

Evaluation de la qualité de la Tension du réseau HT/MT Complexe Sidérurgique d'El-Hadjar sous l'influence des courts circuits.

Salim. Haddad¹, Ali. Haddouche²

¹ Département de Génie Mécanique Université de Skikda.

² Département d'Electromécanique Université Annaba.

Résumé

Dans un réseau moyenne tension alimenté par un ou plusieurs groupe(s) de production locale (en l'occurrence la Centrale Thermique), couplé(s) ou non sur le Réseau de Transport ou de Distribution, et qui plus est constitué de nombreux moteurs moyenne tension, peut être le siège d'instabilités importantes en tension. Celles-ci peuvent aussi entraîner des risques non négligeables de pertes d'exploitation.

Le but de cette étude est d'évaluer la qualité de la tension du réseau 225Kv/63KV/15KV/10KV/5.5KV/0.4KV sous l'influence de perturbations, qui peuvent être classées en deux catégories :

- les reports de charge.
- les courts-circuits.

1. Introduction

La stabilité transitoire d'un réseau électrique industriel est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude [1]-[2]. Parmi les perturbations nous pouvons citer : les courts-circuits, pertes d'ouvrages, perte de groupes de productions...ect. Usuellement la puissance fournie par l'ensemble des machines compense exactement la totalité des puissances demandées et les pertes dans le réseau. Tant qu'aucune perturbation n'affecte le système, les écarts entre les angles internes des différents alternateurs demeurent constants. [3]

L'apparition d'un défaut provoque une rupture entre la production et la consommation. Ce dernier est le responsable de l'évolution des angles internes. Un régime transitoire va donc s'instaurer conduisant à un nouveau régime d'équilibre ou une désynchronisation des machines.

Ces perturbations peuvent écartier notablement le réseau de sa position initiale. Dans le contexte de stabilité transitoire où on étudie la capacité des machines à maintenir le synchronisme après des perturbations qui se manifestent. Le terme 'supportez' est souvent associé avec la capacité d'assurer que chaque machine opérant dans le réseau est capable de maintenir sa synchronisme [3]-[4]. Dû à la complexité de ce problème, il a été divisé aux plus petites régions y compris angle du rotor, fréquence, et stabilités de la tension. La stabilité de l'angle du rotor fait référence à la capacité de machines synchrones du réseau de rester dans le synchronisme après perturbations [5]-[6]-[7].

Le but de ce travail est de vérifier la stabilité du réseau durant les deux perturbations (courts-circuits et reports de charges.)

2. Système d'équations Mathématiques :

L'équation de la dynamique d'un générateur est définis par :

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{el} - P_d = P_{acc}$$

On note :

$$\otimes M = \frac{j\omega}{S}$$

$\otimes S_a$ puissance apparante du générateur

$\otimes P_m$ puissance mécanique réduite

$\otimes P_d = D \frac{d\delta}{dt}$ la puissance de l'amortisseur du générateur

$\otimes D$ coefficient de l'amortisseur du générateur

$\otimes P_{acc}$ la puissance d'accélération du générateur

La puissance électrique réduite (P_e) est représenté par :

$$P_e = P_{E'}(\delta) \Big|_{X'_d=X'_q} \cong \frac{E'V_s}{X'_d} \sin(\delta)$$

Où

- ⊗ V_s est la tension a lasortie du générateur
- ⊗ E' est la fem du générateur durant le regime transitoire
- ⊗ X'_d est la réactnce entre E' et V_s durant le régime transitoire

3. Description du Réseau d'Elhadjar :

La figure suivante représente le diagramme unifilaire du réseau d'Elhadjar

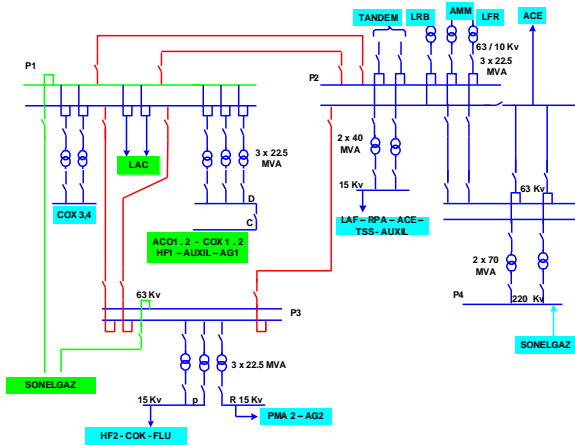


Fig. 1. Schéma unifilaire Elhadjar.

L'évaluation de la stabilité concerne principalement les deux groupes de la centrale thermique. Dès lors seules les configurations d'exploitation faisant appel à ces groupes sont Étudiées :

- Mode d'exploitation 3 : réseau SONELGAZ 225 kV + centrale thermique - 45 -
- Mode d'exploitation 4 : réseau SONELGAZ 63 kV + centrale thermique
- Mode d'exploitation 5 : centrale thermique uniquement

Dans notre travail nous avons opté pour le mode d'exploitation 4.

4. Modélisation

Le réseau passif est modélisé comme suit :

1. machines synchrones : modèle IEEE de type 5.
2. régulateurs de tension et systèmes d'excitation des machines synchrones : modèle IEEE de type 2

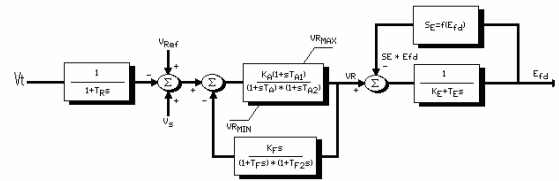


Fig.2. Model Régulateur de tension.

3. régulateurs de vitesse des alternateurs : modèle IEEE simplifié de type 10
4. Model de la Turbine

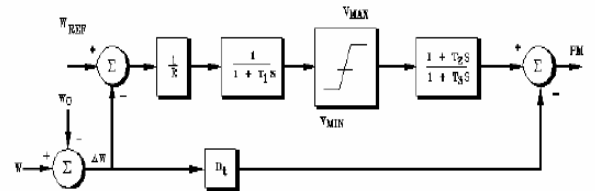


Fig.3. Model Turbine

5. Le réseau SONELGAZ (225 kV et 63 kV) est représenté par une machine équivalente infinie (Sans régulateur associé).
6. Les moteurs sont modélisés par leurs schémas équivalents mais leur comportement dynamique n'est pas examiné dans le cadre de cette étude.

5. Défauts simulés

Les défauts suivants considérés comme majeurs sont simulés :

5.1. Courts-circuits :

1. Court-circuit triphasé franc proche des arrivées 225 kV ou 63 kV
2. Court-circuit triphasé franc proche des groupes de la centrale thermique
3. Court-circuit franc sur le réseau 15 kV

Les courts-circuits les plus contraignants (du point de vue de la stabilité) sont ceux qui ont lieu le plus près des sources de production. Dans les essais qui suivent, les défauts sont Appliqués :

1. soit aux jeux de barres 63 kV de l'arrivée SONELGAZ 225 kV
2. soit aux jeux de barres 15 kV de l'arrivée 63 kV
3. soit aux jeux de barres 15 kV de la centrale thermique

5.2. Reports de charge :

1. Perte d'un transformateur 120 MVA, 225 kV / 63 kV
2. Perte d'un transformateur 63 kV / 15 kV
3. Perte d'un transformateur 15 kV / 5.5 kV suivi d'une fermeture automatique du disjoncteur de couplage 5.5 kV
4. Perte d'un groupe de la centrale thermique

6. Grandeurs observées

En vue de vérifier le synchronisme des machines, plusieurs grandeurs seront observées :

1. La tension sur les jeux de barres
2. La fréquence du système
3. Pour les machines synchrones :
4. L'angle du rotor
5. La tension d'excitation
6. La puissance réactive fournie par la machine
7. La tension aux bornes de la machine
8. La puissance active (électrique et mécanique) de la machine
9. La vitesse de rotation de la machine

7. Etude de la configuration d'exploitation 4

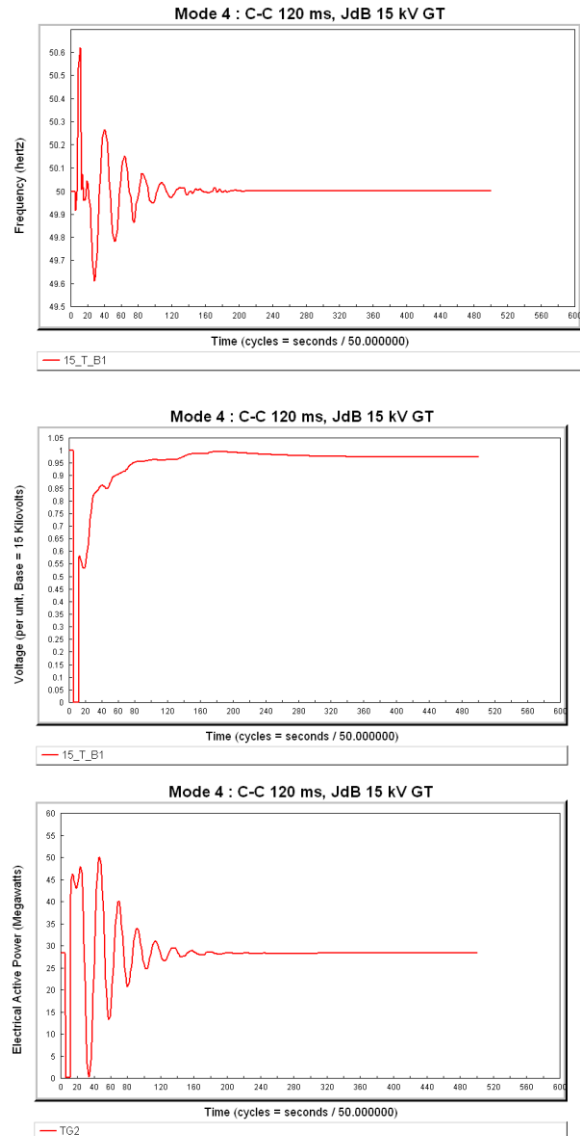
7.1 Courts-circuits

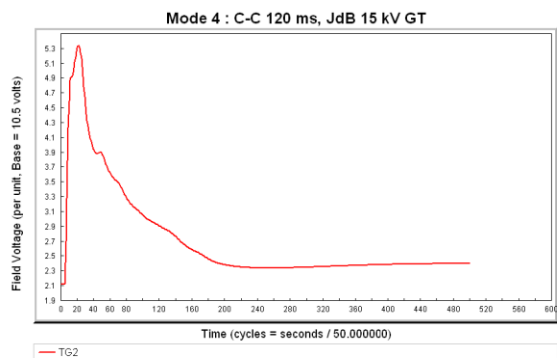
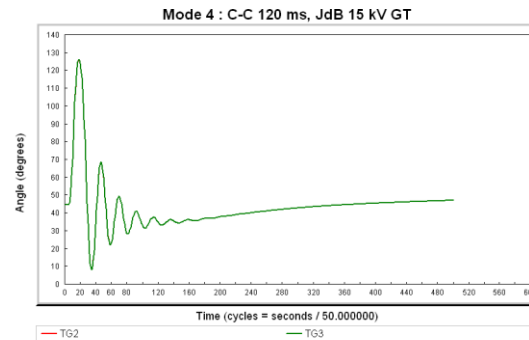
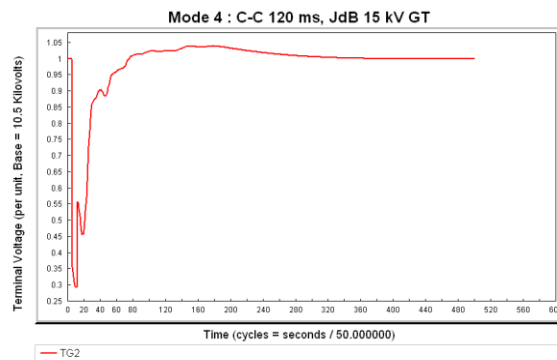
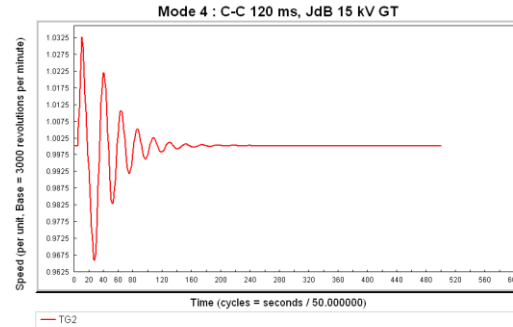
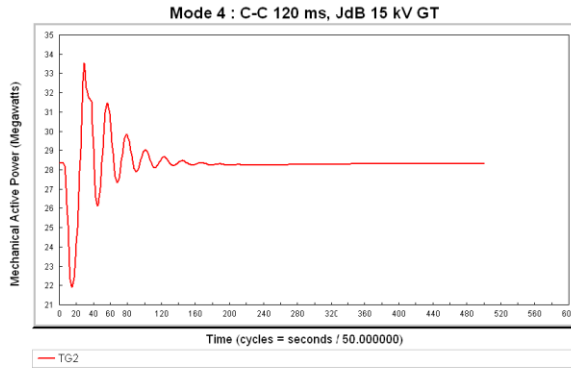
Pour ce mode d'exploitation, les essais de courts-circuits sont effectués sur les barres 15KV de la centrale thermique ainsi que sur les barres 63KV.

7.2 Perte de groupe thermique et délestage

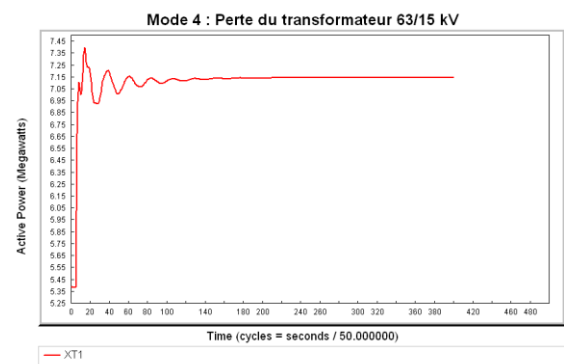
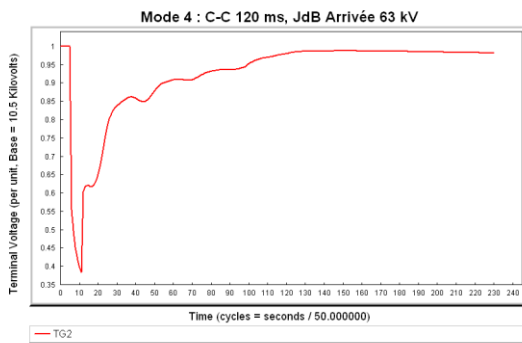
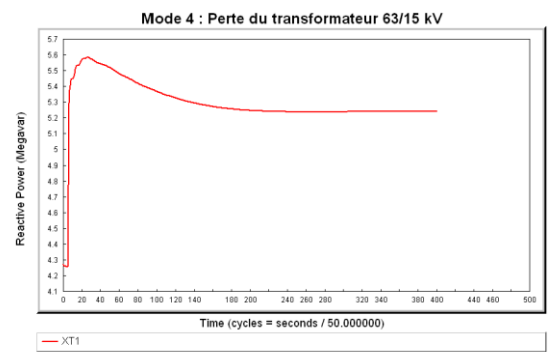
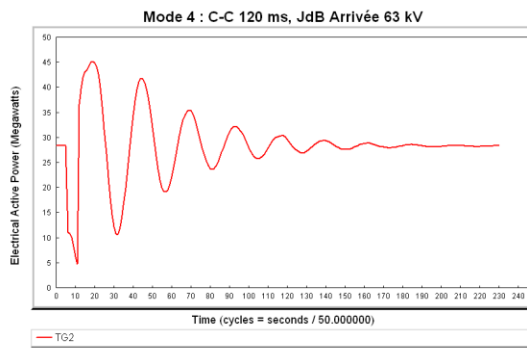
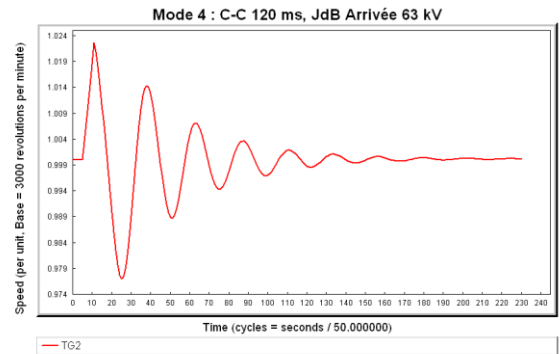
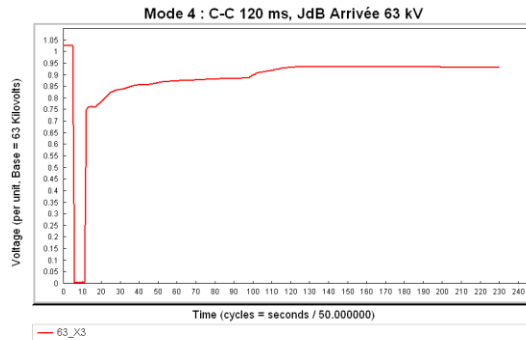
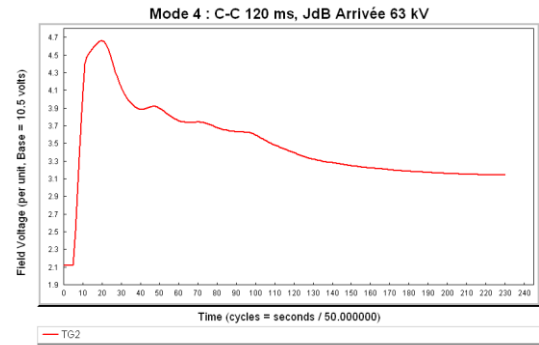
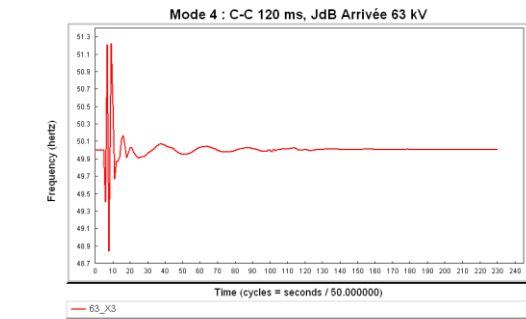
La perte d'une des lignes 63KV de l'arrivée 63KV conduirait à la surcharge de la ligne restante. Ce cas n'est donc pas à envisager sur le point de vue dynamique du report de charge.

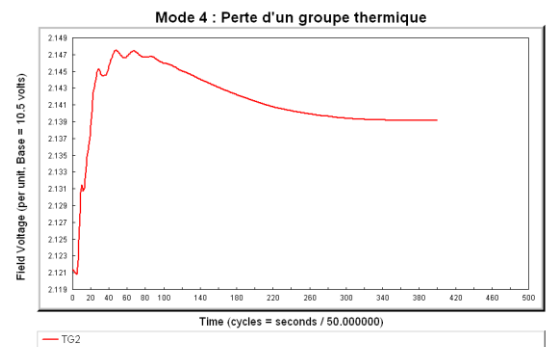
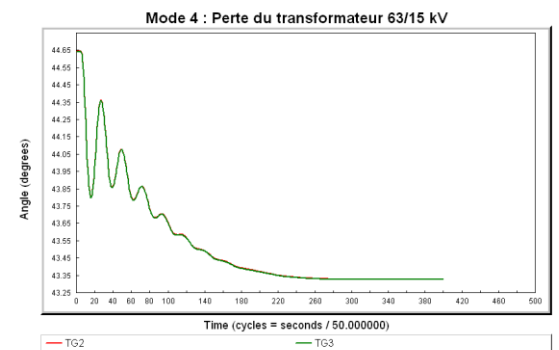
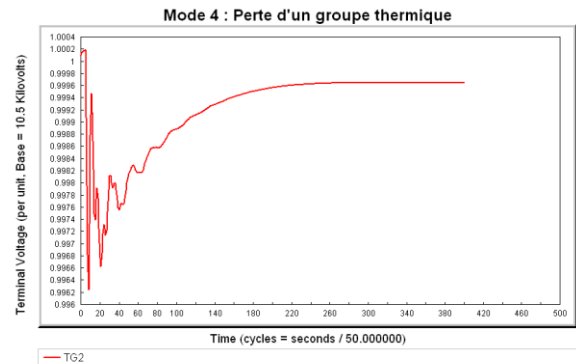
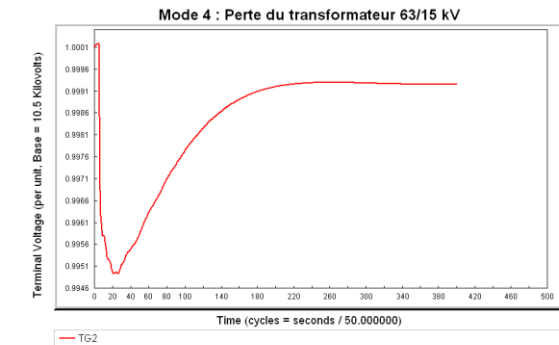
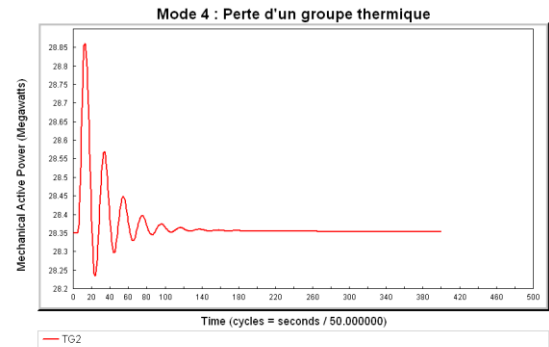
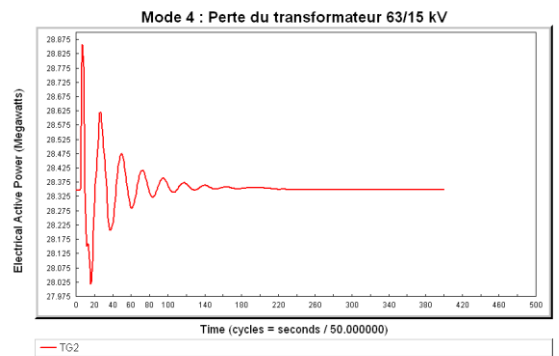
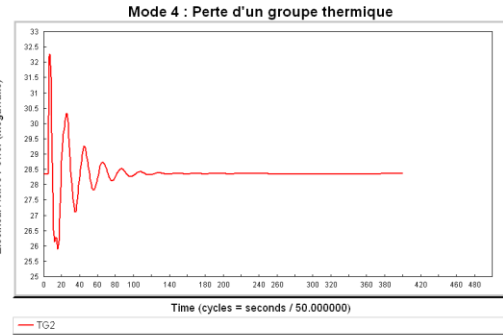
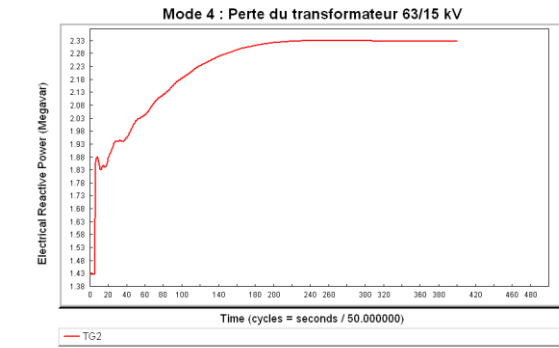
8. Résultats de Simulations :

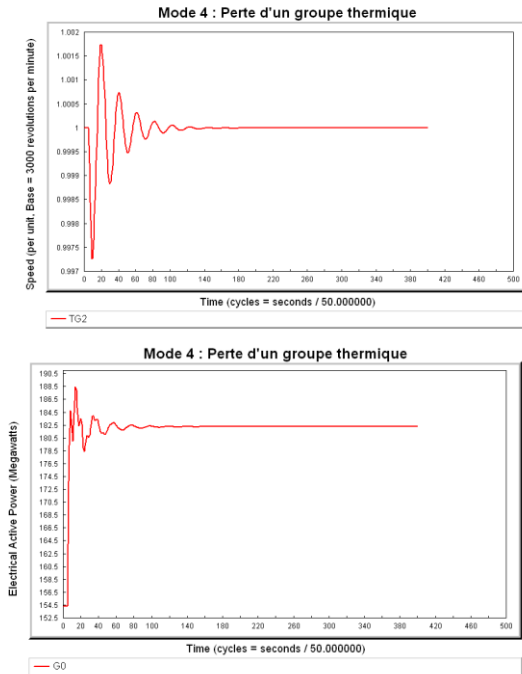




- Un court-circuit proche de la centrale thermique sur les barres 15 kV doit être éliminé en moins de 110 ms. On observe en effet un risque de pompage de puissance active si le court-circuit dure plus longtemps (120 ms) et la perte de synchronisme se précise si le temps de défaut atteint 130 ms.
- Le court-circuit sur les jeux de barres 63 kV (au bout de la ligne 63 kV) de l'arrivée
- SONELGAZ 63 kV est particulièrement sévère. On observe en effet de fortes fluctuations de la fréquence (jusqu'à 49 Hz et 51 Hz) durant les premiers instants du défaut pour un défaut éliminé en 120 ms. Ce qui porte à croire que les protections installées sur l'arrivée 63 kV doivent être en mesure d'éliminer un défaut franc en moins de 120 ms (même s'il n'y a pas rupture de synchronisme).







Comme on peut le constater selon les figures ci-dessus, la perte d'un transformateur 63 kV/15kV ou d'un des groupes de la centrale thermique n'affecte pas la stabilité du réseau.

En effet :

- La perte d'un transformateur 22.5 MVA 63/15 kV de l'arrivée SONELGAZ 63 kV n'entraîne aucune difficulté particulière. La puissance perdue est reprise par le transformateur restant.
- La perte d'un groupe de la centrale thermique ne présente aucune difficulté particulière. Après quelques oscillations, la puissance perdue est reprise entièrement par l'arrivée 63 kV SONELGAZ supposée être une source infinie.

9. Conclusion

Les différents tests de stabilité sur incidents majeurs effectués permettent de dégager les Conclusions suivantes :

- Le temps critique d'élimination de défaut franc proche des sources de production (arrivées SONELGAZ et centrale thermique) est de l'ordre de 110 ms. Ce

temps permet de garantir la stabilité de l'ensemble du réseau 225KV/63kV/15kV/5.5kV. Au-delà de ce temps, des risques de rupture de synchronisme ou de déclenchement des groupes par les protections anti-pompage existent.

- Les défauts sur le réseau MT (15 kV ou 5.5 kV) peuvent être éliminés en un temps plus long (700 ms) sans mettre le réseau en péril. Les reports de charge provoqués par la perte d'un transformateur ou d'un câble ne mettent pas en péril la stabilité du réseau.
- A l'exception du mode 5, la perte d'un groupe n'entraîne pas de chute de fréquence ou de tension particulière. La puissance perdue est reprise par la source SONELGAZ disponible.
- Dans le cas où le réseau est alimenté uniquement par les groupes thermiques (cas exceptionnel et rare), la perte d'un des groupes de production doit être suivie d'un déclenchement d'environ 55 % de la charge pour éviter une baisse de fréquence de plus de 1.5 Hz.

Références

- [1]. E.Gholipour SHAHRAKI, "Apport de l' UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques," thèse à l'université Henri Poincaré France, octobre 2003.
- [2]. J.P. Barret, P. Bornard and B. Meyer, "Simulation des réseaux électriques", EYROLLES, 1997.
- [3]. J. Tamura, M. Ueno, and Y. Matsumura., "Transient Stability Simulation of Power System Including Wind Generator by PSCAD/EMTDC", in IEEE Porto Power Tech. Conference, 10-13 September 2001.
- [4]. P. Kunder, J. Paserba, v. Ajarapu, , "Definition and classification of Power System Stability", in IEEE Transaction on Power System, vol 39, n°33, pp. 1387-1401, August 2004.
- [5]. Douglas J., Heydt G.T., " Power flow control and power flow studies for systems with FACTS devices, in IEEE transactions on power systems, vol.13, n°1, February 1998, pp. 60-65.
- [6]. J. F. Keri, "Unified Power Flow Controller (UPFC): Modeling and analysis." IEEE. Trans. Power Delivery, vol. 14, pp.648-654, apr. 1990.
- [7]. S. Saadate, K. Belacheheb, "Comparison of three basic control methods of mains compensation by means of unified power flow controller (UPFC)," in EPE 2001-Graz.