire au niveau du plan de production optimal (OPF) décrit ci-contre. Le coefficient de surcoût, défini ci-dessous, serait alors minimal.

$$I_N = \left(\frac{GDC}{GDC_{OPF}} - 1 \right) \times 100 \quad (1)$$

Dans le cas de l'exemple simple traité, avec l'allocation simple des pertes actives, les résultats en terme d'incitation sont représentés en Fig. 5.

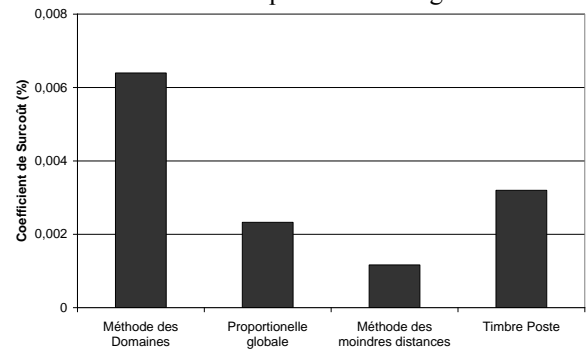


Figure 5 : Coefficients de surcoût à l'équilibre du marché pour chaque méthode d'allocation des transits avec une allocation simple des pertes actives

On peut constater que le choix d'une méthode d'allocation nodale adaptée permet une bonne incitation sur les générateurs. La méthode des domaines est ainsi particulièrement performante et approche l'OPF.

On ne peut cependant pas généraliser ce niveau de performance. Il faudrait pour simuler cette allocation pour différents réseaux et dans un large éventail de situations.

5. Conclusion

Les méthodes d'allocation des transits sont particulièrement intéressantes dans le cadre d'une allocation des pertes actives. Le choix de la méthode

d'allocation des pertes aux transits est particulièrement important vis-à-vis de leur caractère incitatif. Le gain par rapport à l'allocation « timbre poste » peut paraître minime. Il n'est néanmoins pas négligeable à l'échelle d'un grand réseau. Pour confirmer les tendances observées, il faudrait simuler le comportement du marché avec différentes configurations du réseau et différentes lois de coût pour les générateurs. Il sera également intéressant de mesurer l'impact de l'allocation des pertes auprès d'acteurs réels.

Enfin, la responsabilisation des générateurs vis-à-vis des pertes actives sur chaque ligne peut également avoir comme impact d'inciter les générateurs à prendre part à l'investissement sur les infrastructures de transport de l'électricité. Il faut pour cela que l'allocation des pertes actives soit peu volatile ce qui devrait être le cas dans le cadre des méthodes basées sur des échanges bilatéraux équivalents.

6. Références

Journaux:

- [1] J.W. Bialek, P.A. Kattuman, "Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology", *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 151, pp. 526-532, 2004
- [2] F.D. Galiana, A.J. Conejo, H.A. Gil, "Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1425-1431, Nov. 2003
- [3] K. Visakha, D. Thukaram, L. Jenkins, "Transmission Charges of Power Contracts Based on Relative Electrical Distance in open Access", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 70, pp. 153-161, 2004
- [4] H.H. Happ, "Cost of Wheeling Methodologies", *IEEE Trans. Power. Syst.*, vol. 9, pp. 147-56, 1994
- [5] M. Liu, G. Gross, "Role of Distribution Factors in Congestions Revenue Rights Application", *IEEE Trans. Power. Syst.*, vol. 19, pp. 802-810, 2004
- [6] R. Baldick, "Variation of Distribution Factors with Loading", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1316-23, 2003
- [7] A.J. Conejo, F.D. Galiana, I. Kockar, "Z-Bus Loss Allocation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, pp. 105-110, Feb. 2001
- [8] A.J. Conejo, J.M. Arroyo, N. Alguacil, L. Guijarro, "Transmission Loss Allocation: a Comparison of Different Practical Algorithms", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 571-576, 2002
- [9] J.C. Mateus, P.C. Franco, "Transmission Loss Allocation Through Equivalent Bilateral Exchanges and Economical Analysis", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, pp. 1799-1807, 2005

Livres:

- [10] S. Stoft, "Power Systems Economics", IEEE/Wiley, ISBN 0-471-15040-1, Feb. 2002
- [11] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power Generation Operation and Control", Wiley-Interscience Publication, 1996

Articles de Conférence:

- [12] Y. Phulpin, M. Hennebel, S. Plumel, « la traçabilité de l'électricité : une méthode équitable pour l'allocation des coûts de transmission », *Proceedings de Electrotechnique du Futur, EF2005, Grenoble, 2005*
- [13] Y. Phulpin, M. Hennebel, S. Plumel, « L'allocation des transits, vers un marché plus performant ? », *Proceedings des journées du club EEA, Paris, 2006*

Rapports d'activité:

- [14] ETSO Tariffs Task Force «Comparison on Transmission Pricing in Europe : synthesis 2004», *ETSO Website : www.etsonet.org*, 2005

7. Biographies



Yannick Phulpin a reçu le double diplôme d'ingénieur Supélec - TU-Darmstadt, Allemagne en 2004. Il effectue actuellement un double PhD Supélec - Georgia Tech, USA sur le thème de la gestion coordonnée de la puissance réactive entre gestionnaires de réseau de transport indépendants.



Martin Hennebel a reçu le diplôme d'ingénieur Supélec en 2003 et effectue actuellement une thèse au département Energie de Supélec sur la valorisation des services système.



Sophie Plumel a reçu le diplôme d'ingénieur en électrotechnique et automatique de l'ENSEEIH en 1993 et l'Agrégation de génie électrique en 1994. Elle a enseigné 5 ans en Lycée à Paris puis a reçu un doctorat de l'université Pierre et Marie Curie de Paris 6. Elle est professeur assistante à Supélec et dirige le groupe de recherche en optimisation technico-économique des réseaux électriques.