

Vers la libéralisation du marché de l'électricité

Cas du réseau interconnecté d'Antananarivo

Onja VOALINTSOA¹, Yvon ANDRIANAHARISON²
Laboratoire d'Electricité, Signaux et Automatique
Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo
Université d'Antananarivo
BP 1500 – Antananarivo 101 - Madagascar

¹onjavaolintsoa@yahoo.fr

²yvonkyo@gmail.com

Résumé : - Cet article nous montre le cas du réseau interconnecté d'Antananarivo conduisant à une libéralisation du marché de l'électricité. L'analyse du réseau est obtenue à partir du calcul de la répartition de puissance. L'optimisation de la puissance active avec contraintes nous a permis de voir les puissances que doivent produire chaque centrale pour la vente en gros à la société détenteur du monopole. La dernière partie met en exergue l'aspect économique encore en phase exploratoire sur le prix de l'électricité.

Mots clés : - marché de l'électricité – optimisation des puissances – libéralisation - tarification

Abstract : - This article will show us Antananarivo interconnected network which may release the electricity market. The analysis of the network is obtained from the calculation of the load. The optimization of the active power with constraints has enabled us to see the powers that each plant should produce for the company wholesale which has the monopoly regulator. The last section highlights the economic aspect which is still in the exploratory phase concerning the electricity cost.

Keywords: - electricity market - optimization of load - liberalization - pricing

1 Introduction

Les années 1980 à 1990 ont conduit aux décisions d'ouvrir les réseaux d'énergie électrique à la concurrence par les américains et les européens. Après quelques années, certains pays d'Afrique se préoccupent de libéraliser le marché de l'électricité car les sociétés en possession du monopole se trouvent en difficulté à cause de la flambée du prix du carburant pour les centrales thermiques et de l'augmentation progressive des consommateurs d'énergie. Cette difficulté se manifeste par des délestages fréquents, des déclenchements intempestifs des lignes surchargées et même des black-outs comme le cas du réseau interconnecté d'Antananarivo détenu par le producteur historique. Suite à la libéralisation du marché de l'électricité, des centrales des sociétés étrangères sont raccordées au réseau pour renforcer la puissance demandée afin

d'assurer la satisfaction des usagers et de limiter les occurrences de situations tendues. Devant de telle situation, la conception des règles de marché et la sécurité d'approvisionnement énergétique et d'environnement s'impose. La gestion de la concurrence tient une place importante car les comportements concurrentiels durant le processus de libéralisation restent encore mal connus. Cet article nous montre l'analyse énergétique du réseau suivi de l'optimisation des puissances afin de situer la part de l'énergie que doit assurer chaque société pour la vente.

2 Méthodologie

2.1 Analyse énergétique du réseau électrique

Le réseau comportant N accès est triphasé et fonctionne en régime symétrique. Nous

définissons quatre variables en chaque accès k : le module U_k et l'argument Θ_k , la puissance triphasée active P_k et réactive Q_k consommée ou produite par l'accès.

Etant donné la topologie du réseau représentée par la matrice d'incidence nœuds-branches, les paramètres statiques du réseau, représentés par la matrice des impédances ou des admittances aux accès, les puissances actives et réactives produites et consommées aux accès, un nœud de référence ou nœud bilan, on calcule les tensions aux accès, la répartition des puissances, les courants des branches et les pertes dans le réseau.

La puissance apparente complexe injectée à l'extrémité d'une ligne pq s'écrit : [1] [2]

$$P_{pq} + jQ_{pq} = \underline{U}_p \cdot \underline{I}_{pq}^* \quad (1)$$

Le bilan en chaque nœud :

$$P_{pnet} = P_{Gp} - P_{Lp}$$

$$P_{pnet} = \sum_q P_{pq} = \text{Re}\{\underline{U}_p \sum_q \underline{I}_{pq}^*\} \quad (2)$$

$$Q_{pnet} = Q_{Gp} - Q_{Lp}$$

$$Q_{pnet} = \sum_q Q_{pq} = \text{Im}\{\underline{U}_p \sum_q \underline{I}_{pq}^*\} \quad (3)$$

Soit $\sum_q \underline{I}_{pq} = \underline{I}_p$ et Y la matrice d'admittance nodale, $\underline{I}_p = \underline{Y}_{pq} \underline{U}_p + \sum_q \underline{Y}_{pq} \underline{U}_q$ (4)

où \underline{Y}_{pq} élément de Y . Comme $\underline{U}_q = U_q \exp(j\Theta_q)$, le bilan en chaque nœud fournit un système d'équations non linéaires à résoudre :

$$P = f(U_1 \dots U_n, \Theta_1 \dots \Theta_n) \quad (5)$$

$$Q = g(U_1 \dots U_n, \Theta_1 \dots \Theta_n) \quad (6)$$

où f et g sont des fonctions vectorielles.

Avec la méthode classique de Newton-Raphson, on linéarise le système d'équations non linéaires en faisant intervenir les puissances au lieu des courants. Les équations (5) et (6) sont linéarisées autour d'un point de fonctionnement avec injections de puissances P_o et Q_o , au moyen de développement en série de Taylor du premier ordre sous la forme :

$$P = P_o + \sum \frac{\partial P}{\partial \theta} \Delta \theta + \sum \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U \quad (7)$$

$$Q = Q_o + \sum \frac{\partial Q}{\partial \theta} \Delta \theta + \sum \frac{\partial Q}{\partial U} \Delta U \quad (8)$$

Comme $\Delta P = P - P_o$ et $\Delta Q = Q - Q_o$, la forme matricielle s'écrit :

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = (J) \cdot \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix} \quad \text{avec } (J) = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{pmatrix} \text{ est}$$

la matrice jacobienne.

Algorithme :

On propose Θ et U inconnues à calculer

On calcule P et Q

On calcule ΔP et ΔQ – test de la convergence

On calcule $\Delta \theta$ et ΔU

On remplace Θ par $\Theta + \Delta \theta$ et U par $U + \Delta U$

2.2 Evaluation de la part d'énergie pour la vente

Le but ici est la répartition des puissances entre les groupes *en service*. Pour les fournisseurs externes, cette répartition est indispensable car l'objectif est la minimisation du coût de fonctionnement de l'ensemble de la production à un moment donné et la préoccupation se base sur la négociation entre chaque fournisseur de l'électricité et le détenteur du monopole. Chaque fournisseur propose un tarif qui est fonction de type de centrale utilisée et de sa situation géographique. Le problème revient donc à résoudre un problème d'optimisation qui peut s'effectuer à plusieurs niveaux de complexité dépendant des pertes du réseau et des contraintes de sécurité.

On considère dans notre cas un problème d'optimisation en actif seul en tenant compte des pertes du réseau avec contraintes de sécurité. On pose comme fonction objectif le cout total de production minimisé :

$$\min \sum C(P) \quad (9)$$

en respectant la contrainte d'égalité :

production $\sum P_i =$ consommation $\sum P_L +$ pertes, les contraintes de transits sur les branches :

$[P_{bmin}] \leq [P_b] \leq [P_{bmax}]$ et les limites de productions : $[P_{min}] \leq [P] \leq [P_{max}]$.

Pour déterminer les conditions d'optimalité de la fonction objectif, on ajoute à la fonction coût

coefficient λ indéterminé :

$$L = \sum C_i(P_i) + \lambda (\sum P_L + \text{pertes} - \sum P_i) \quad (10)$$

L'équation (10) qui est la fonction de Lagrange est minimisée lorsque la dérivée première par rapport à chaque variable indépendante est annulée. On a donc pour chaque production P_i la condition d'optimalité suivante :

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} + \lambda \cdot \frac{\partial \text{pertes}}{\partial P_i} - \lambda = 0 \quad (11)$$

Donc

$$\lambda = \frac{\frac{dC_i(P_i)}{dP_i}}{1 - \frac{\partial \text{pertes}}{\partial P_i}} \quad (12)$$

Le facteur $1 / (1 - \frac{\partial \text{pertes}}{\partial P_i})$ est appelé facteur de pénalité.

L'optimum économique est obtenu à égalité des coûts marginaux, corrigés par le facteur de pénalité. Evidemment, ce facteur dépend du lieu de la centrale dans le réseau et de sa production.

Les pertes différentielles $\frac{\partial \text{pertes}}{\partial P_i}$ se calculent

analytiquement dans le programme du load flow par analyse de sensibilité.

En général, la fonction coût est modélisée par une fonction linéaire, ou quadratique ou linéaire par morceaux.

Algorithme : [3]

Lecture des données, des coûts, des contraintes

1. *Ordonnancement optimal*

2. *Calcul des matrices de sensibilité*

3. *Calcul de la charge active totale*

4. *Calcul des facteurs de pénalité*

5. *Optimisation par la programmation linéaire*

6. *Calcul des phases des tensions, des courants et puissances actifs et pertes actives totales*

7. *test de convergence (retour étape 2 si non)*

8. *test violation des contraintes de sécurité*

- si oui :

Introduction des contraintes violées

Relaxation des contraintes inactives

Calcul des matrices de sensibilité des branches violées

la fonction de contrainte, multipliée par un

2.3 Règles des marchés de l'électricité ouverts à la concurrence et problème de tarification

Contrairement aux pays européens où l'ouverture des marchés a été souvent réalisée dans des contextes de capacités de production abondantes, les réseaux de transport de la plupart des pays du continent africain ne sont pas suffisamment développés pour satisfaire la demande des consommateurs. La politique s'oriente à l'appel à des investisseurs étrangers pour installer de nouvelles centrales électriques et vendre en gros l'électricité produite à la société 'détendeur' du monopole. Comme l'électricité n'étant pas économiquement stockable, la production doit s'ajuster instantanément à la consommation et la tarification se base en partie à cette hypothèse. Plusieurs paramètres entrent en jeu pour établir un tarif qui tient compte de toutes les contraintes imposées par la production et la consommation. D'une façon très simpliste [4], le tarif peut comporter uniquement deux paramètres, la consommation annuelle C et la puissance maximale. On exprime alors le coût marginal par l'expression :

$$\Gamma(P_i, C_i) = \sum \mu_i C_i + \delta \cdot f(P_i, C_i) \quad (13)$$

où μ_i représente un coût marginal moyen sur l'année.

Le second terme est plus compliqué mais on peut poser le paramètre $H = C/P$ qui représente la durée d'utilisation de la puissance maximale.

L'équation (13) devient :

$$\Gamma(P_i, C_i) = \sum \mu_i C_i + \delta \cdot \Phi(H_i) \cdot P_i \quad (14)$$

Soit par kW :

$$\Gamma(P_i, C_i) / P = \sum \mu_i H_i + \delta \cdot \Phi(H_i) = \Gamma_1(P_i) \quad (15)$$

Le prix d'énergie doit comprendre aussi les charges des combustibles s'il s'agit de centrales thermiques et aussi les charges fixes de production.

Cela n'empêche pas de calculer un prix d'équilibre P_0 . La figure 1 suivante illustre

le prix d'équilibre [5] :

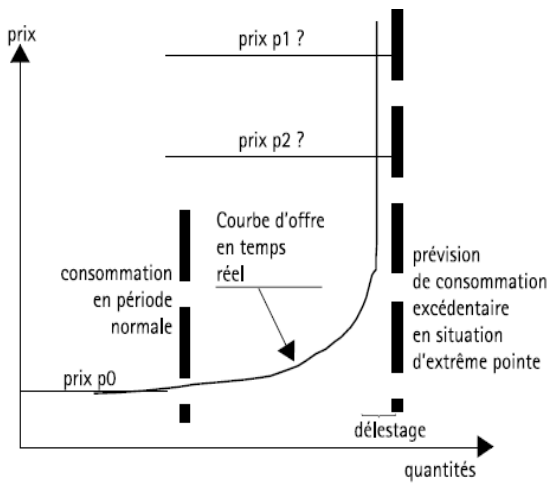


Fig. 1 Offre-demande en cas de situation d'extrême pointe [5].

En période normale, le prix d'équilibre peut être calculé à partir du niveau de consommation globale.

En période d'extrême pointe, la courbe d'offre est saturée et le prix d'équilibre dépend de la valorisation de la demande. Il n'existe aucun prix d'équilibre si la prévision de consommation et la courbe d'offre ne se coupe pas.

De plus [5], deux situations contrastées influent le prix de l'énergie : une période prolongée de prix bas est difficile pour les producteurs et la persistance de prix élevés accompagnés de délestage est inacceptable pour les consommateurs.

Le modèle de marché concurrentiel idéal repose sur l'équilibre offre-demande sur des horizons allant de 3 à 5 ans correspondant au temps de construction et début d'exploitation de nouvelles centrales.

3 Applications et résultats

Le réseau interconnecté d'Antananarivo comporte 42 nœuds – 12 lignes – 48 transformateurs et 9 transformateurs à gradins. 4 centrales hydroélectriques et 4 centrales thermiques (situation 2004 – source JIRAMA).

l'offre-demande en extrême pointe pour calculer Le niveau de tension côté HT et MT est : 138 kV- 63 kV – 35 kV et 20 kV.

En l'absence des trois centrales appartenant à des sociétés étrangères :CTHD – CTHF2 et CTHF1-ABE (Annexe) , le réseau subit un délestage tournant pendant les heures de pointe.

Les trois centrales sont soumises aux contraintes suivantes :

CTHD : $3 \leq P \leq 11$ MW et $0.5 \leq Q \leq 2$ MVar

CTHF2 : $2 \leq P \leq 9$ MW et $0.5 \leq Q \leq 2$ MVar

CTHF1-ABE :

$1 \leq P \leq 3$ MW et $0.5 \leq Q \leq 1$ MVar

L'application de la programmation linéaire a fourni les valeurs des puissances dans les intervalles données sans violations des contraintes de sécurité :

CTHD : 9 MW et 0.75 MVar,

CTHF2 : 7 MW et 0.75 MVar

CTHF1-ABE : 1.9 MW et 0.3 MVar.

Les chutes de tension en chaque nœud n'excède pas 5% sauf un seul nœud (nœud 331) en bout de ligne dépasse les 8% .

L'étude sur la tarification et la loi du marché reste encore en phase exploratoire.

Compte tenu de l'incapacité du monopole à satisfaire la demande, la libéralisation du marché de l'électricité est inévitable. L'introduction de la concurrence dans le secteur de l'électricité est une tâche délicate. Avec l'inexistence des règles de marchés, la seule solution de compromis entre les acteurs est la fixation du prix plafond puisque la tarification ou le prix de gros de l'électricité est relatif à divers problèmes comme l'inélasticité de la demande à court terme, la non-stockabilité de l'électricité et les problèmes de pouvoir de marché.

5 Conclusion

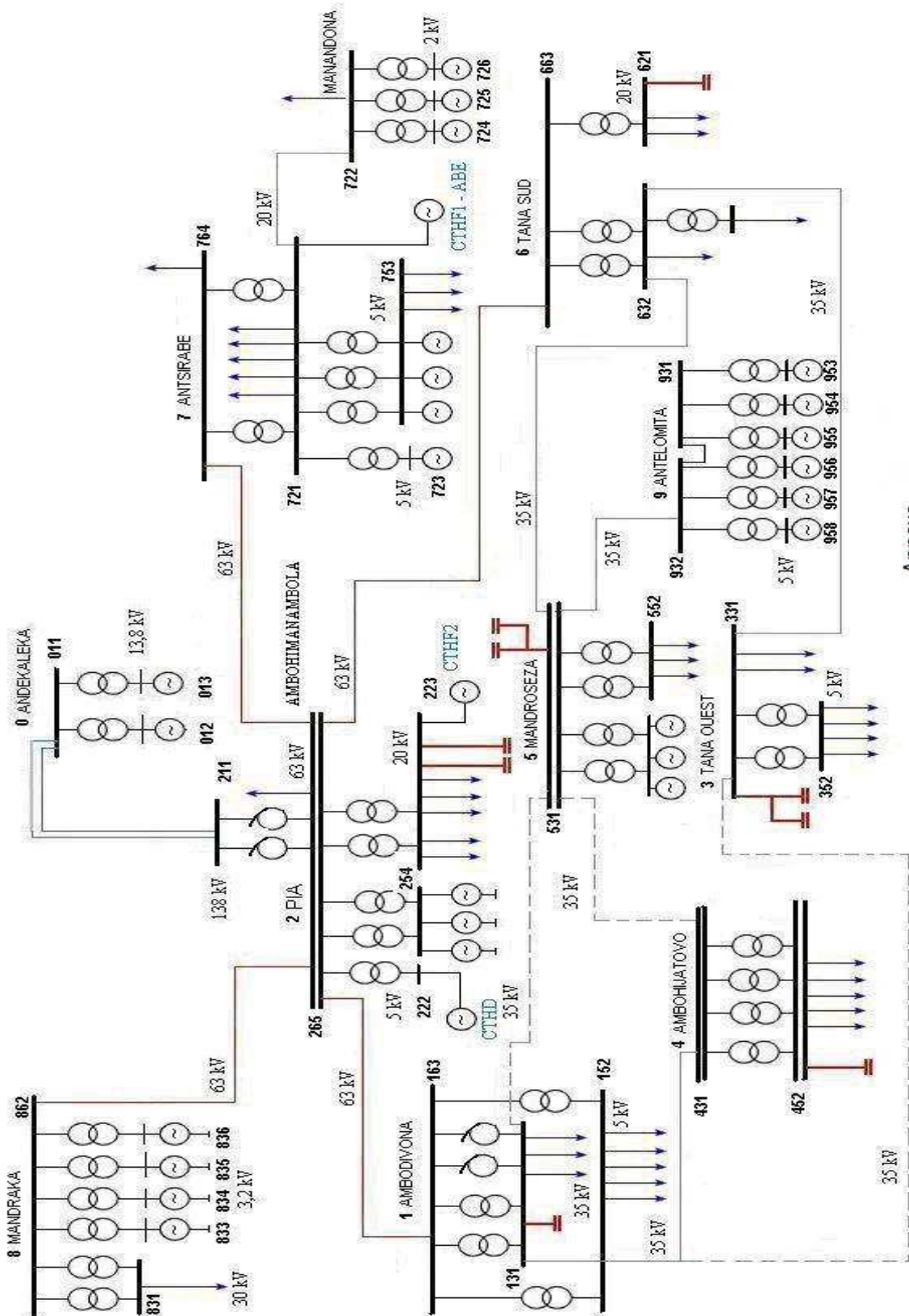
L'optimisation de la puissance active a été nécessaire pour mieux connaître les puissances que chaque centrale doit produire pour

consommateurs. La loi du marché de l'électricité qui n'est pas encore maîtrisée partout reste encore une étude nécessitant une contribution des économistes et des gestionnaires des réseaux. Beaucoup de travaux seront à envisager sur l'élaboration des règles de marché en tenant compte de l'inélasticité de l'offre et de la demande.

satisfaire la demande à court terme des consommateurs.

Références :

- [1] A.Germond, H.B. Püttgen – Planification et gestion optimale des réseaux d'énergie électrique – Analyse des réseaux d'énergie électrique – EPFL publication N° 142- Lausanne - 1974
- [2] Grainger, J.J., et W.D. Stevenson- Power System Analysis. –New York – McGraw-Hill – 1994.
- [3] Pierre-André Chamorel - Optimisation des puissances actives et réactives par la programmation linéaire dans les réseaux électriques à haute tension, thèse N° 496(1983), département d'électricité de l'EPFL – Suisse – 1983.
- [4] Electricité de France – service des études économiques générales –Le calcul économique et le système électrique, principes élémentaires – Eyrolles – Paris – 1979.
- [5] J.P Bouttes – J.Michel Trochet-Conception des règles des marché de l'électricité ouverts à la concurrence parue dans 'Revue de l'institut d'économie publique' N° 14 –2004/1 - ISSN 1373-8496.



Annexe