

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE
FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE**

N° Ordre :
Série:

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MAGISTER

En Electrotechnique

**ETUDE DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION DE LA NOUVELLE
LIGNE 400 kV EN ALGERIE**

Option : **Modélisation et Commande des Machines Electriques**

Par :

Mr BOUCHAHDANE Mohamed

Date de Soutenance :

Devant le jury:

Président	H. BENALLA	Professeur	Université Mentouri .Constantine
Rapporteur	A. BOUZID	Professeur	Université Mentouri .Constantine
Examineurs	A. BENTOUNSI	Maître de conférences A	Université Mentouri .Constantine
	R. CHENNI	Maître de conférences A	Université Mentouri .Constantine

Sommaire

Chapitre I : Plans de protection du réseau national

Introduction générale.....	1
I.1 Introduction	4
I. 2 Les anomalies dans un réseau électrique	4
I. 2.1 Les courts-circuits	4
I. 2.2 Les surtensions	5
I. 2.3 Les surcharges	6
I. 2.4 Les oscillations.....	6
I. 2.5 Les déséquilibres	6
I. 3 Historique	7
I. 3.1 Plan N°1 (antérieur à 1975)	7
I. 3.1.1 Travée ligne	7
I. 3.1.2 Travée Transformateur THT/HT	9
I. 3.2 Plan N°2 (durant la période allant de 1975 à 1980)	9
I. 3.3 Plan N°3 (plan adopté entre 1980 et 1985)	10
I. 3.4 Plan N°4 (plan adopté entre 1985 et 1990)	11
I. 3.4.1 Travée ligne THT	11
I. 3.5 Plan N°5 (plan adopté depuis 1990)	12
I. 3.5.1 Transformateurs THT/HT	12
I. 3.5.3 Protections de sauvegarde du réseau	13
I. 3.6 Plan N°6 (au de là de 2000)	14
I. 3.6.1 La fonction réenclencheur	15
I. 3.6.2 La fonction de protection complémentaire	15
I. 3.6.3 La fonction localisation de défaut	15

Chapitre II : Philosophie de réglage des protections du réseau national

II.1 Introduction	17
II.2 Protection principale de distance des lignes	18
II.2.1 Réglage de démarrage.....	18

II.2.2 Réglage des zones de mesure.....	19
II.3 Protection de réserve des lignes	23
II.3.1 Réglage du démarrage.....	23
II.3.2 Réglage des stades de mesure.....	24
II.4 Cas particulier du réglage des protections d'un piquage.....	25
II.5 Protection différentielle barres THT	26
II.6 Protection complémentaire.....	27
II.7 Protection de secours des lignes.....	28
II.8 Protection de défaillance disjoncteur.....	28
II.9 Dispositif de réenclenchement automatique.....	29
II.10 Dispositif de localisation de défaut.....	29
II.11 Fonctionnement en regime perturbe du reseau.....	30
II.11.1 Protection de sauvegarde du réseau.....	31

Chapitre III : Etude et analyse du fonctionnement du réseau 400kv

III.1 Introduction.....	35
III.2 Critères de fonctionnement	35
III.3 Configuration du réseau	35
III.4. Le principe de fonctionnement du simulateur SICRE.....	38
III.5.Horizon 2009 (Etat normal).....	41
III.5.1 La perte de synchronisme après un court circuit triphasé.....	42
III.5.1.1 Court-circuit sur la ligne 400kV SKS (Skikda) - R. Djamel	42
III.5.1.2 Court-circuit sur la ligne 400kV SKH (Hadjret Ennous) – El Affroun	50
III.5.2 Le comportement du réseau après la perte d'un poste 400/220kV	56
III.5.2.1 Perte du poste 400/220kV de Ramdane Djamel (ouverture de tous les départs)	56
III.5.2.2 Perte du poste 400/220kV de Oued Athmania (ouverture de tous les départs)	57
III.5.2.3 Perte du poste 400/220kV de Bir Ghablou (ouverture de tous les départs)	58
III.5.2.4 Perte du poste 400/220kV de Si Mustapha (ouverture de tous les départs)	59
III.5.2.5 Perte du poste 400/220kV de El Afroun (ouverture de tous les départs)	60
III.5.2.6 Perte du poste 400/220kV de Hassi Ameer (ouverture de tous les départs).....	61
III.6 Horizon 2012	62

III.6.1 la perte de synchronisme après un court circuit triphasé.....	62
III.6.1.1 Court-circuit sur la ligne 400kV Koudiet Eddraouche - R. Djamel	62
III.6.1.2 Court-circuit sur la ligne 400kV Koudiet Eddraouche – Chefia.....	69
III.6.1.3 Court-circuit sur la ligne 400kV SKS - R. Djamel	75
III.6.1.4 Court-circuit sur la ligne 400kV SKH- El Afroun.....	83
III.6.1.5 Court-circuit sur la ligne 400kV Terga- S.A.Boussidi.....	89
III.6.1.6 Court-circuit sur la ligne 400kV Terga- Hassi Ameer.....	95
III.6.2 Le comportement du réseau après la perte d'un poste 400/220kV	101
III.6.2.1 Perte du poste 400/220kV de Ramdane Djamel (ouverture de tous les départs) ...	101
III.6.2.2 Perte du poste 400/220kV de Chefia (ouverture de tous les départs)	102
III.6.2.3 Perte du poste 400/220kV de Ain Beida (ouverture de tous les départs)	103
III.6.2.4 Perte du poste 400/220kV de Oued Athmania (ouverture de tous les départs)	104
III.6.2.5 Perte du poste 400/220kV de Hassi Messaoud (ouverture de tous les départs)	105
III.6.2.6 Perte du poste 400/220kV de Hassi R'mel (ouverture de tous les départs)	106
III.6.2.7 Perte du poste 400/220kV de Bir Ghablou (ouverture de tous les départs)	107
III.6.2.8 Perte du poste 400/220kV de Salah BEY (ouverture de tous les départs)	108
III.6.2.9 Perte du poste 400/220kV de SI Mustapha (ouverture de tous les départs)	109
III.6.2.10 Perte du poste 400/220kV de El Afroun (ouverture de tous les départs)	110
III.6.2.11 Perte du poste 400/220kV de HAssi Ameer (ouverture de tous les départs).....	111
III.6.2.12 Perte du poste 400/220kV de Ouled El Alabtal(ouverture de tous les départs) ...	112
III.6.2.13 Perte du poste 400/220kV de Sidi Ali Boussidi (ouverture de tous les départs)...	113
III.7 Conclusion	115

Chapitre IV : Rôle des Interconnexions dans l'amélioration de la qualité de service

IV.1. Introduction.....	117
IV. 2 Historique de mise en service des interconnexions Maghrébines.....	117
IV.2.1 Interconnexion Algérie-Tunisie.....	117
IV.2.2 Interconnexion Maroc-Algérie.....	118
IV.2.3 Interconnexion Tunisie - Libye.....	118
IV.2.4 Interconnexion Maroc-Espagne.....	118

IV.3 Apports économiques des interconnexions.....	119
IV.3.1 Economie d'échelle sur la taille des moyens de production.....	120
IV.3.2 Economie sur le Partage de la réserve tournante.....	120
IV.3.3 Economie induite par les échanges d'énergie.....	120
IV.3.4 Economie induite sur le réseau Marocain par l'Interconnexion Maroc-Espagne	121
IV.4 Apports des interconnexions sur la qualité de service.....	121
IV.4.1 En exploitation normale du système électrique interconnecté	121
IV.4.2 En régime perturbé	121
IV.4.3 Cas d'incident majeur.....	122
IV.5 Perspectives de développement	122
IV.6 La perte d'un cycle combiné CC, de deux CC et de trois CC.....	123
IV.6.1 Etat sain	123
IV.6.2 Perte d'un CC (400MW) au niveau de la centrale de SKH	125
IV.6.3 Perte de deux CC (800MW) le premier au niveau de la centrale de SKS et le deuxième CC au niveau de la centrale SKH	127
IV.6.4 Perte de trois CC (1200MW) le premier CC au niveau de la centrale de SKS et le deuxième CC au niveau de la centrale de SKH et le troisième CC au niveau de la centrale Terga	129
Conclusion	130
Conclusion générale.....	131

INTRODUCTION GENERALE

Le système énergétique dont le but essentiel est d'assurer pour ses consommateurs une alimentation continue, en respectant des normes bien déterminée, doit être doté de moyens de protection performant qui veillera et en permanence sur son bon fonctionnement. Dans le transport d'énergie électrique les chercheurs ont été toujours confrontés à des incidents tel que : les défauts ;les surtensions etc...Pour cela une bonne conception du plan de protection peut les minimiser, mais pas les éliminer.

Un fonctionnement défectueux d'une protection peut donc avoir pour conséquence la coupure d'un ou plusieurs clients, voire même d'une ville entière, prioritaire compris. Or, lorsqu'un client industriel de 10 MW est coupé pendant 6 minutes, par exemple, cela ne correspond pas seulement à 1 MWh d'énergie non vendue pendant cette coupure, mais aussi à l'énergie non vendue pendant les quelques heures que le client mettra à repartir.

En plus les protections contre les situations anormales de réseau jouent un rôle primordial dans la prévention des effondrements de réseau, et c'est sur elles, autant que sur les régulations de groupes de production et les télé réglages de ces groupes , qu'a porté tout l'effort des responsables de la conduite des réseaux lorsque la leçon a été tirée lors de la panne du 2 février 2003, due à la perte de la centrale du Hamma (Algérie)qui a provoqué des déclenchement en cascade, 30 millions de personnes ont été plongés dans le noir pendant plusieurs heures.

Quelques blackouts importants en 2003 :

- § 14 août Nord-est des USA et Sud du Canada. déclenchement de lignes par amorçage et divers défaillances.50 millions d'habitants sont sans Électricité pendant plusieurs heures. [1]
- § 28 Septembre Italie.la totalité du pays moins la Sardaigne. déclenchement de lignes THT en suisse par amorçage et problèmes de coordination.56 millions de personnes sans électricité pendant plusieurs heures. [2] [3].

Ces différentes considérations montrent que l'activité " protections " du réseau de transport est, à la SONELGAZ comme dans toute société de distribution d'électricité, une activité stratégique.

Pour cela la thèse de notre mémoire s'intéresse à une étude réelle effectuée pendant 9 mois au niveau de *département Etude et prévision OS* (opérateur system) Sonelgaz-Alger et le *Laboratoire de Recherche de Protection et Contrôle des Réseaux Electrique* GRTE SONELGAZ - Sétif. « Gestionnaire Régional de Transport d'Electricité ».

Notre travail consiste à une étude complète sur le réseau national pour l'année 2012 ; En simulant plusieurs incidents afin de déduire le degré de stabilité du réseau et le seuil de réglage des protections.

Cette étude se subdivise en quatre chapitres :

Le premier donne un résumé des différents plans de protection dans le réseau national depuis 1975 jusqu'à ce jour la ; qui nous sera utile dans notre étude.

Le deuxième exposera la philosophie de réglage des protections, qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir harmonieusement les différentes priorités d'action entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation.

Dans le troisième chapitre on présentera une étude réelle basée sur des simulations de différents incidents dans le réseau national 400kV pour la pointe hiver de 2009 et 2012 afin de déterminer l'impact du réseau 400kV pour 2012.

En fin, dans le dernier chapitre une autre simulation importante a été ajoutée qui concerne la perte de synchronisme d'un ou plusieurs groupes de production ; pour vérifier la stabilité du réseau national.

Plans de protection du réseau national

I.1 Introduction

Un réseau électrique bien protégé est avant tout un réseau électrique bien conçu, par une étude préliminaire, le plan de protection, permet de définir son architecture en fonction de critères spécifiques d'utilisation. Les plans de protection décrivent les fonctions et les performances attendues du système de protection et qui doivent présenter une cohérence globale sans faille pour assurer ces performances de rapidité, et sélectivité avec une grande fiabilité. Ils définissent :

- Les types de fonctions de protection
- La position de ces fonctions dans la technologie du réseau.
- La coordination entre ces fonctions.

En réalité, ces plans de protection ne sont pas Figés. Ils changent dans le temps à chaque fois qu'un besoin d'amélioration ils avers nécessaire, à savoir :

- La nécessité de diminution du temps d'élimination des défauts.
- La recherche d'une meilleure sûreté de fonctionnement avec prise en considération du facteur économique.
- L'évolution technologique.

I. 2 Les anomalies dans un réseau électrique : [4] [5]

I. 2.1 Les courts-circuits : [6]

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tension différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau.

Les courts-circuits sont de natures et de types différents. On distingue :

- Les courts-circuits monophasés à la terre.
- Les courts-circuits biphasés à la terre ou isolés.
- Les courts-circuits triphasés à la terre ou isolés.

Le courant de court-circuit (triphase) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électrique.

Les courts-circuits peuvent provoquer des dégâts économiques importants s'il ne sont pas éliminés rapidement par les systèmes de protection.



Figure. I.1. Incident enregistré (DRD) le 16 Décembre 2008 à 00h28. (LIGNE 400 kV EL AFFROUN - BIR GHBALOU)

I. 2.2 Les surtensions :

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtension de manœuvres.
- Les surtension de foudre.
- Les surtension lentes.

Conséquences : Claquage et Vieillissement de l'isolation.

I. 2.3 Les surcharges :

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

I. 2.4 Les oscillations :

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

I. 2.5 Les déséquilibres :

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.

Contre toutes les anomalies précédemment citées, on élabore donc un plan de protection de tout le système électrique.

Seulement ces plans de protection ne sont pas figés, ils changent dans le temps à chaque fois qu'un besoin d'amélioration s'avère nécessaire, ces besoins d'amélioration sont souvent dictés par les soucis suivants :

- De diminuer le temps d'élimination des défauts. Car ce temps est une grandeur fondamentale d'un plan de protection, dans la mesure où elle caractérise les contraintes thermiques des équipements électriques.
- De chercher toujours après une meilleure sûreté de fonctionnement en cas de court-circuit notamment sur les réseaux de transport et d'interconnexion où les conséquences d'un non fonctionnement pourraient engendrer des dégâts économiques importants.
Donc la fiabilité nécessite la multiplication des circuits en réalisant le compromis avec le facteur économique.
- D'être à la page de l'évolution technologique dans le monde.

I. 3 Historique : [7] [8]

Le réseau SONELGAZ de transport connaît six plans de protection importants qui correspondent à des périodes précises.

I. 3.1 Plan N°1 (antérieur à 1975) :

Le réseau de transport était exploité en 150kV, pour les utilités des protections on utilise :

- Une batterie avec deux redresseurs (l'un en service et l'autre en réserve).
- Un enroulement protection sur le TC.
- Une bobine de déclenchement disjoncteur.

I. 3.1.1 Travée ligne :

Les protections des travées lignes THT et HT sont identiques :

- Une protection principale (habituellement c'est une protection de distance).
- Un réenclencheur série uniquement pour les liaisons aérien.
- Une protection complémentaire (c'est une protection de puissance résiduelle de terre).
- Une protection de secours (Max I).
- Un relais de discordance pôles (cas des disjoncteur à commande monopolaire).
- Un localisateur de défaut (cas des lignes longues).
- Et un perturbographe.

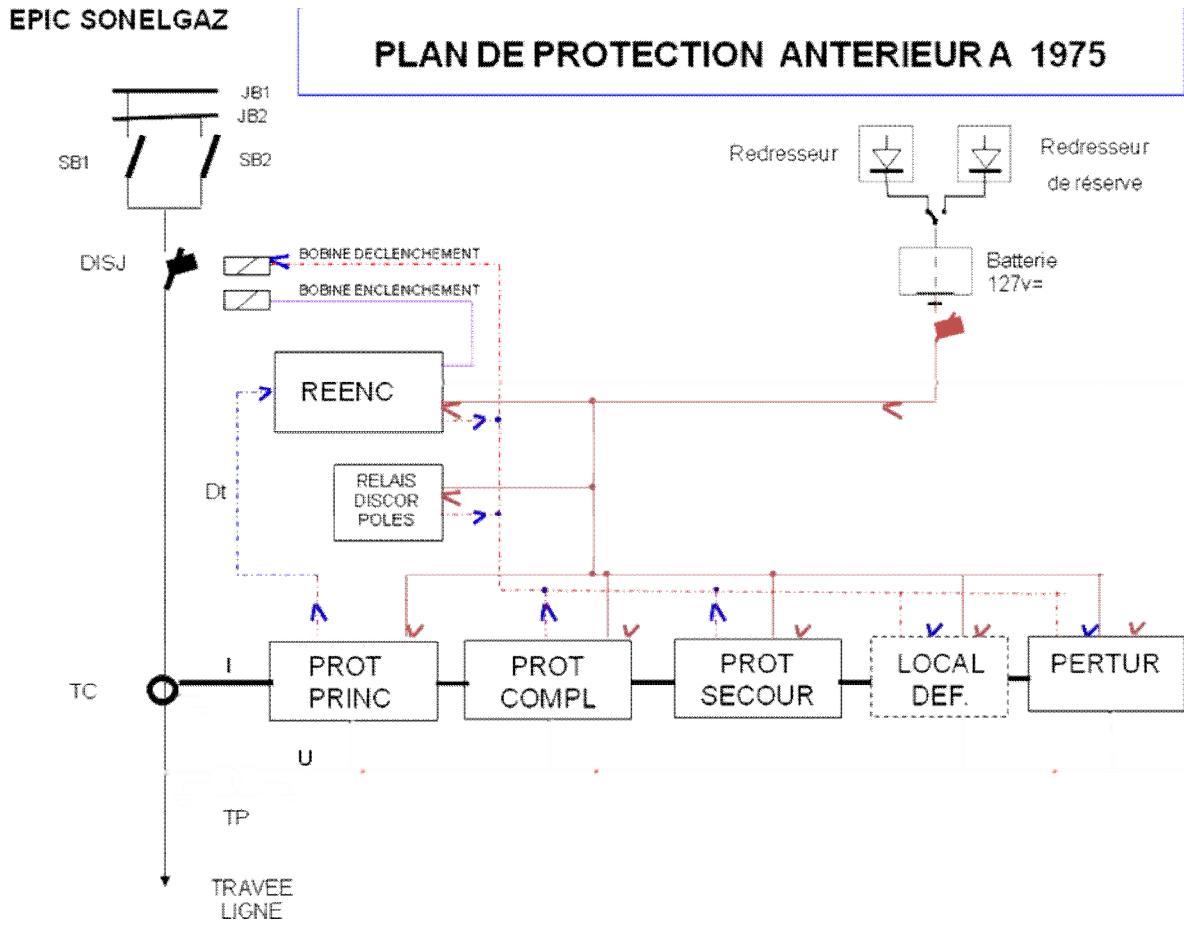


Figure. I.2. Plan de protection antérieur a 1975.

I. 3.1.2 Travée Transformateur THT/HT :

- Protections internes :
 - Buchholz transformateur.
 - Buchholz régleur.
 - Température enroulement.
 - Température huile.
 - Défaut réfrigérant.

- Protection externes :
 - Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant sur chaque enroulement.
 - Une protection de surcharge thermique.
 - Une protection masse cuve.

I. 3.2 Plan N°2 (durant la période allant de 1975 à 1980) :

Un évènement important enregistré durant cette période, c'est le passage à la tension 220kV sur le réseau de transport à cause de l'importance des puissances mises en jeu sur le réseau de transport.

Du point de vue constitution de base des installations BT, ce plan est identique au plan N°1 :

- Une batterie avec deux redresseurs (l'un en service et l'autre en réserve).
- Un enroulement protection sur le TC.
- Une bobine déclenchement.

Néanmoins un changement important du plan de protection est enregistré :

- Ø Introduction des premiers protections statiques sur les lignes (PDS2000).
- Ø Introduction des protections de réserve (de distance) semi-statique temporisées en monophasé (RAZOG).
- Ø Introduction des protections défaillance disjoncteur (RAICA).

Pour les lignes HT et les transformateurs HT/MT aucune modification par rapport au plan N°1.

Pour les transformateurs THT/HT :

∅ Introduction des protections de défaillance disjoncteur comme pour les lignes THT.

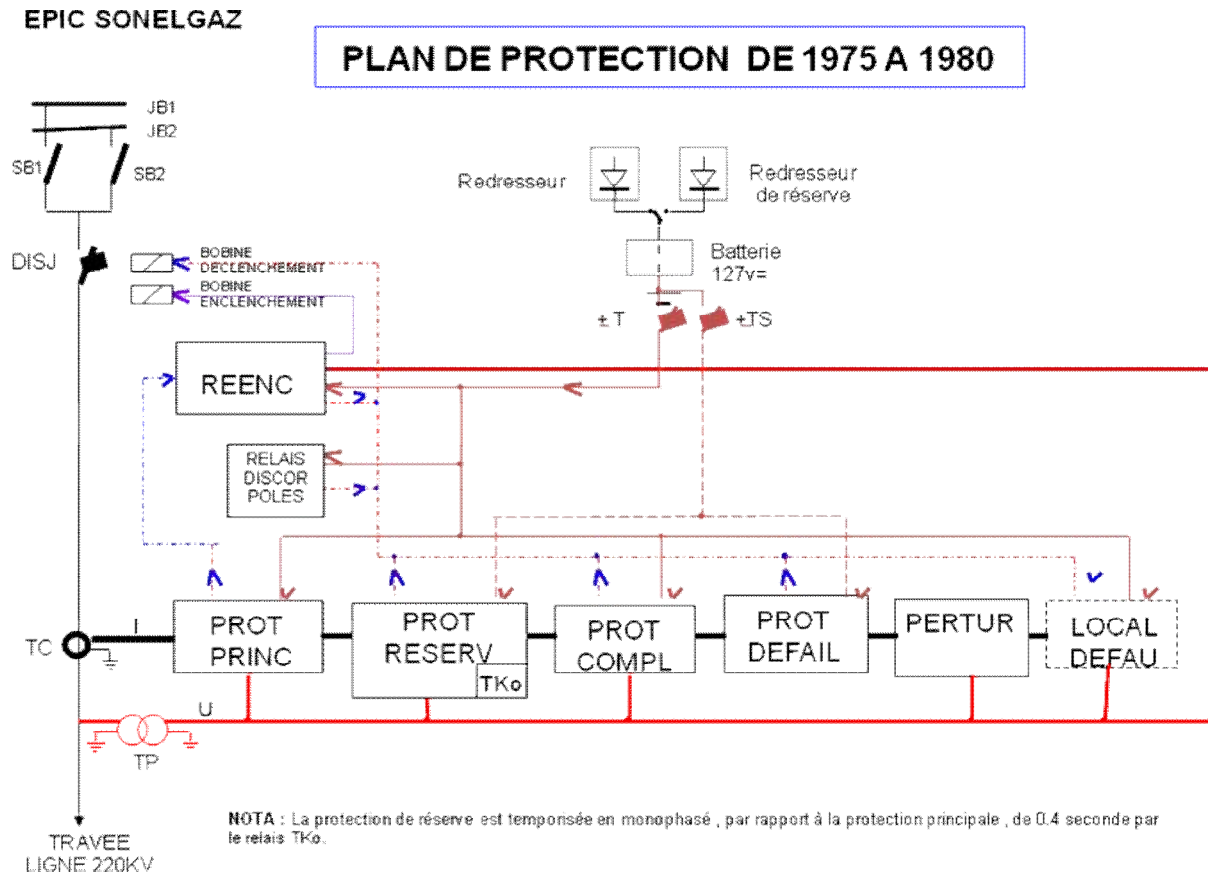


Figure. I.3. Plan de protection de 1975 à 1980.

I. 3.3 Plan N°3 (plan adopté entre 1980 et 1985) :

Dans ce plan il est enregistré des changements importants dans le but d'améliorer la fiabilité de fonctionnement lors des défauts :

- ∅ Deux batteries (127Vcc), une pour le circuit principale et l'autre pour le circuit secondaire.
- ∅ Trois redresseurs (127Vcc), deux en service et le troisième assure un secours pour chaqu'un des deux premiers.
- ∅ Deux enroulements protection sur le TC (une pour le circuit principale et le deuxième pour le circuit secondaire).
- ∅ Deux bobines de déclenchement disjoncteur.
- ∅ Une protection des barres THT.

Les transformateurs THT :

En plus des protection internes on trouve :

- Une protection différentielle longitudinale à deux branches, qui remplace la protection masse cuve et leur zone de protection intègre le TSA.
- Une protection à maximum de courant à temps constant sur chaque enroulement.
- Une protection de surcharge thermique.
- Une protection défaillance disjoncteur.

Le reste est identique au plan précédent.

I. 3.4 Plan N°4 (plan adopté entre 1985 et 1990) :

Dan ce plan il est enregistré des changements dans la fonctionnalité des équipements.

I. 3.4.1 Travée ligne THT :

- Ø Une protection principale statique (de distance) **multichaîne** associée à un réenclencheur parallèle.
- Ø Une protection de réserve (de distance) temporisée dont le constructeur et le principe sont différents que pour la PP.
- Ø Une protection complémentaire.
- Ø Une protection défaillance disjoncteur.
- Ø Un relais de discordance pôles.
- Ø Un localisateur de défaut pour les lignes longues.
- Ø Un perturbographe.

Pour les transformateurs des services auxiliaires (TSA) :

- Ø Une protection masse cuve.
- Ø Une protection de neutre MT.

Noter que la protection des bornes primaires du TSA sont protégées par la différentielle du transformateur de puissance (deux branches).

Pour les lignes HT :

- Ø Introduction des protections de distance statiques et des réenclencheurs parallèles.

EPIC SONELGAZ

PLAN DE PROTECTION DE 1980 A 1990

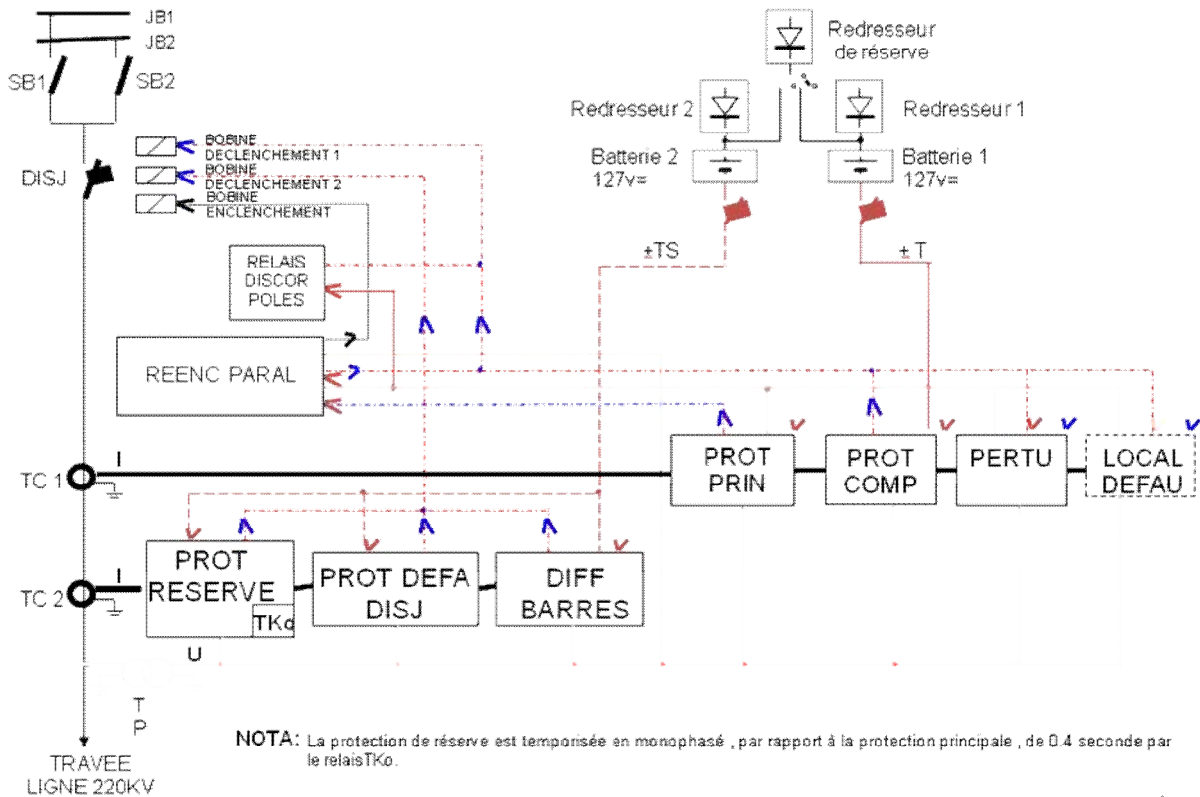


Figure. I.4. Plan de protection de 1980 à 1990.

I. 3.5 Plan N°5 (plan adopté depuis 1990) :

La différence par rapport au plan N°4 est :

- ∅ Les protections de défaillance disjoncteur sont indépendantes.
- ∅ Une protection de réserve (de distance) qui devient protection principale 2. cette protection dispose des mêmes chances de fonctionnement que la protection principale 1 (de distance) à s'avoir :
 - Adoption du réenclenchement.
 - Suppression temporisation.
 - Mêmes valeurs de réglage.

I. 3.5.1 Transformateurs THT/HT :

- ∅ Introduction d'une protection à max de I à deux seuils cote THT.
- ∅ Adoption des protections de défaillance disjoncteur sur tous les travées HT des potes THT/HT.

I. 3.5.3 Protections de sauvegarde du réseau :

Les lignes d'interconnexion internationales et régionales sont dotés de :

- ✓ Protection de rupture de synchronisme.
- ✓ Relais d'asservissement de puissance.
- ✓ Relais de fréquence.

Pour les départs MT, il est adopté un relais à maximum de courant de type $2I_n+I_h$, à un seuil de courant à temps constant. Ce relais est associé à un dispositif de réenclenchement automatique qui réalise : $1RR+2RL$ (pour les liaison aériennes).

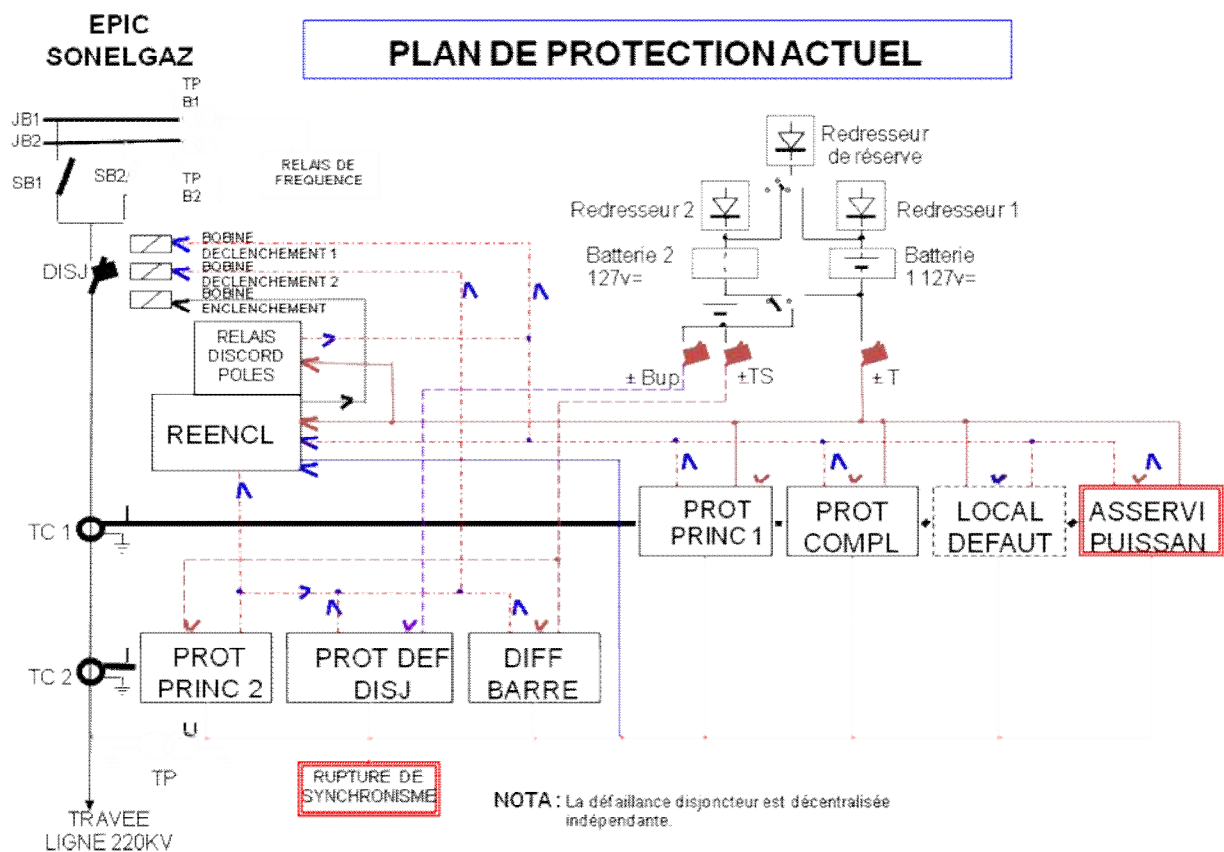


Figure. I.5. Plan de protection actuel.

I. 3.6 Plan N°6 (au de là de 2000) :

Il y a lieu de signaler qu'un nombre important de protections numériques a été introduit entre 1995 et 2000 notamment avec les postes de BMR, HMO et la mise à niveau du plan de protection dans le cadre de l'interconnexion du réseau Maghrébin au réseau Européen (interconnexion réalisée le 25/05/1998).

En technologie numérique l'intégration vise trois objectifs principaux :

- q Coût réduit.
- q Fonctionnalités (Surcharge, Max U, ...).
- q Espace réduit.

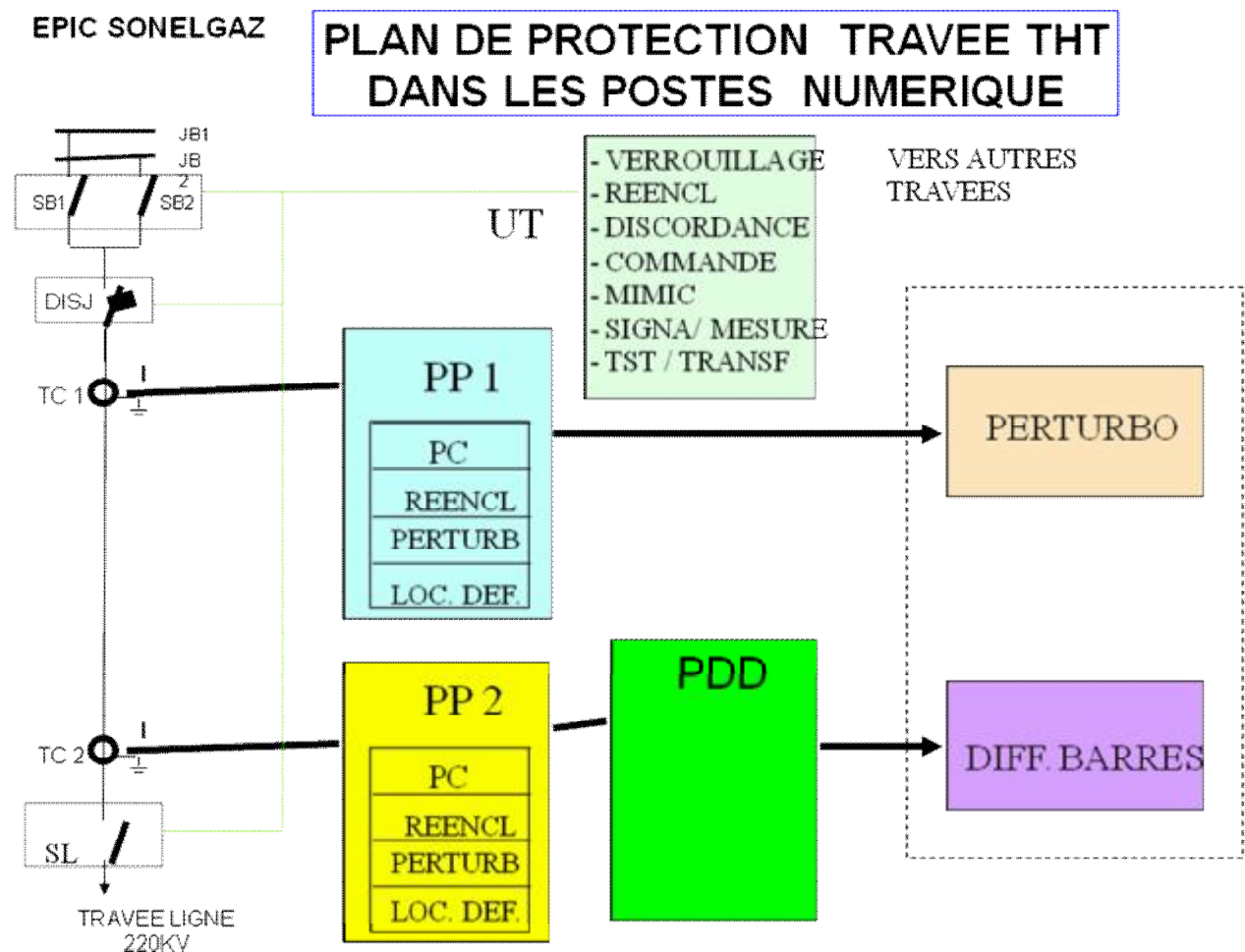


Figure. I.6. Plan de protection travée THT dans les postes numériques.

I. 3.6.1 La fonction réenclencheur :

Fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2 (avec interverrouillage pour éviter les problèmes liés à une sélection de phase différente de PP1 et PP2). C'est une solution avantageuse dans la mesure où elle assure une bonne fiabilité.

Fonction intégrée dans l'unité de travée. C'est une solution avantageuse quand on sait que cette fonction est étroitement liée au disjoncteur.

I. 3.6.2 La fonction de protection complémentaire :

Fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2 pour les lignes THT.

Fonction intégrée à la protection principale (de distance) pour les lignes HT.

I. 3.6.3 La fonction localisation de défaut :

Centralisée intégrée à la perturbographie.

Fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2 pour les lignes THT et à la PP pour les lignes HT en version décentralisée.

Dans ce chapitre un exposé détaillé des différents plans de protection dans le réseau national depuis 1975 jusqu'à ce jour la ; qui nous sera utile dans notre étude.

Le chapitre prochain on exposera la philosophie de réglage des protections

Philosophie de réglage des protections du réseau national

II.1 Introduction :

Le plan de protection SONELGAZ est conçu de façon à prévoir tous les équipements basse tension nécessaires qui permettent de protéger de façon sûre et sélective les lignes et les transformateurs contre tous les types de défauts.

Aussi, il est élaboré une philosophie qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir harmonieusement les différentes priorités d'action entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation.

Le calcul des réglages dépend de plusieurs paramètres à savoir:

1- Le type de réseau:

- Réseau d'interconnexion.
- Réseau de transport.
- Réseau de répartition .
- Réseau de distribution.

2- La topologie du réseau:

- Ligne ordinaire dans un réseau maillé de transport ou de répartition.
- Ligne longue reliant des postes disposant de lignes courtes.
- Ligne en antenne.
- Ligne en piquage.
- Transformateur d'interconnexion THT/HT.
- Transformateur HT/MT.

3- Le type de protection:

- Protection de distance.
- Protection différentielle.
- Protection à maximum de courant.
- Protection de surcharge thermique.
- Protection à maximum ou à minimum de tension etc.....

4- Le plan de protection.

5- La technologie des protections:

- Electromécanique.
- Statique.
- Numérique.

II.2 Protection principale de distance des lignes : [9] [10]

Les protections de distance sont généralement caractérisées par un démarrage et une mesure de distance et de direction dont les réglages sont calculés compte tenu des caractéristiques de construction de la ligne et des rapports de transformation des réducteurs de mesure.

Dans les nouvelles installations, ou celles qui ont été mises à niveau le choix des réglages sur les protections de distance principale 1 et 2, est identique.

II.2.1 Réglage de démarrage:

Parmi toutes les protections de distance des réseaux de répartition, de transport et d'interconnexion on rencontre trois types de démarrage:

a- Le démarrage ampèremétrique dont le courant de réglage est choisi entre la valeur du courant de court-circuit minimal (biphasé) et le courant de surcharge maximal.

$$I_{CH.MAX} < I_R < I_{CC.MIN} \quad (II.1)$$

Ce type de démarrage est adopté sur les protections des réseaux HT et THT dont les puissances de court-circuit sont élevées et assurent à tous les coups le fonctionnement des éléments de démarrage ampèremétriques.

b- Le démarrage impédancemétrique est d'application très répandue. Il est généralement réglé à 140 % de la longueur de la ligne pour assurer une protection de secours aux différents stades de mesure des protections du poste local et du poste en vis-à-vis. Dans le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage à 140 % de la longueur de la ligne longue n'est pas conseillé de peur de dépasser la zone de protection et d'engendrer des fonctionnements non sélectifs.

On préconise à cet effet le réglage suivant pour la protection installée en A :

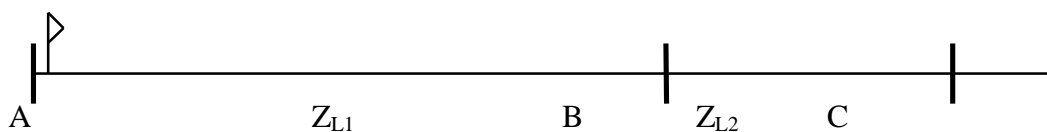


Figure .II.1. Les zones de réglage de protection.

$$Z_d = Z_{L1} + 40 \% Z_{L2} \quad (II.2)$$

Le démarrage des protections installées sur les liaisons en antenne est choisi de façon à sensibiliser la protection même pour les défauts internes au transformateur:

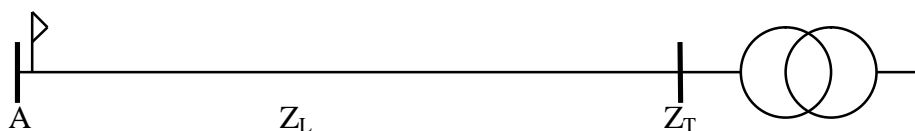


Figure .II.2. Les zones de réglage de protection.

$$Z_d = Z_L + Z_T \quad (II.3)$$

On notera que même si l'on démarre pour un défaut au secondaire du transformateur, les protections de ce dernier ont toujours le temps d'éliminer le défaut avant l'action du troisième stade de la protection de distance.

Dans tous les cas de réglage, l'impédance de démarrage est ensuite comparée à l'impédance de service minimale (qui correspond au régime de surcharge maximal de la ligne) pour éviter les déclenchements intempestifs en régime de surcharge.

L'action de la protection de distance, lorsque seulement le démarrage est sollicité, se fait pour toutes protections en 3^e et 4^e stades. Soit:

$$T \approx 1.2 \text{ SEC}$$

II.2.2 Réglage des zones de mesure:

a- Première zone de mesure:

La protection de distance n'est pas une protection sélective à 100 % comme c'est le cas d'une protection différentielle longitudinale. Les erreurs dues à la méconnaissance exacte des caractéristiques de la ligne, aux réducteurs de mesure (TT et TC),

et à la mesure de la protection elle-même, sont à l'origine d'une zone morte qui ne permet pas de régler la totalité de la ligne en première zone.

Les réglages peuvent être choisis, pour le cas d'une ligne ordinaire, entre 80 % et 90 % de la longueur de la ligne, suivant les cas suivants:

- La première zone des protections électromécaniques est réglée à 90 % de la longueur de la ligne. Le coude enregistré sur la caractéristique temps-distance, à la limite du premier stade, permet d'assurer une sélectivité de fonctionnement même en cas de chevauchement des premières zones des protections aux postes A et B.

Ce même réglage est aussi préconisé quand la protection localement est de technologie électromécanique et celle du poste opposé de technologie statique:

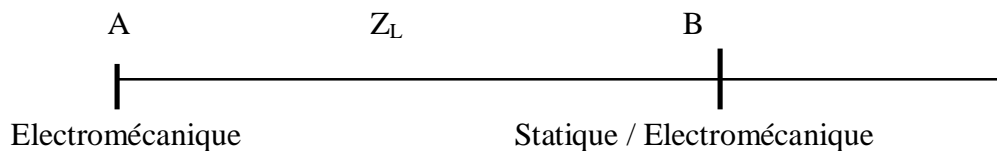


Figure .II.3. Les zones de réglage de protection.

$$Z_1 = 0.9 \times Z_L \quad (II.4)$$

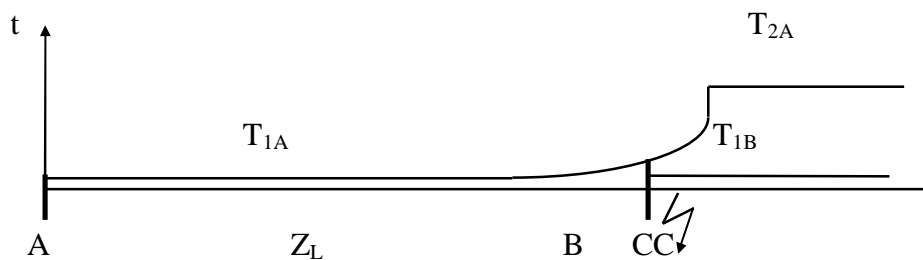


Figure .II.4. Caractéristique temps distance avec chevauchement.

- Il est adopté un réglage à 80 % de la longueur de la ligne avec un déclenchement instantané en temps de base quand localement on dispose d'une protection statique alors que le poste opposé est équipé de protection électromécanique ou statique. Ce réglage permet d'éviter les chevauchements des premières zones des protections en A et B qui sont à l'origine des fonctionnements non sélectifs de la protection du poste A (cette dernière est plus performante).

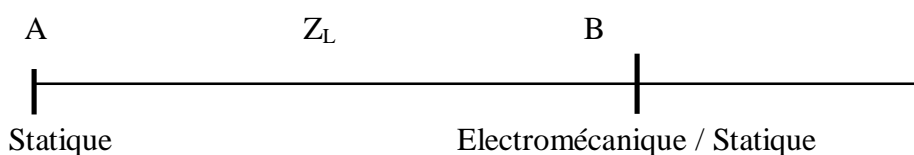


Figure .II.5. Les zones de réglage de protection.

$$Z_1 = 0.8 \times Z_L \quad (II.5)$$

- Particulièrement pour une ligne en antenne alimentant un transformateur THT/HT ou HT/MT, la première zone est réglée de façon à couvrir toute la ligne jusqu'aux bornes d'entrées primaires du transformateur.

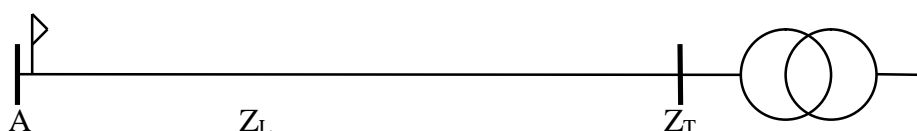


Figure .II.6. Les zones de réglage de protection.

$$Z_1 = Z_L + 20 \% Z_T \quad (II.6)$$

L'action des protections, en première zone de mesure est instantanée (il dépend des performances de la protection et

b- Deuxième zone de mesure:

Le réglage classique de la deuxième zone est de 120 % de la longueur de la ligne.

Dans des situations exceptionnelles comme le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte le réglage de cette zone est réduit pour éviter les fonctionnements non sélectifs dus au dépassement de zone. On préconise à cet effet le réglage suivant:

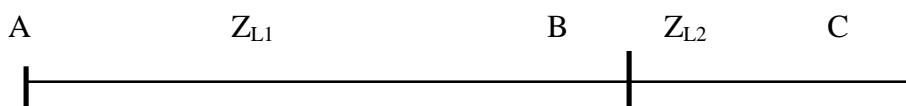


Figure .II.7. Les zones de réglage de protection.

$$Z_2 = Z_{L1} + 20 \% Z_{L2} \quad (II.7)$$

Le réglage adopté en deuxième stade pour le cas d'une ligne en antenne:

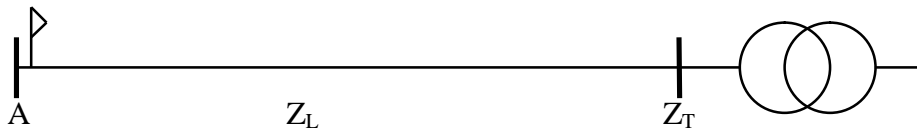


Figure .II.8. Les zones de réglage de protection.

$$Z_2 = Z_L + 50 \% Z_T \quad (\text{II.8})$$

Le fonctionnement en deuxième zone est un secours qui élimine les défauts situés dans la zone morte de la ligne et au delà du poste opposé pour le cas des réseaux maillés.

Il permet par ailleurs la détection des défauts internes au transformateur dans le cas des alimentations en antenne.

L'action de déclenchement en deuxième zone est temporisée:

- Lorsque le poste en vis-à-vis est équipé de protections électromécaniques on adopte :

$$T_2 = 0.5 \text{ Sec}$$

- Lorsque le matériel est purement statique dans le poste local et dans le poste opposé on adopte:

$$T_2 = 0.3 \text{ Sec}$$

Il est important de retenir que pour l'un et l'autre des cas cités ci-dessus la temporisation deuxième stade doit être supérieure au premier stade de la protection de réserve des postes lointains (quand celle-ci est d'application) si l'on veut garantir la sélectivité de fonctionnement des protections.

Il est bien évident qu'avec l'adoption de l'accélération HF ou de l'allongement de stade, on obtient des déclenchements simultanés et instantanés pour les défauts situés dans les 10% à 20 % de début et de fin de ligne. Les fonctionnements en deuxième zone seront réduits notablement (diminution du temps d'élimination des défauts).

c- Troisième zone de mesure:

La portée de la troisième zone de mesure est habituellement réglée égale à la portée de l'élément de démarrage. En présence de ligne en antenne, le réglage est choisi de façon à protéger tout la ligne et 80 % de l'impédance du transformateur.

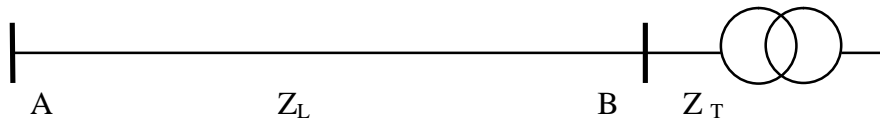


Figure .II.9. Les zones de réglage de protection.

$$Z_3 = Z_L + 80 \% Z_T \quad (\text{II.9})$$

Les actions des déclenchements en troisième et quatrième zones se font en:

$$T_3 = 1.2 \text{ Sec} \quad ; \quad 2 \text{ Sec} \leq T_4 \leq 2,5 \text{ Sec}$$

En évitant un réglage identique des T4 sur les différentes travées d'un même poste.

II.3 Protection de réserve des lignes :

Cette protection existe uniquement dans quelques postes en attendant sa mise en parallèle avec la protection principale.

La protection de réserve de distance est utilisée pour pallier à une défaillance de la protection principale. Elle améliore la fiabilité de fonctionnement du matériel.

Dans les anciennes installations, cette protection n'est pas associée au dispositif de réenclenchement automatique. Son action est cependant triphasée définitive quelque soit le type et la nature du défaut. Dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation des consommateurs, les ordres de déclenchement monophasés sont temporisés (0.2 Sec ou 0.4 Sec) pour permettre à l'ensemble protection principale et réenclencheur de réussir les cycles DR (Déclenchement et réenclenchement) lors des défauts monophasés fugitifs.

On rappellera que ces protections équipent l'ensemble des lignes de transport et d'interconnexion. Elles sont parfois adoptées sur les liaisons HT de certains postes jugés stratégiques.

II.3.1 Réglage du démarrage:

Le réglage du démarrage est choisi de la même façon que celui de la protection de distance principale.

II.3.2 Réglage des stades de mesure:

Dans l'ancien plan de protection, la protection de réserve est temporisée vis-à-vis des défauts monophasés afin de donner toutes les chances à la protection principale de réaliser les cycles DR (déclenchement et réenclenchement) lors des défauts monophasés fugitifs.

En plus de cela, il est adopté une réduction des portées de première et deuxième zones pour éviter les chevauchements de zone des protections principale et de réserve.

On règle à cet effet, pour le cas des lignes classiques:

$$Z_1 = 0.7 \times Z_L \quad Z_2 = 1.1 \times Z_L \quad Z_3 = 1.3 \times Z_L \quad (II.10)$$

Pour le cas des lignes en antenne, les mêmes réglages en zones sont adoptés sur les protections de distance principale et de réserve.

Les temps de déclenchement des différents stades s'établissent comme suit:

- Monophasé:

Dans le cas où les protections sont de technologie statique dans les postes A et B on règle:

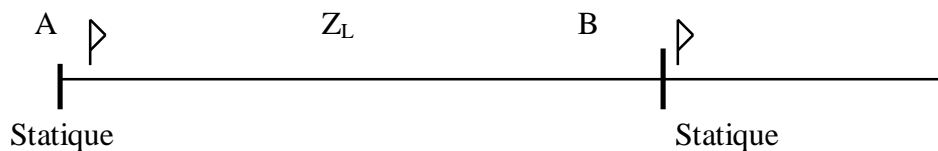


Figure .II.10. Les zones de réglage de protection.

$$T_1 = 0.2 \text{ Sec} \quad T_2 = 0.3 \text{ Sec}$$

Dans le cas où les protections sont de technologie:

- Statique au poste A et électromécanique au poste B.

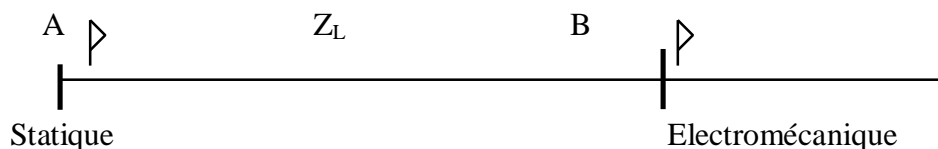


Figure .II.11. Les zones de réglage de protection.

- Electromécanique au poste A et quelconque au poste B.

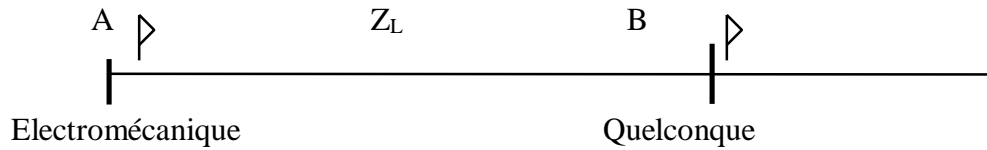


Figure .II.12. Les zones de réglage de protection.

On règle pour ces cas:

$$T_1 = 0.4 \text{ Sec}$$

$$T_2 = 0.5 \text{ Sec}$$

Dans le cas de défauts monophasés la temporisation T_1 est additionnée à T_2 . L'élimination d'un défaut deuxième stade se fait donc en 0.5 Sec ou 0.9 Sec avec la protection de réserve.

- Triphasé:

Lors des défauts polyphasés, les protections principale et de réserve agissent par des déclenchements triphasés définitifs (réglages en temps identiques). La plus performante des deux protections (temps de base court) déclenchera la première. Les temporisations des troisième et quatrième stades sont identiques à celles de la protection principale.

Avec l'avènement du nouveau plan de protection, adopté déjà avec quelques postes THT, les protections de distance principale 1 et principale 2 (ex. réserve) ont les mêmes chances de fonctionnement quelque soit la nature ou le type de défaut. Ce qui ne nécessite plus de choisir des valeurs de réglages différentes.

II.4 Cas particulier du réglage des protections d'un piquage: [11]

Les piquages sont réalisés dans les zones qui subissent un développement industriel important, rapide et inattendu. Ce genre de schéma particulier, qui est d'ailleurs transitoire en attendant l'implantation d'un poste de transformation définitif, répond bien du point de vue de l'alimentation électrique des consommateurs, néanmoins il reste très délicat sur le plan du choix des réglages des protections et ne garantit pas à tous les coups une bonne continuité de service.

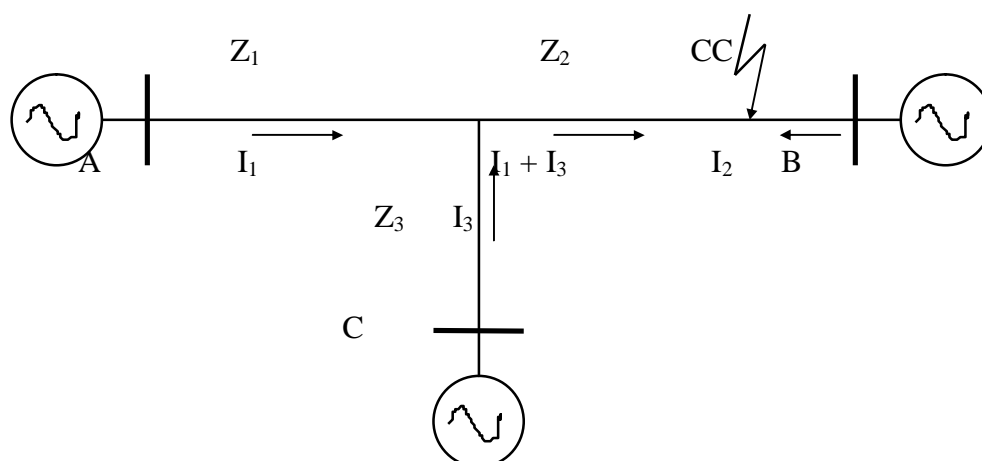


Figure .II.12. Les zones de réglage des protections d'un piquage.

Ce piquage est caractérisé par trois sources actives.

Les défauts qui apparaissent sur la zone délimitée par les trois pôles du piquage seront alimentés par les trois sources A,B et C.

La difficulté du calcul des réglages pour chacune des protection en A,B et C, réside dans le fait que le courant traversant la protection n'est pas le même que celui qui parcourt le tronçon situé au delà du point de piquage.

Dans le cas de l'exemple ci-dessus, la protection en A est traversée par le courant I_1 .

Le tronçon situé entre le point de piquage et le défaut est parcouru par le courant $I_1 + I_3$.

Le même problème est constaté pour le cas de la protection en C qui est traversée par le courant I_3 alors que le tronçon situé au delà du point triple est traversé par le courant $I_1 + I_3$.

Par contre la protection en B est parcourue par le courant qui participe directement au défaut.

Les conséquences pour les protections en A et C sont telles qu'au delà du point de piquage la mesure de la réactance n'est pas seulement proportionnelle à la longueur de la ligne mais aussi au rapport des courants des sources C et A, qui est à son tour fonction du régime de fonctionnement du réseau.

II.5 Protection différentielle barres THT :

La protection différentielle barres est destinée à protéger les barres THT contre les courts-circuits. Sa zone de protection est délimitée par les transformateurs de courant des différentes travées qui constituent le poste. Son action est rapide et sélective pour les défauts intérieurs à la zone protégée. L'une des qualités de la protection différentielle barres est de rester stable vis-à-vis des défauts de réseaux.

Le principe de fonctionnement de cette protection est basé sur la loi de KIRCHHOFF. Elle compare en permanence la somme des courants entrants à la somme des courants sortants des barres.

Sachant que les rapports de transformation des transformateurs de courant sont différents d'une travée à l'autre, le réglage de la protection consiste à déterminer les transformateurs auxiliaires adéquats qui permettent d'équilibrer la protection en régime sain. Il est par ailleurs défini un courant de démarrage de la protection dont le réglage est déterminé compte tenu du départ le plus chargé pour permettre un aiguillage du départ sans risque de déclenchement en cas de besoin.

La circulation d'un courant différentiel faible verrouille la protection et provoque une alarme.

II.6 Protection complémentaire:

La protection complémentaire a pour rôle l'élimination des défauts très résistants pour lesquels les protections de distance sont insensibles. Elle fonctionne souvent sous l'allure d'une courbe de puissance résiduelle (parfois de courant résiduel directionnel) à temps inverse, choisie parmi un faisceau de courbes plus ou moins rapides.

Pour éviter de devancer les protections principale et de réserve et en raison de son action triphasée sur le disjoncteur, cette protection est temporisée et agit dans tous les cas après les deuxièmes stades des protections de distance.

Les protections complémentaires des lignes THT, doivent être réglées à 0,8 Sec, par contre sur les lignes HT, il est préférable d'adopter une temporisation de 1 Sec afin d'éviter les fonctionnements intempestifs pour les défauts sur le réseau MT.

De plus, pour assurer une sélectivité de fonctionnement vis-à-vis des protections de distance, on réalise le verrouillage de la protection lors d'un cycle en cours de réenclenchement du disjoncteur.

La détermination des valeurs de réglage en puissance résiduelle ou en courant résiduel nécessite un calcul de court-circuit qui tiendrait compte d'une résistance maximale de défaut, en bout de ligne, de 100 Ohm (Cette valeur est estimée largement suffisante pour la détection des défauts résistants des régions rocailleuses, montagneuses ou sablonneuses).

II.7 Protection de secours des lignes:

La protection de secours des lignes HT est réalisée par l'intermédiaire d'un relais à maximum de courant triphasé à temps constant. Son rôle est d'assurer en premier lieu le secours des protections principales et complémentaires contre les courts-circuits de nature quelconque, mais aussi de déclencher les surcharges inadmissibles sur la ligne.

Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal en bout de la ligne (défaut biphasé).

Le temps d'action de cette protection est choisi compte tenu des temporisations des protections à maximum de courant des lignes et transformateurs environnants, pour assurer une bonne sélectivité de fonctionnement.

Cette temporisation est généralement choisie entre le troisième et quatrième stade des protections de distance.

$$I_{SURCH.} < I_R < I_{CC \min} \quad T_3 < T_R < T_4 \quad (II.11)$$

II.8 Protection de défaillance disjoncteur:

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifie parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service. Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée. Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principale et/ou de réserve. A l'échéance d'une temporisation de 0.3 Sec, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut.

Les réglages sont:

$$T = 0.3 \text{ Sec} \quad I_R = 1.5 \times I_N \quad (II.12)$$

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée transformateur qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur. Le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement.

II.9 Dispositif de réenclenchement automatique:

Les statistiques annuelles des incidents montrent que près de 75 % des défauts sur les lignes aériennes sont monophasés fugitifs.

A cet effet, et dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation, il est associé aux protections principales un dispositif de réenclenchement automatique du disjoncteur qui assure:

- En monophasé:

- Un réenclenchement pour les défauts fugitifs (DR).
- Un réenclenchement suivi d'un déclenchement triphasé définitif lorsque le défaut est permanent (DRD).

- En triphasé:

- Un déclenchement définitif sur les lignes du réseau maillé.

En ce qui concerne les lignes réalisées en antenne, il est exceptionnellement permis de faire le réenclenchement triphasé, quelque soit le type de défaut.

Réglage du réenclencheur:

- Lignes en antenne:

- Mode de réenclenchement : Triphasé.
- Temps de réenclenchement : 3 Sec.
- Temps de discrimination : 0.8 Sec.

- Lignes du réseau maillé:

- Mode de réenclenchement : Monophasé
- Temps de réenclenchement : 1,2 Sec (sauf pour les postes dotés du matériel BT électromécanique où il faut adopter 1,5 Sec).
- Temps de discrimination : 0.8 Sec.

La fonction de réenclenchement n'est pas appliquée sur les liaisons souterraines, sachant que les défauts de câbles sont toujours permanents.

II.9 Dispositif de localisation de défaut:

Les lignes longues sont généralement équipées à une extrémité par un dispositif de localisation de défaut. Cet automate permet de situer le lieu de défaut pour faciliter la tâche des agents de la maintenance chargés de la réparation de la ligne.

Le fonctionnement de cet appareil est provoqué par les déclenchements monophasés de la protection principale et consiste à mesurer l'impédance de court-circuit qui est directement proportionnelle à la longueur de la ligne. Dans les protections de distance, numériques, cette fonction est intégrée dans la base pour certaine protection et en option sur d'autres.

$$D = \frac{X_{CC}}{X_{0L}} \quad (\text{ km}) \quad (\text{II.13})$$

Avec: X_{CC} La réactance de court-circuit.

X_{0L} La réactance linéique de la ligne.

II.16 Fonctionnement en regime perturbe du reseau:

Un réseau fiable, capable de faire face à toutes les perturbations graves de fonctionnement engendrées par les incidents de réseaux, nécessite des investissements importants pour sa réalisation (grande réserve de marche des machines de production, les lignes et les transformateurs doivent supporter sans contrainte les reports de charge, etc...).

Seulement, les situations de fonctionnement perturbées sont rares et exceptionnellement créées par la coïncidence de plusieurs incidents ou plusieurs indisponibilités d'éléments de réseau, qu'il devient injustifié de baser le choix du matériel électrique sur des situations de fonctionnement aussi improbables.

Un compromis est à cet effet réalisé par l'élaboration d'un plan de sauvegarde du réseau pour, d'une part éviter les surcoûts d'une fiabilité excessive du réseau et d'autre part minimiser les conséquences engendrées sur la continuité d'alimentation en envisageant une série d'actions qui permettent de préserver les moyens de production et d'assurer une reconstitution simple et rapide du réseau, lorsqu'un processus conduisant à un manque général de tension est enclenché.

Les situations de fonctionnement en régime perturbé d'un réseau, sont essentiellement causées par:

- Les reports de charge sur les lignes de transport et d'interconnexion.
- Les déclenchements d'alternateur ou de ligne importante.
- Le fonctionnement du réseau avec une tension dégradée.
- La perte de stabilité.

II.16.5 Protection de sauvegarde du réseau: [12] [13]

a- Protection de délestage:

La sauvegarde du réseau vis-à-vis des incidents entraînant une baisse de fréquence est réalisée automatiquement par des relais à minimum de fréquence installés au niveau des postes HT/MT et sur certaines liaisons d'interconnexion régionales et internationales.

b- Relais a minimum de fréquence des postes HT/MT:

Cette protection comporte 5 stades dont les actions sont effectuées suivant les réglages du tableau suivant:

SEUILS DE FREQUENCE	F (Hz)	T (Sec)
1 ^{ER} stade	49,3	0.2
2 ^e stade	49	0.2
2 ^e stade Temporisé	49	10
3 ^e stade	48,5	0.2
4 ^e stade	48	0.2

TABLEAU II.1. Seuils de fréquence.

*** Relais a minimum de fréquence des interconnexions:** [14]

Les fréquences et les temps d'action sont donnés par le tableau suivant:

FREQUENCE (Hz)	T (Sec)	OUVRAGE CONCERNE
48,7	0.2	Interconnexion internationale
48,2	0.2	Interconnexion régionale SUD lorsque le transit se fait dans le sens SUD-NORD.
47.8	0.2	Ilottage régional
46	0.2	Ilottage des groupes de production.

TABLEAU II.2. Les fréquences et les temps d'action.

b- Relais d'asservissement de puissance:

Les lignes d'interconnexion régionales ou internationales et certaines lignes de transport importantes sont équipées par des relais d'asservissement de puissance active dont le rôle est de:

- Signaler après 5 Sec le dépassement du courant de transit de consigne. Cette valeur de consigne est réglée différemment d'une ligne à l'autre. Elle n'est limitée parfois que par la capacité de transit de la ligne.
- Elaborer un déclenchement rapide au dépassement d'une certaine puissance active dans un sens de transit préalablement défini. Cet ordre de déclenchement provoque:
 - Dans certains cas l'ouverture de la ligne.
 - Dans d'autres cas la décharge de la ligne par l'ouverture de quelques départs HT.

Il existe parfois des relais de puissance active bidirectionnelle, avec un seuil de réglage en puissance pour chaque sens de transit.

Dans les schémas d'alimentation en boucle des réseaux HT, ces relais sont utilisés pour réaliser des actions de délestage dans les postes alimentés en antenne par suite de l'ouverture de la boucle.

c- Relais de rupture de synchronisme :

Cette protection équipe les liaisons d'interconnexion importantes et fonctionne lors des pertes de stabilité du réseau.

Les protections utilisées sont de types DRS50 ou TDRRS50.

d- Relais de délestage par minimum de tension :

Les relais de délestage à minimum de tension sont utilisés pour consolider le plan de sauvegarde en cas de fonctionnement du réseau avec des plans de tension dégradés.

Son fonctionnement se fait en deux temps quand la tension à atteint 80% U_n :

- $T_1 = 3$ Sec Déclenchement des départs MT aiguillés sur le premier et deuxième stades des matrices de délestage.
- $T_2 = 6$ Sec Déclenchement des départs MT aiguillés sur le troisième et quatrième stades des matrices de délestage.

Le chapitre suivant concerne l'étude et l'analyse du fonctionnement du réseaux national 400kV.

Etude et analyse du fonctionnement du réseau 400kv

III.1 Introduction

Dans cette partie, a été étudié et analysé le fonctionnement du réseau 400kV pour la pointe hiver de 2009 et de 2012 pour déterminer l'impact du réseau 400kV pour 2012. Les simulations effectuées sont :

- la perte de synchronisme après un court circuit triphasé.
- le comportement du réseau après la perte d'un poste 400/220kV (ouverture des tous les départs).

III.2 Critères de fonctionnement : [15] [16]

- **Critères de tension :**

- Etat normal :

+/- 5% sur le 400 kV, (420 kV)

+/-7% sur le 220 kV,

-Etat incident :

+/- 5% sur le 400 kV, (420 kV)

+/-10% sur le 220 kV,

III.3 Configuration du réseau : [17] [18] [19]

Pour 2009, il a été considéré le réseau actuel auquel sont ajoutés les ouvrages prévus pour l'hiver 2009.

Pour 2012, il a été considéré le réseau de l'hiver 2009 auquel sont ajoutés les ouvrages 400kV prévus pour 2012. Cette situation est caractérisée par la mise en service de la centrale de Terga (1200MW) en 2011 et la centrale de Koudiet Draouch en 2012 (1200MW). [20] [21]

Année	Puissance (MW)
2009	7300
2012	8600

TABLEAU III.1. Les prévisions de charges 2009/2012.

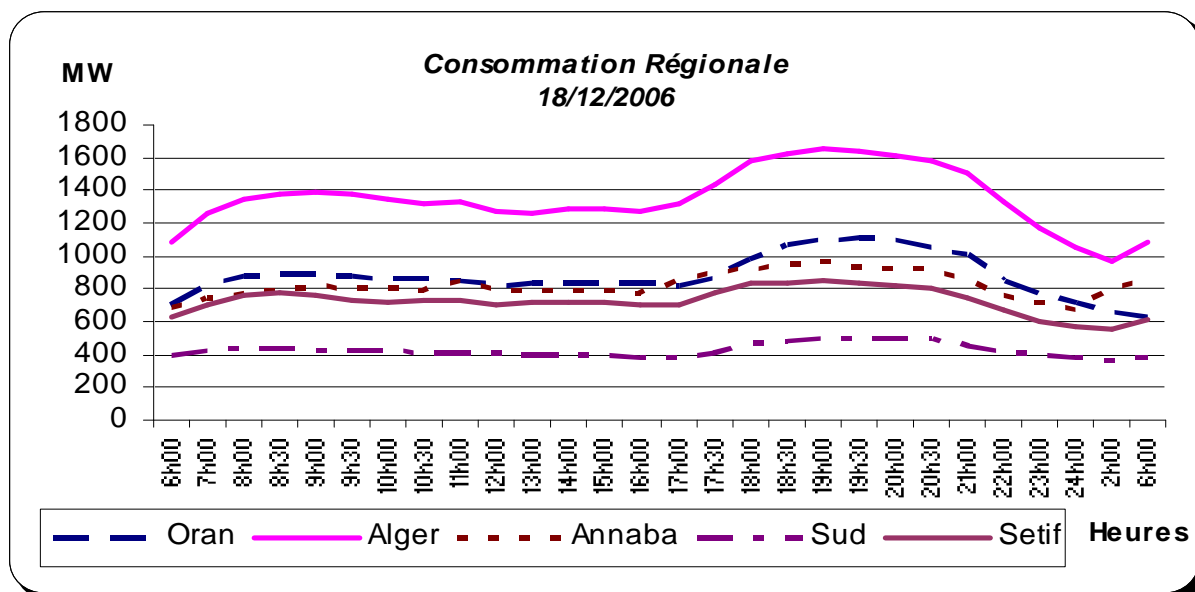


Figure. III.1 Consommation régionale 18/12/2006.

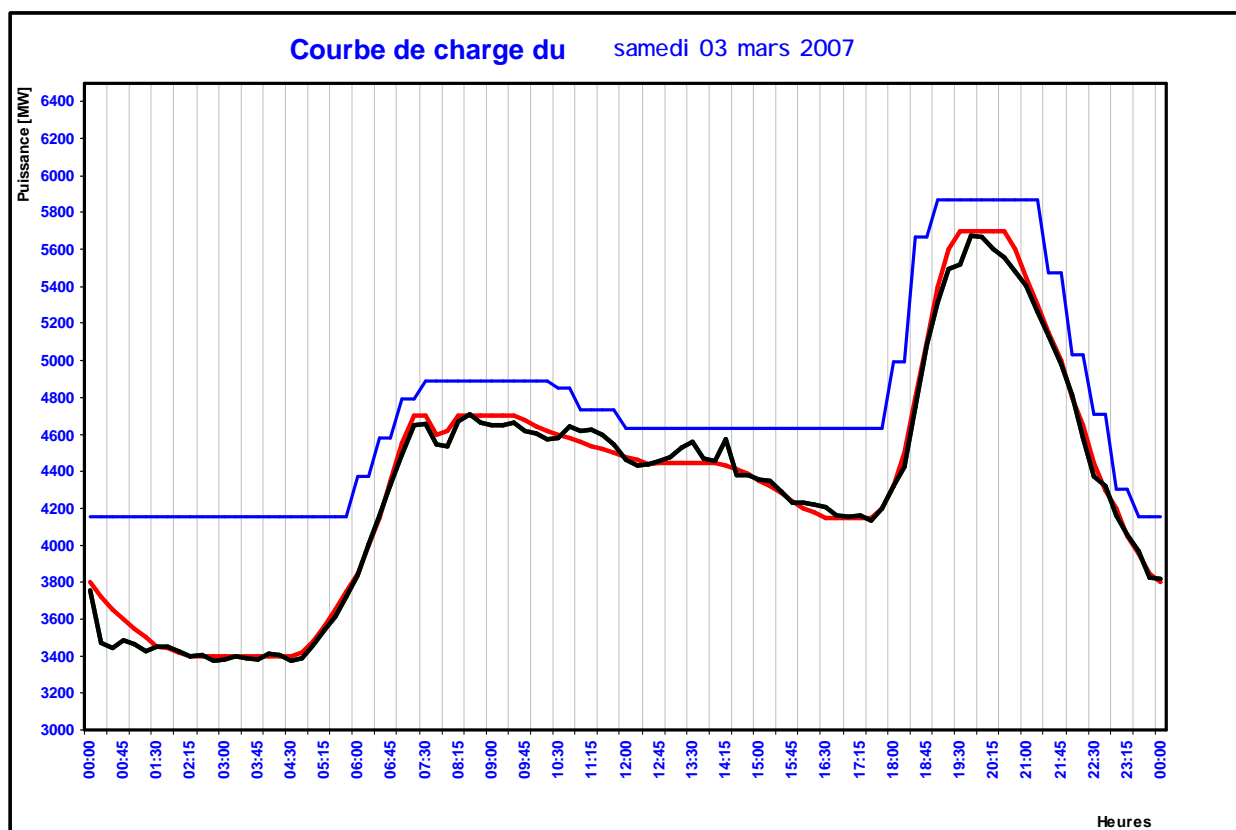


Figure. III.2 Courbe de charge du samedi 03 mars 2007.

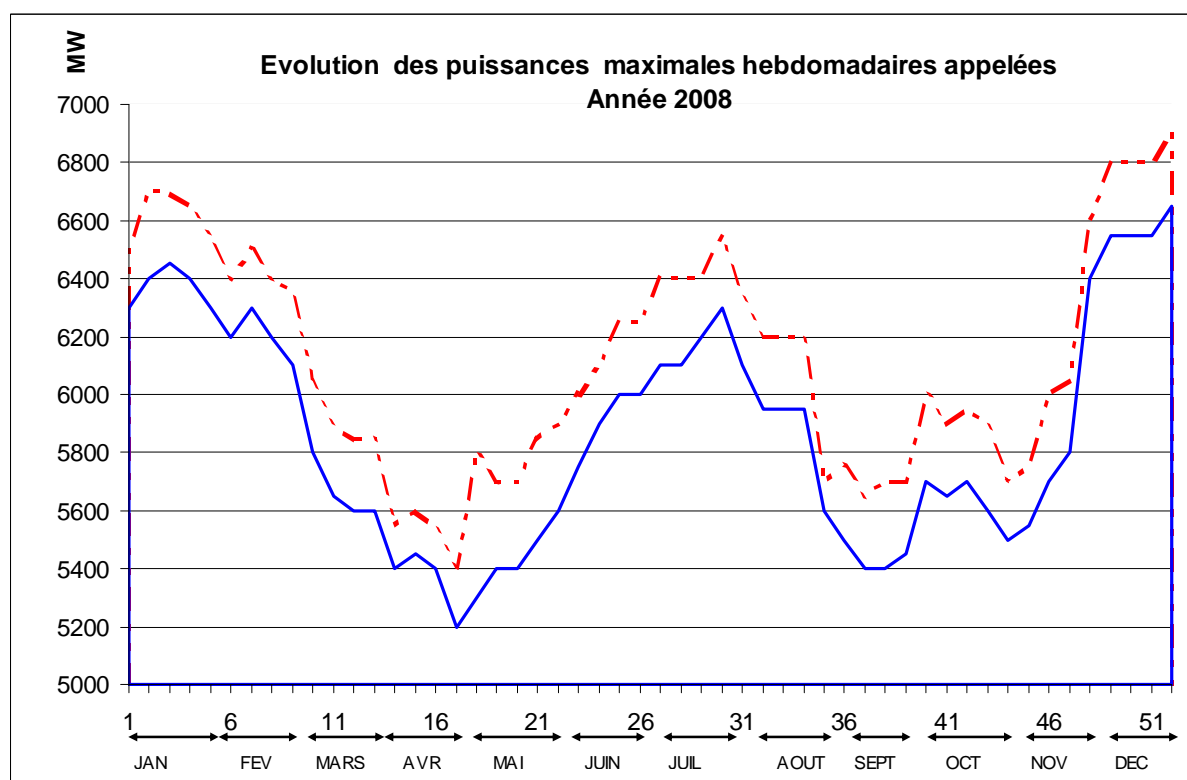


Figure. III.3 Evolution des puissances maximales hebdomadaires appelées année 2008.

Année 2010	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
P _{pointe} (MW)	8041	8031	6890	7105	7112	7255	7598	7598	7360	7494	7534	8301
P _{creux} (MW)	3848	3855	3492	3698	3374	3643	3871	3832	3530	3728	3642	3790
Rapport creux/pointe	0,48	0,48	0,51	0,52	0,47	0,50	0,51	0,50	0,48	0,50	0,48	0,46

Année 2011	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
P _{pointe} (MW)	8830	8819	7566	7803	7810	7967	8344	8344	8083	8230	8274	9116
P _{creux} (MW)	4226	4233	3835	4061	3705	4001	4251	4208	3877	4094	4000	4162
Rapport creux/pointe	0,48	0,48	0,51	0,52	0,47	0,50	0,51	0,50	0,48	0,50	0,48	0,46

Année 2012	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
P _{pointe} (MW)	9743	9731	8348	8609	8617	8791	9206	9206	8918	9080	9129	10058
P _{creux} (MW)	4662	4671	4231	4481	4088	4414	4690	4643	4277	4517	4413	4592
Rapport creux/pointe	0,48	0,48	0,51	0,52	0,47	0,50	0,51	0,50	0,48	0,50	0,48	0,46

TABLEAU III.2. Les prévisions de charges mensuelles, pour les années 2010-2011 et 2012.

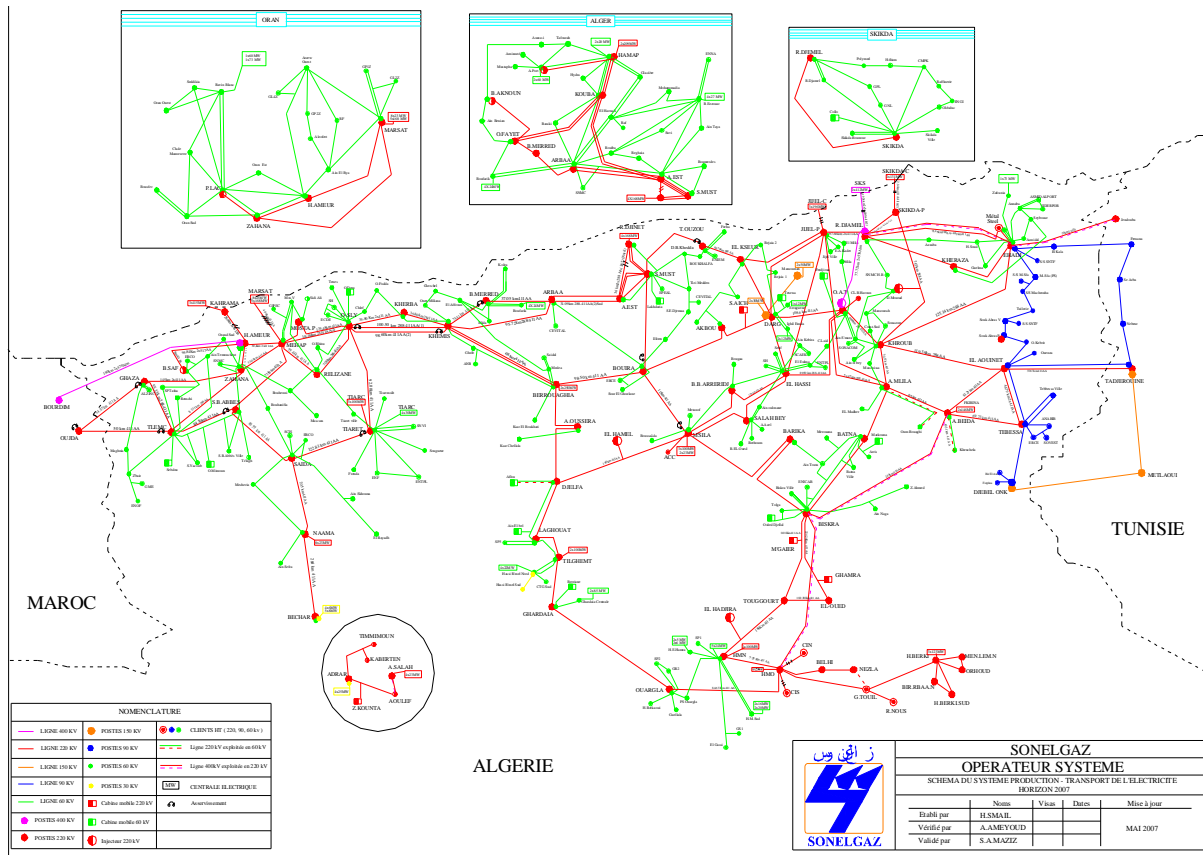


Figure. III.4 Carte réseau national

III.4. Le principe de fonctionnement du simulateur SICRE : [22] [23]

Le logiciel sicre est un outil pour les analyses dynamiques et statiques de réseaux de transport et production de l'énergie électrique.

De manière générale, une sortie s asservie à une entrée e est déterminée par la connaissance de la fonction de transfert $s = F(e)$ et des conditions initiales qui la régissent ; c'est la, très sommairement, le principe de fonctionnement du simulateur SICRE : la connaissance des éléments du réseau et leur description mathématique revient à la détermination de F et la connaissance d'une situation du réseau topologie (plan de démarrage et charge), revient à la détermination de la condition initiale. On a alors, partant de cette situation, la variation de l'état du réseau s à toute perturbation e.

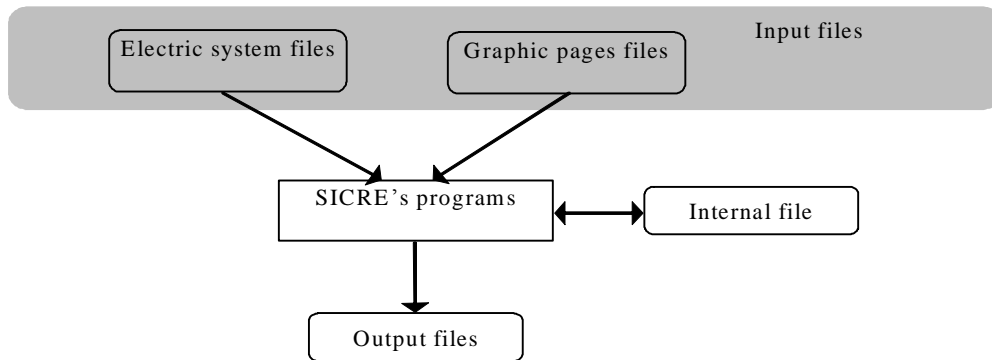


Figure. III.5 Le principe de fonctionnement du simulateur SICRE [24]

▼ Possibilités de simulation

- Perturbations et manœuvres.
- Court-circuit triphasé sur les postes et sur les lignes, et courts-circuits asymétriques
- Ouverture disjoncteur, fermeture disjoncteur et refermeture automatique (soit triphasé soit monophasé)
- Modifications, connexion ou déconnexion de charge
- Connexion ou déconnexion d'unités de production
- Modification de compensation réactive
- Variation des valeurs de consigne de régulation
-

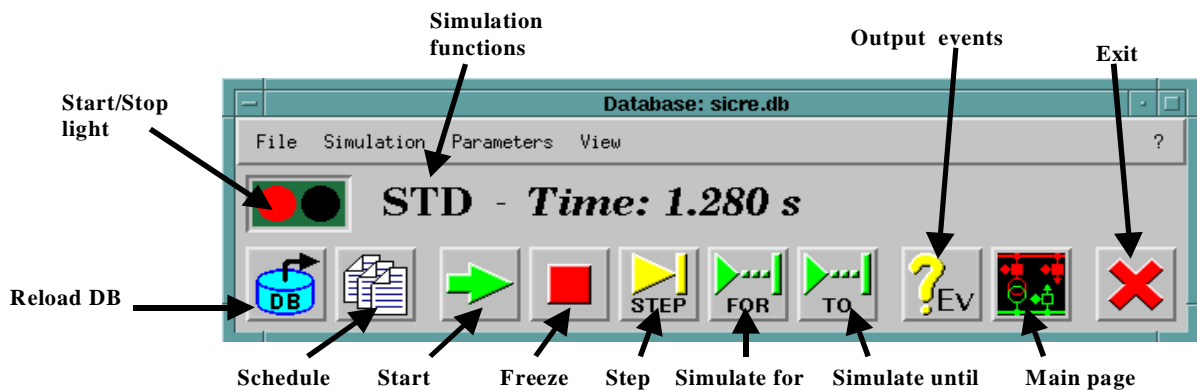


Figure.III.6 Le simulateur SICRE



Figure. III.7 Opérateur System Electrique(SONELGAZ), Immeuble des 500 bureaux-Gué de Constantine –Alger



Figure. III.8 La salle de contrôle du dispatching national, O.S SONELGAZ, Immeuble des 500 bureaux-Gué de Constantine –Alger

III.5.Horizon 2009 (Etat normal)

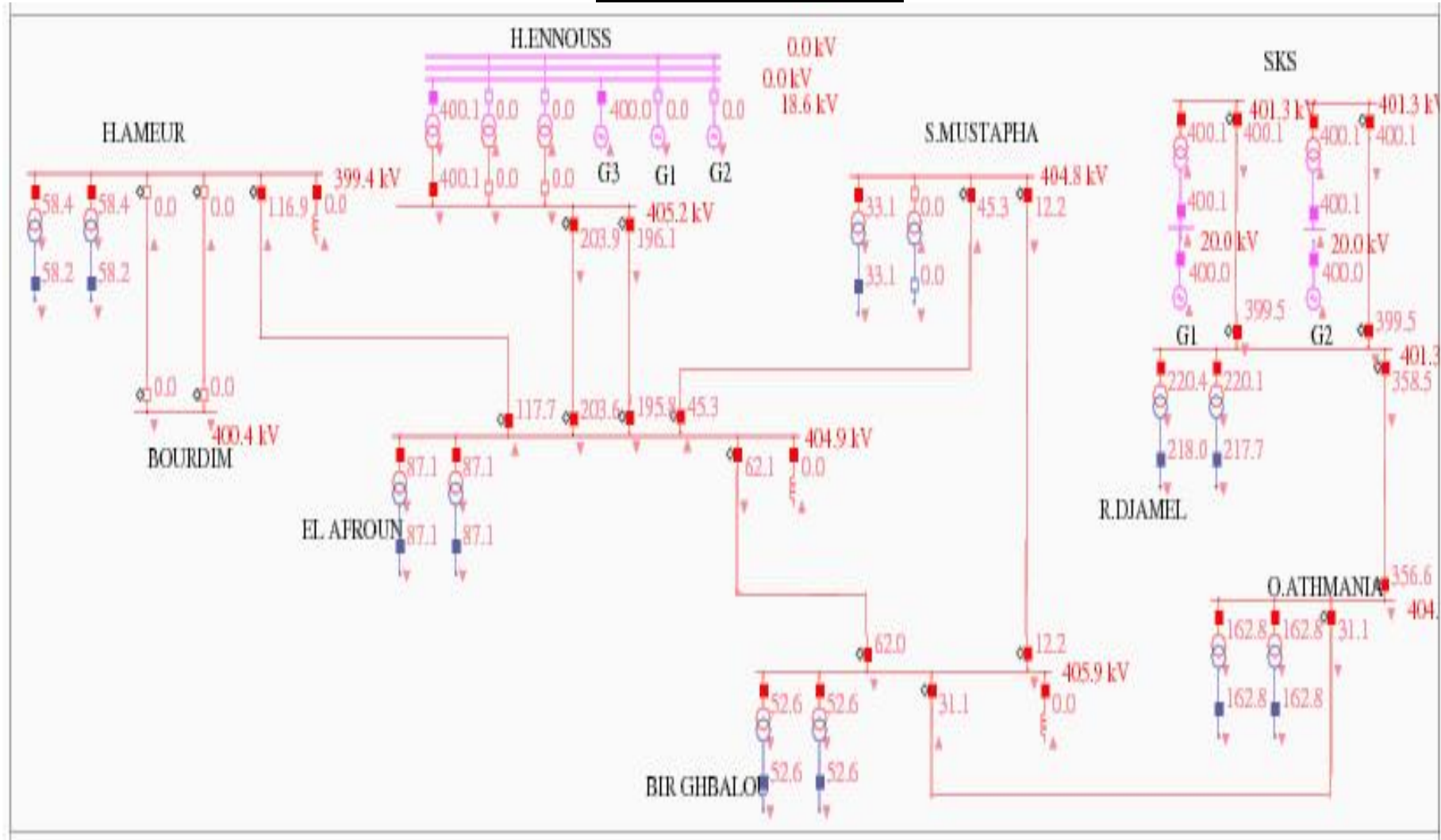


Figure. III.9 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.5 Résultats des simulations :

III.5.1 La perte de synchronisme après un court circuit triphasé.

III.5.1.1 Court-circuit sur la ligne 400kV SKS (Skikda) - R. Djamel :

Premier cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Groupe 1 SKS-R. Djamel proche du groupe SKS pendant 0.16s avec désactivation des protections.

Ce défaut provoque la perte de synchronisme du système interconnecté à 1.720s après l'application du défaut.

Enchaînement de la perte de synchronisme :

- à 1.720s perte du groupe 1 de la centrale de SKS.
- à 1.720s perte du groupe 2 de la centrale de SKS.

Pour éviter la perte synchronisme, il est nécessaire que le temps d'intervention des protections pour l'élimination du défaut soit inférieur à 160 ms.

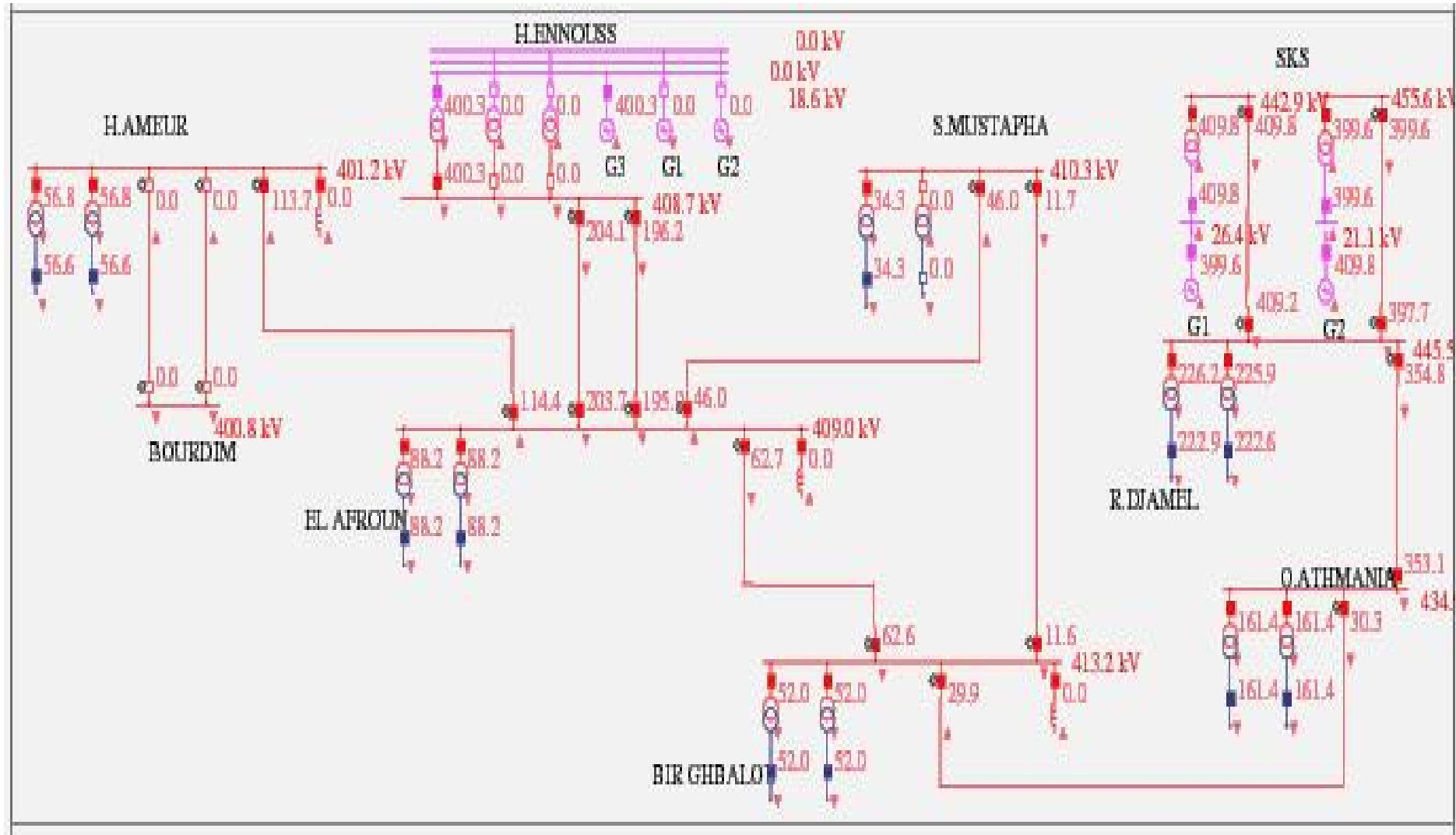


Figure. III.10 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure. III.11 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe1

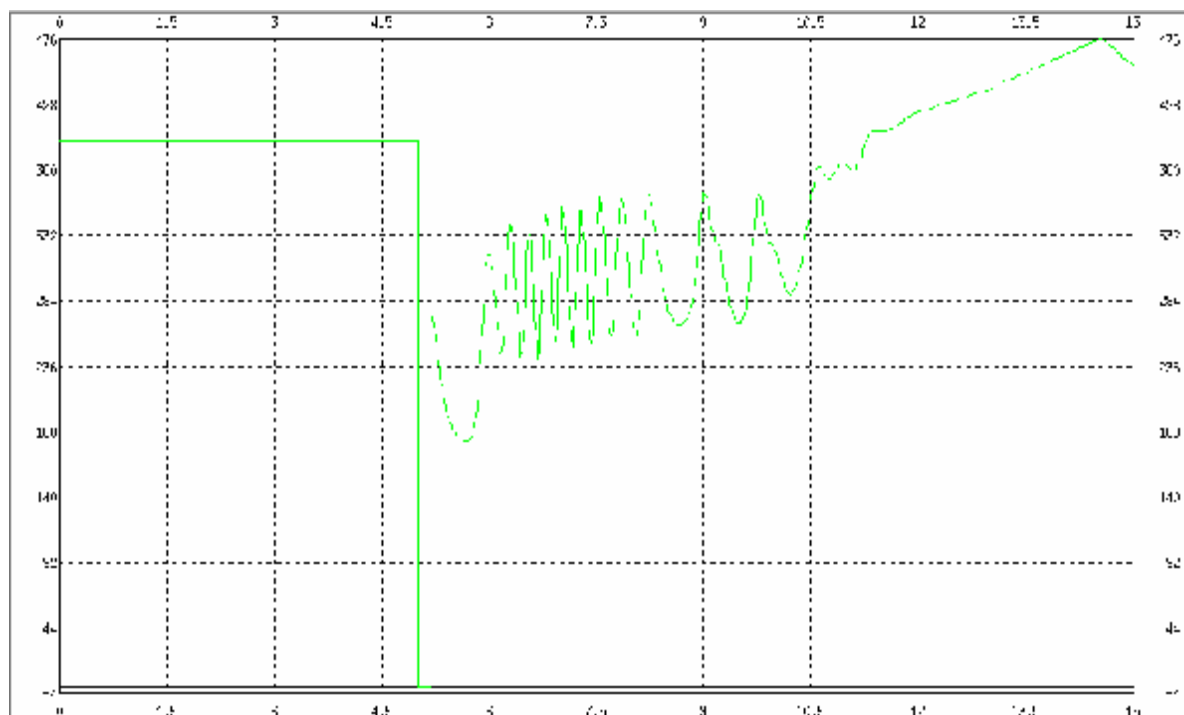


Figure. III.12 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe1

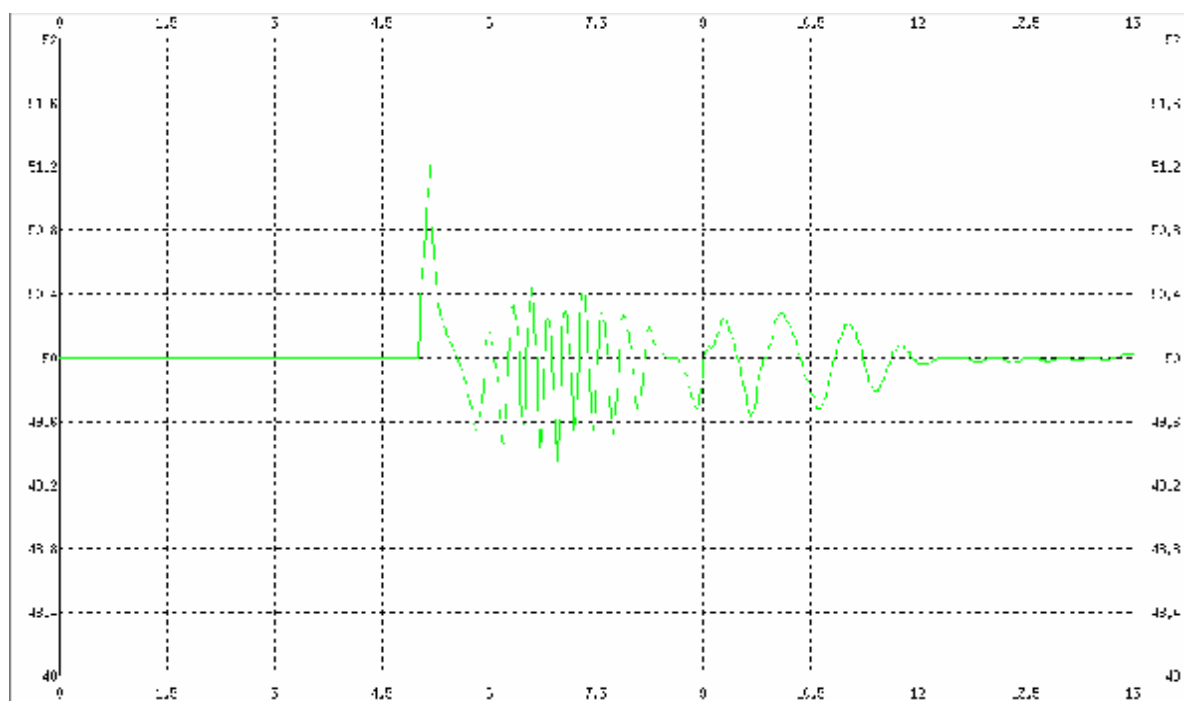


Figure. III.13 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe2

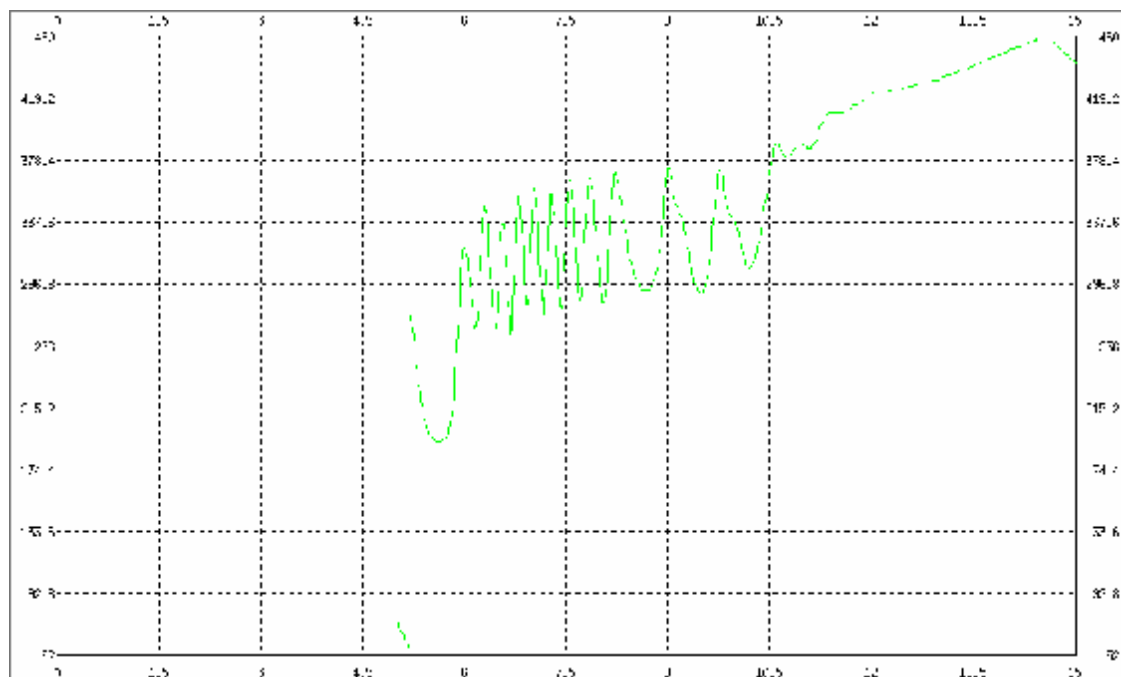
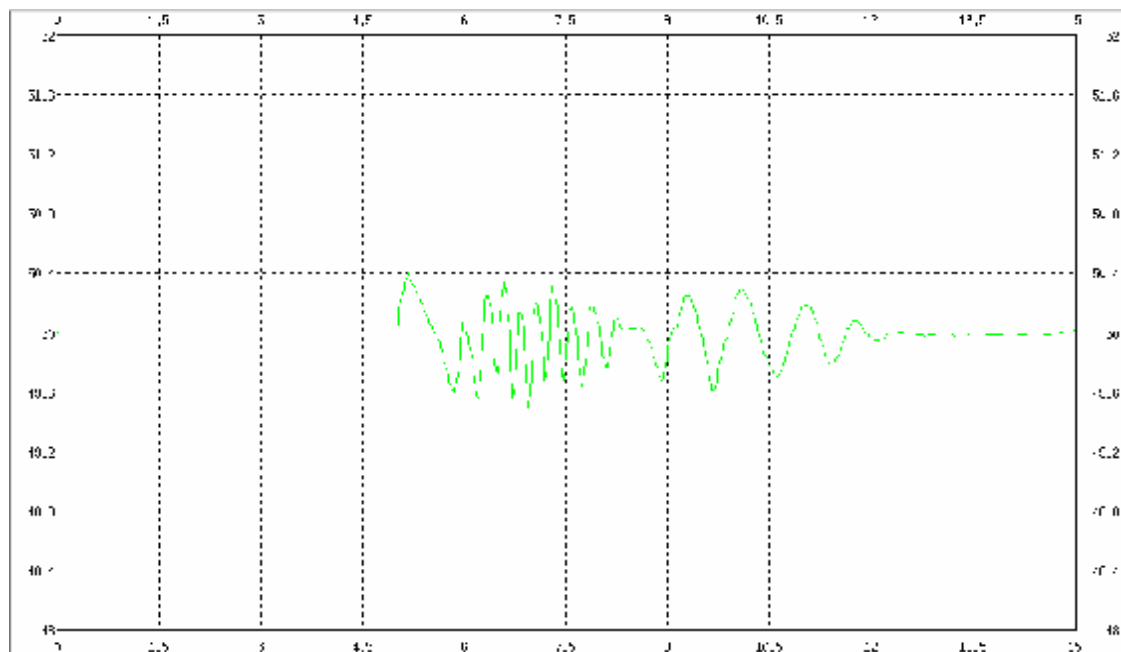


Figure. III.14 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe2



Deuxième cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Groupe 1 SKS-R. Djamel proche du groupe SKS pendant 0.15s avec désactivation des protections.

Ce défaut ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté

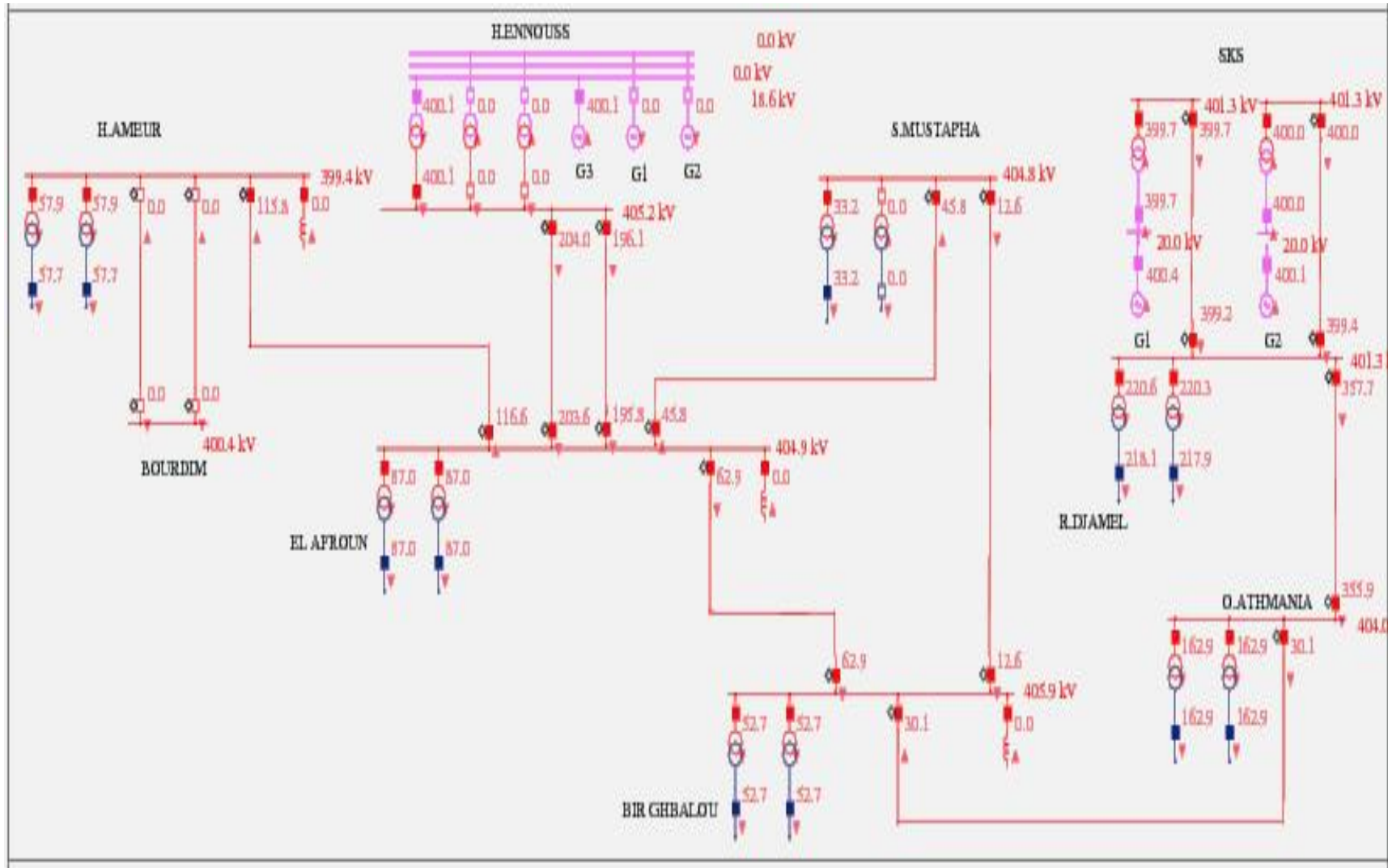


Figure. III.15 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure. III.16 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe1

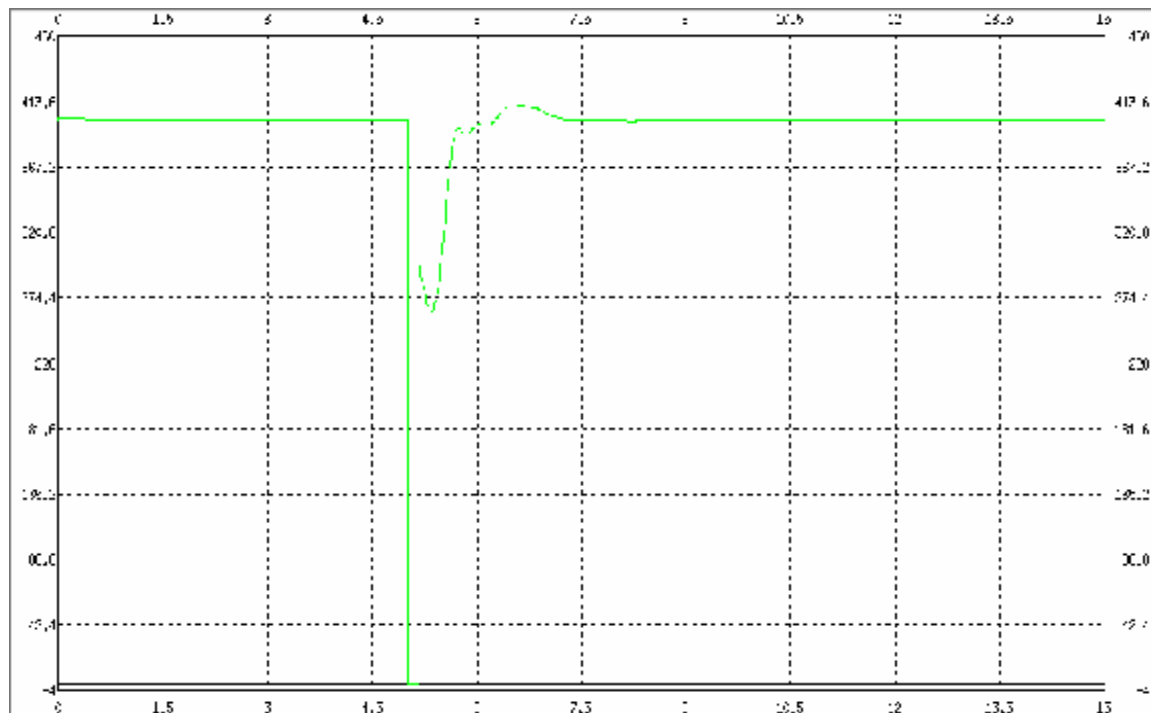


Figure. III.17 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe1

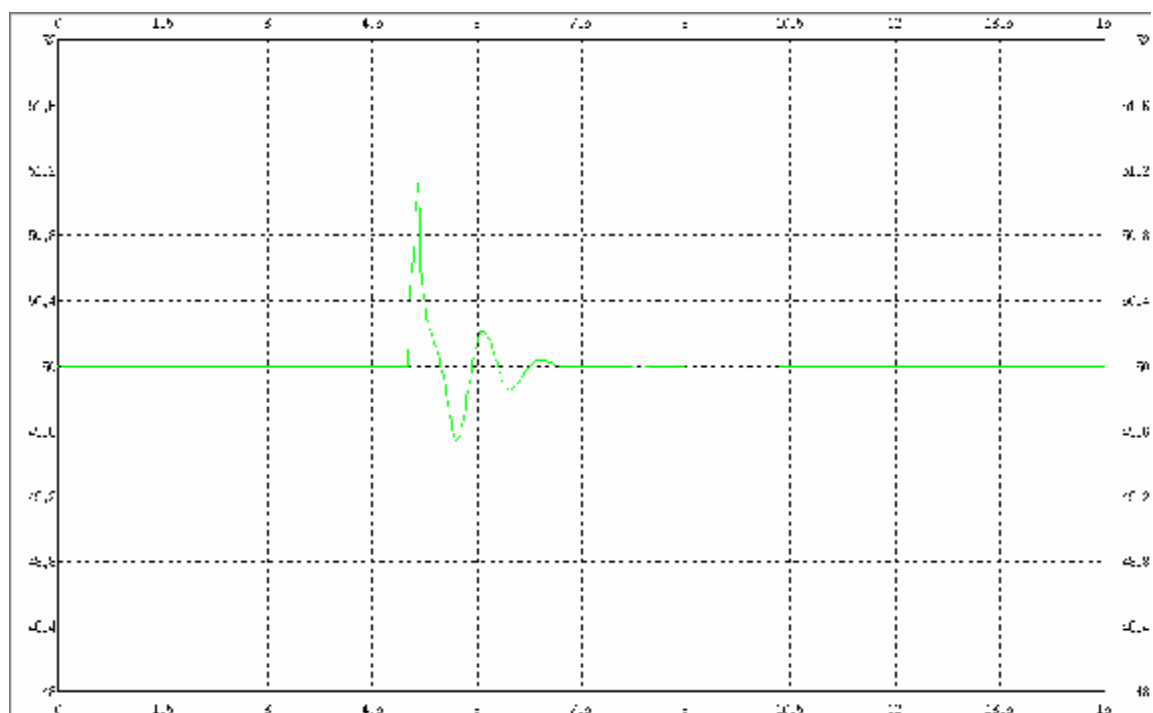


Figure. III.18 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe2

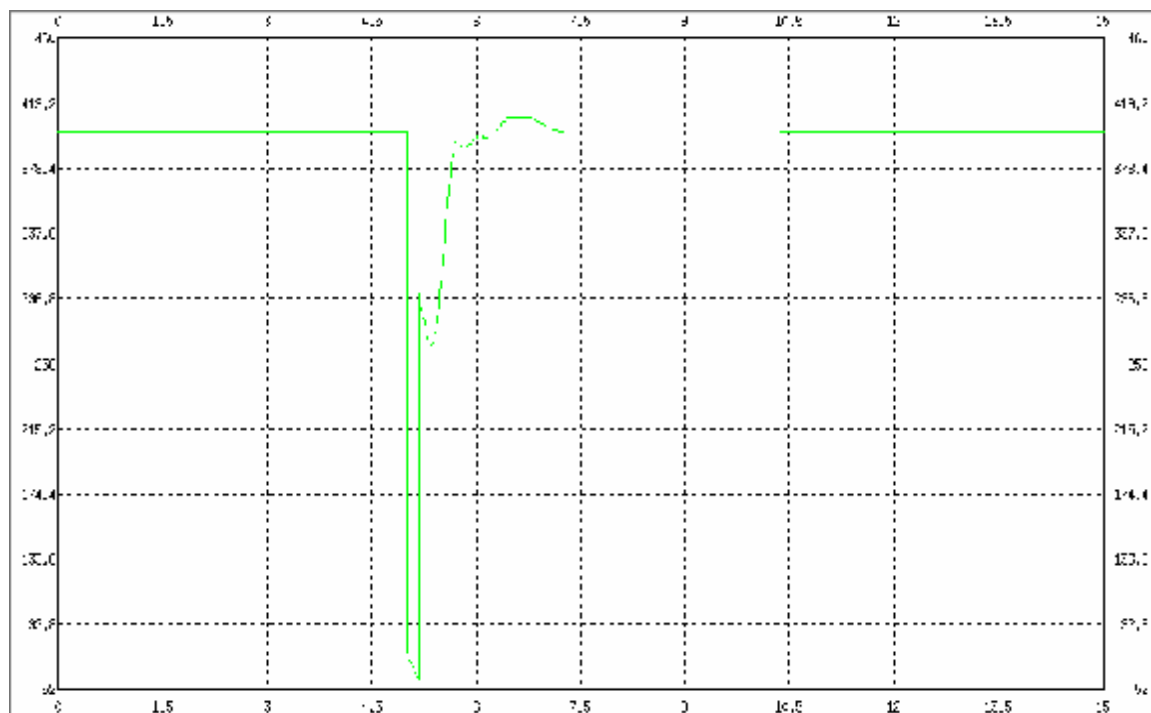
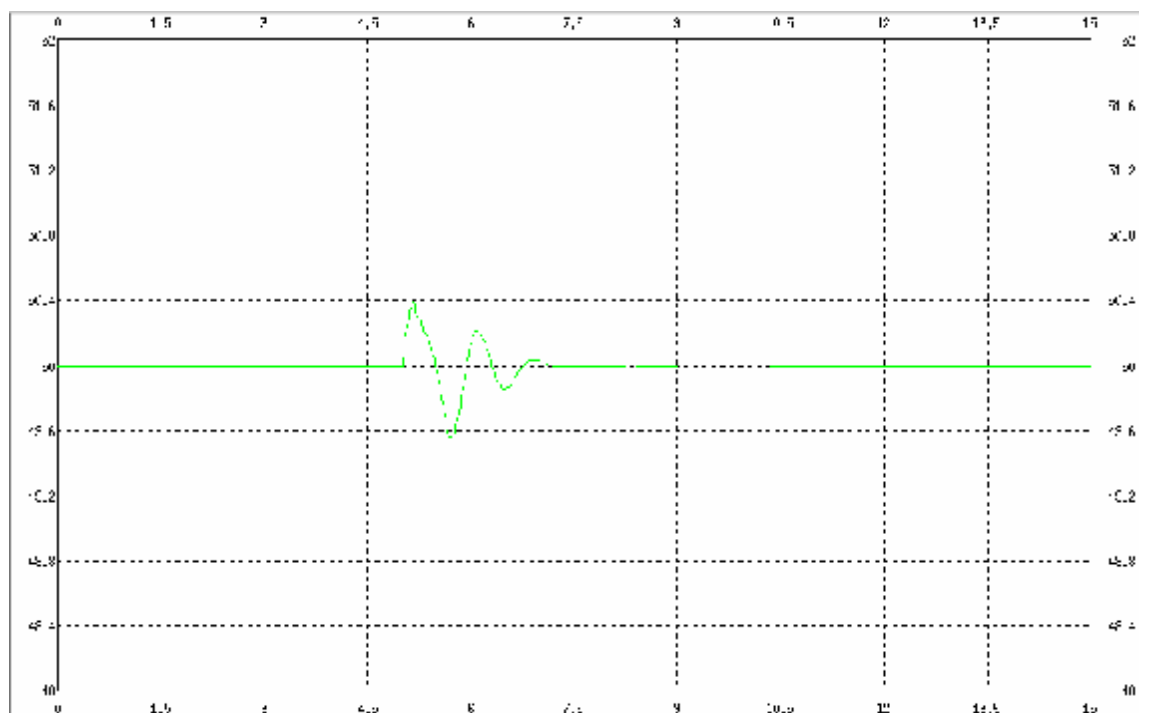


Figure. III.19 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe2



III.5.1.2 Court-circuit sur la ligne 400kV SKH (Hadjret Ennouss) – El Affroun :

Premier cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Groupe 3 SKH-El Afroun proche du poste de la centrale SKH pendant 0.20s avec désactivation des protections.

Autorisé

Ce défaut provoque la perte de synchronisme du système interconnecté à 0.860s après l'application du défaut.

Enchaînement de la perte de synchronisme :

- à 0.860s perte du groupe 3 de la centrale de SKH.

Pour éviter la perte synchronisme, il est nécessaire que le temps d'intervention des protections pour l'élimination du défaut soit inférieur à 200 ms.

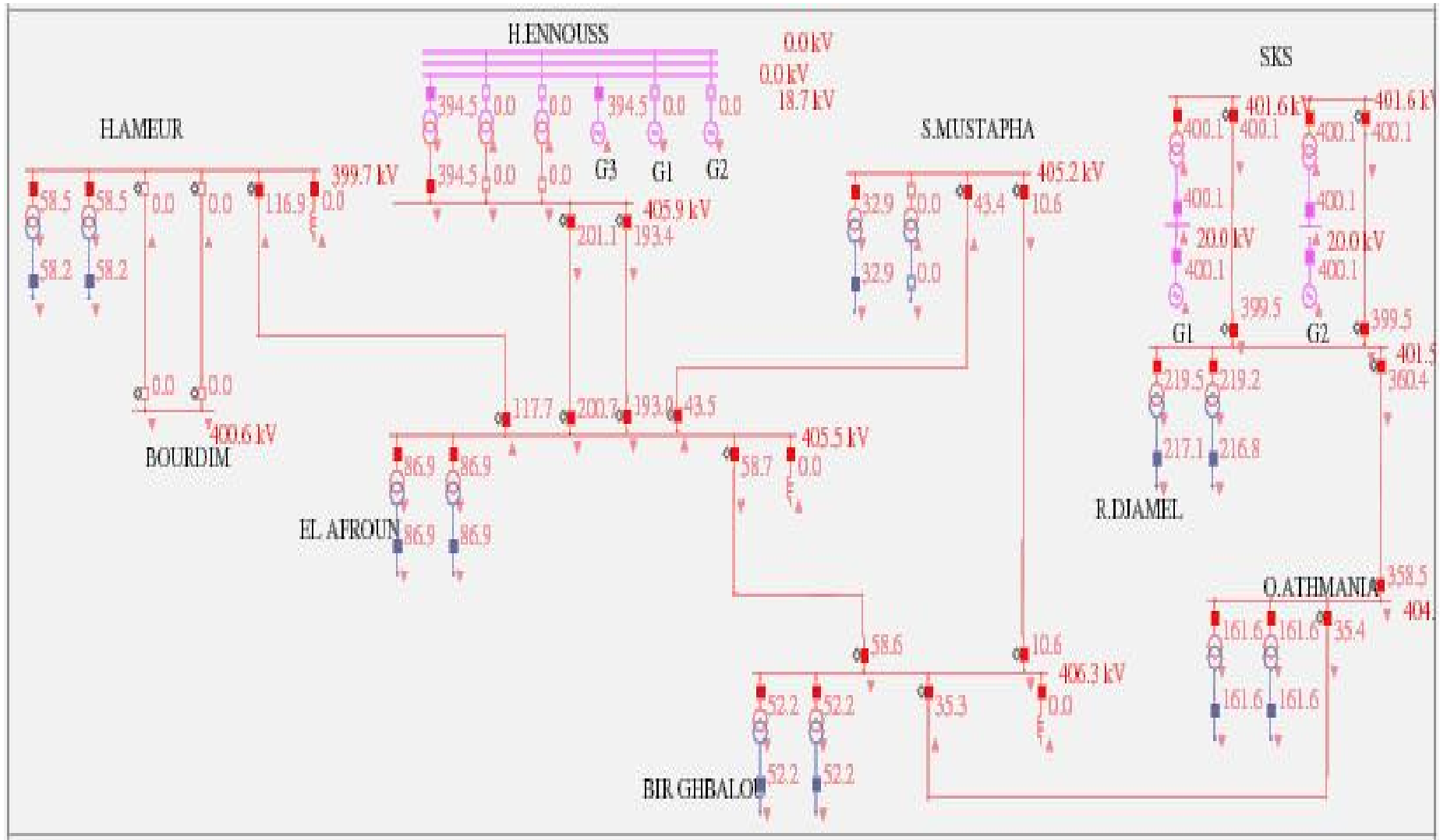


Figure. III.20 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure. III.21 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKH

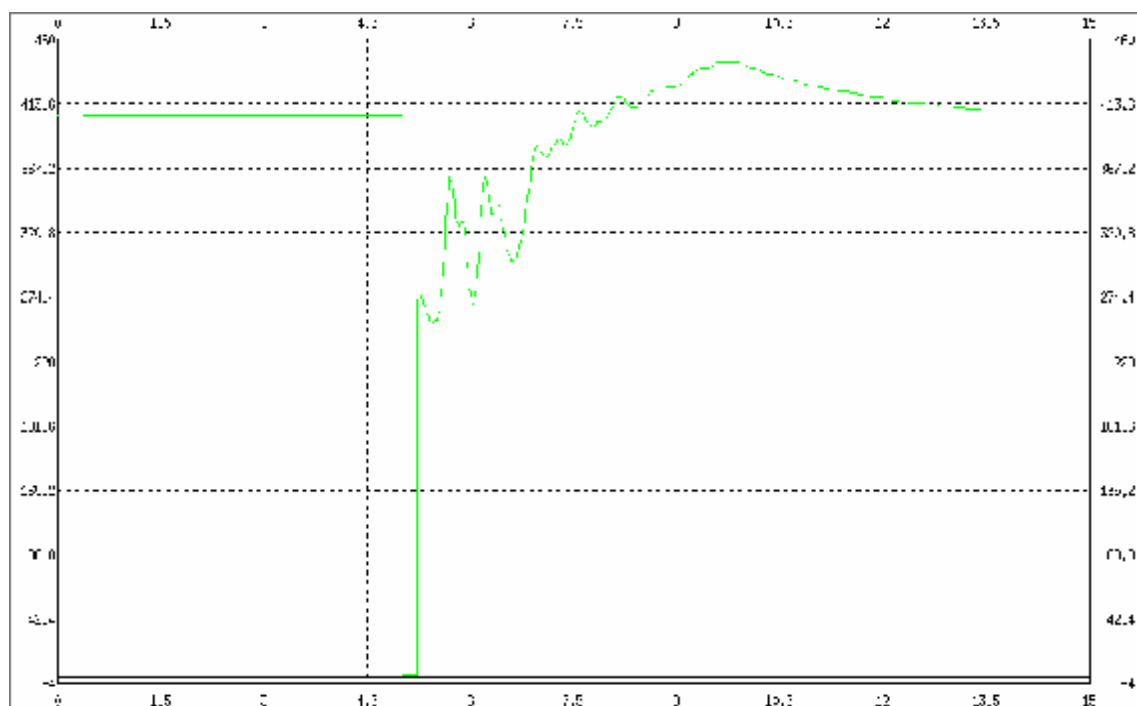
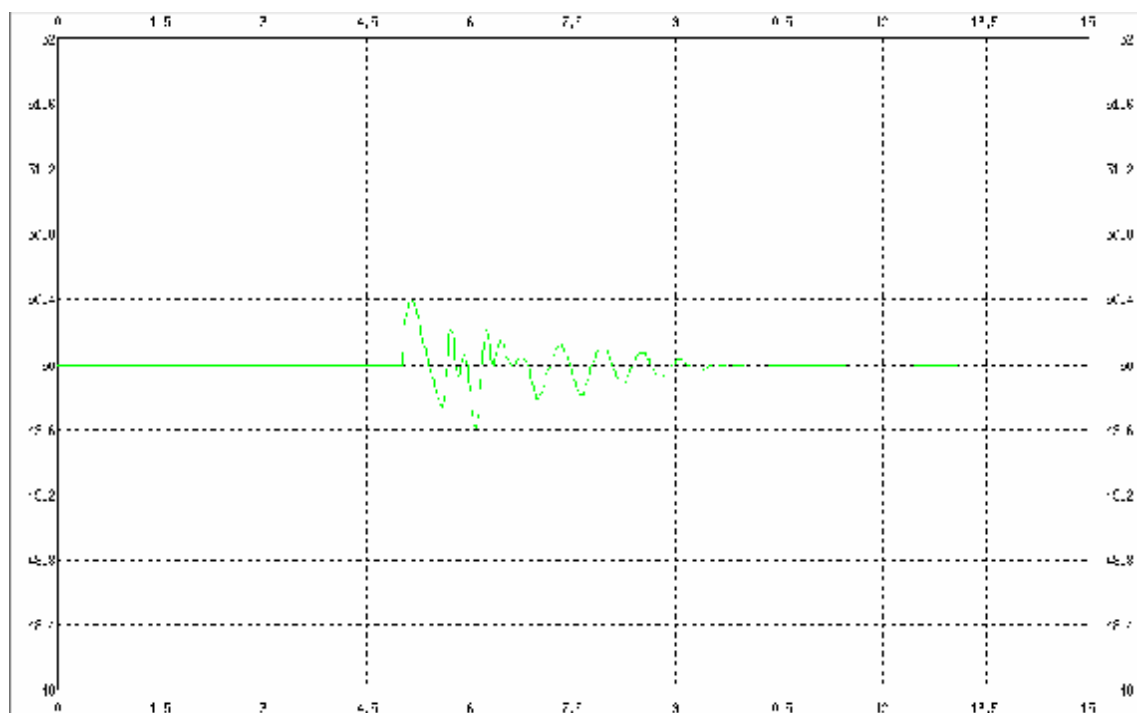


Figure. III.22 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKH



Deuxième cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Groupe 3 SKH-. El Affroun proche du poste de la centrale SKH pendant 0.19s avec désactivation des protections.

Ce défaut ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté

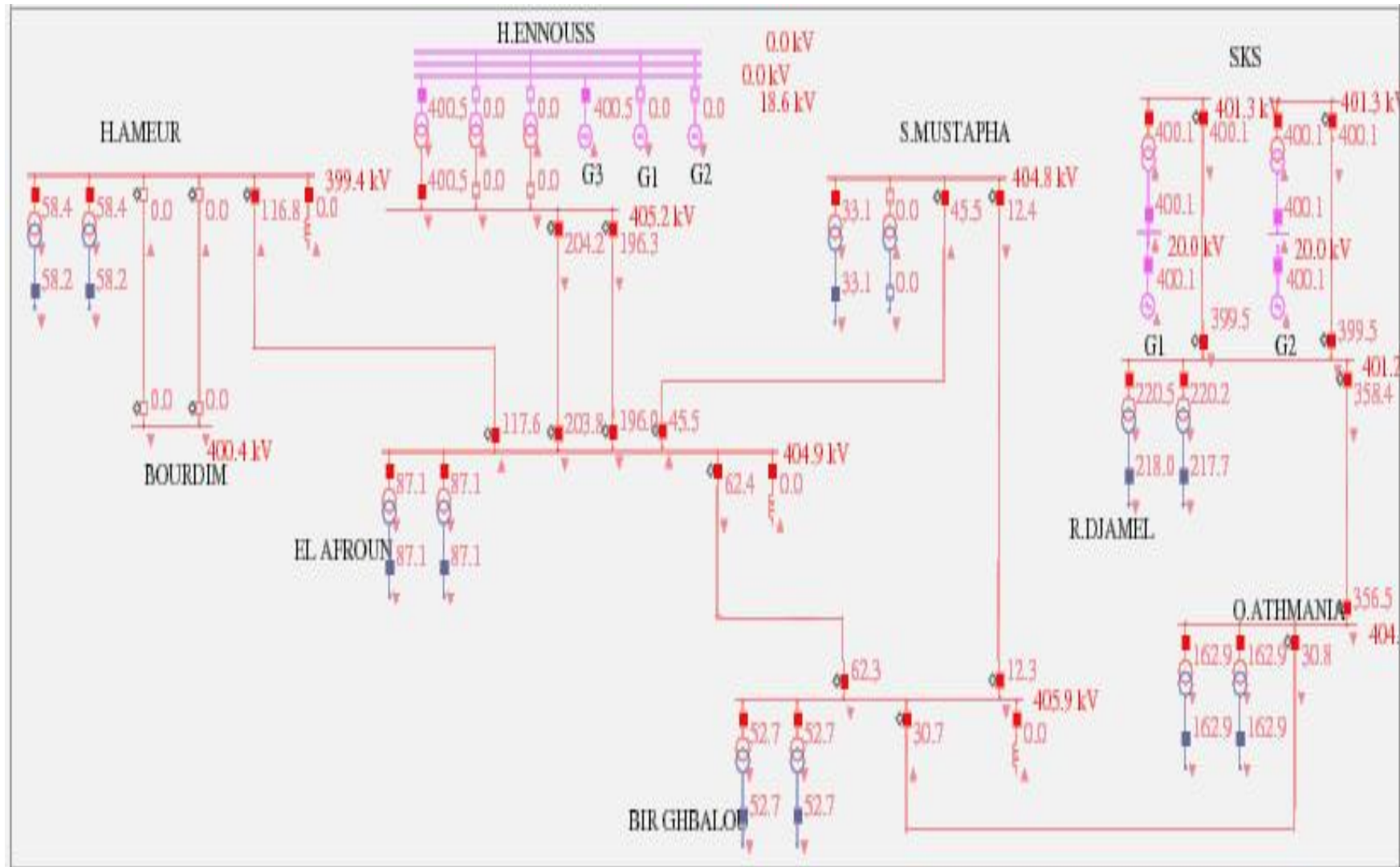


Figure. III.23 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure. III.24 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKH

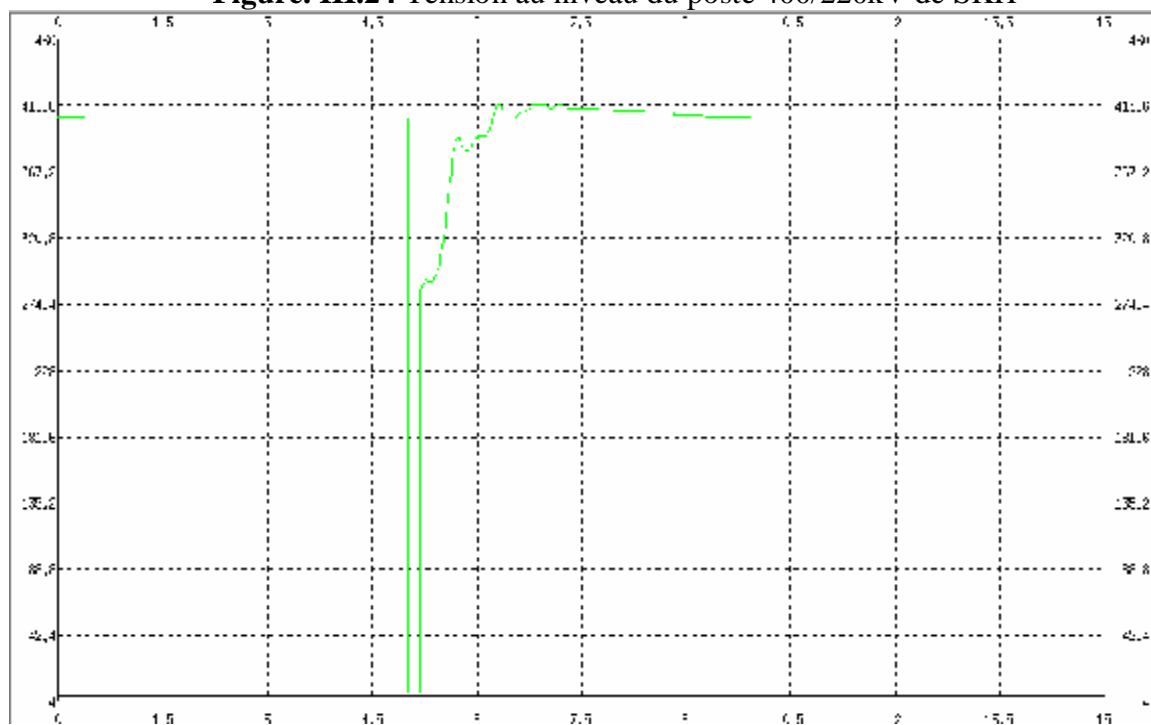
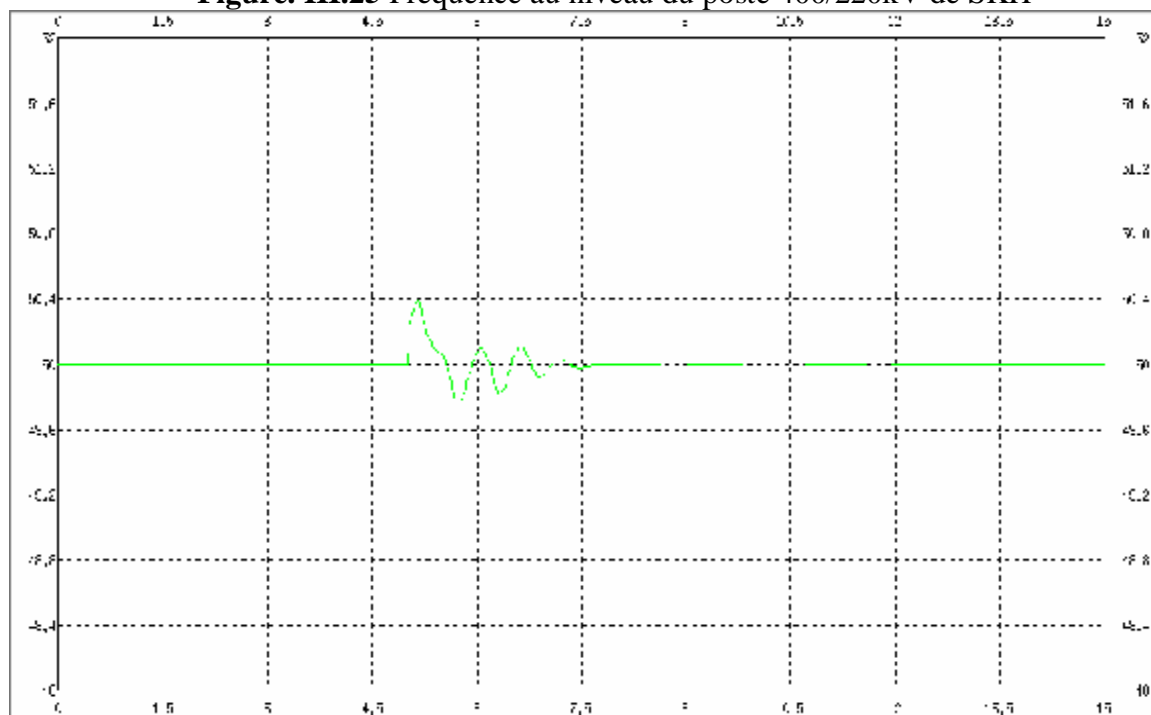


Figure. III.25 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKH



III.5.2 Le comportement du réseau après la perte d'un poste 400/220kV (ouverture des tous les départs).

III.5.2.1 Perte du poste 400/220kV de Ramdane Djamel (ouverture de tous les départs) :

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

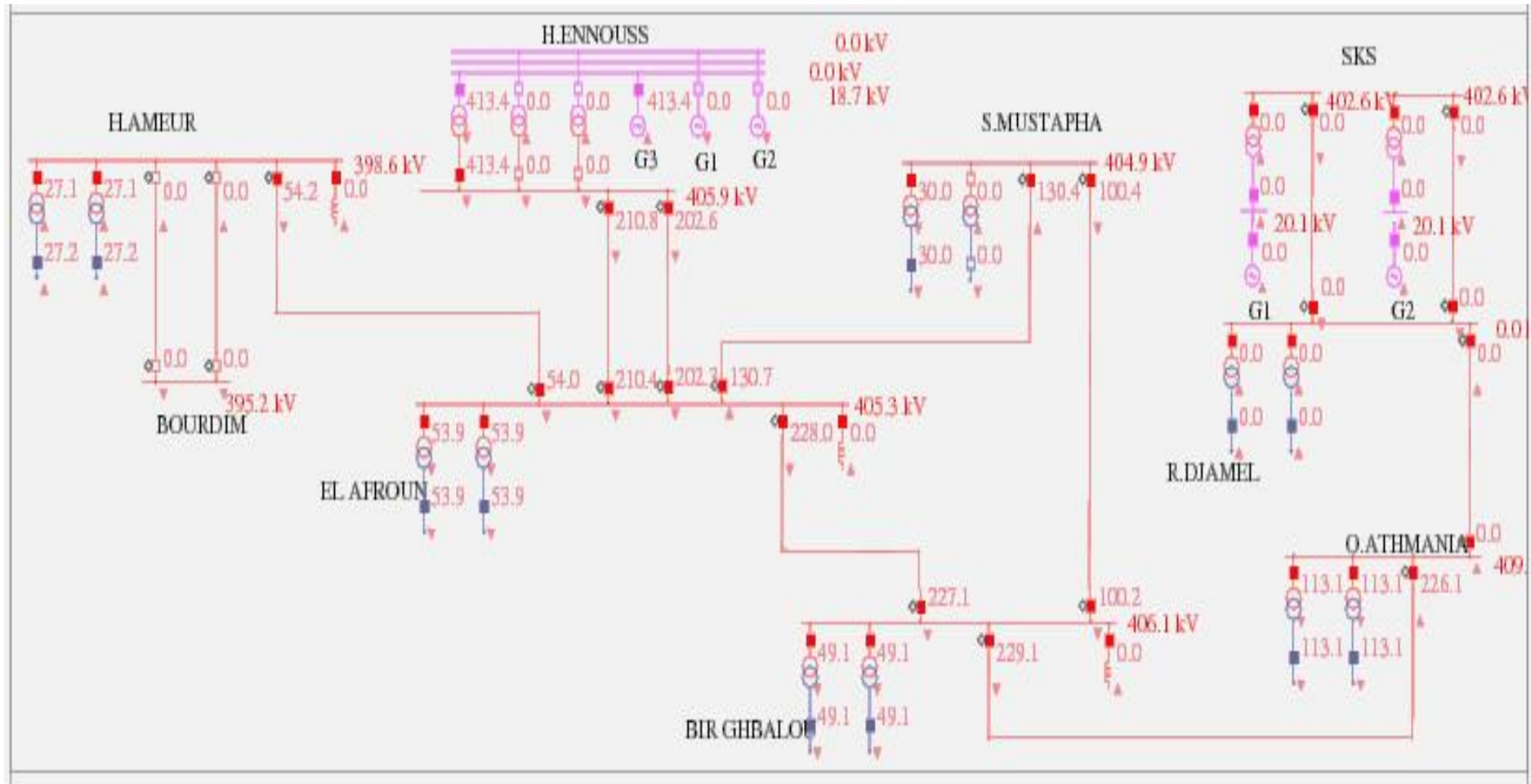


Figure. III.26 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.5.2.2 Perte du poste 400/220kV de Oued Athmania (ouverture de tous les départs) :

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

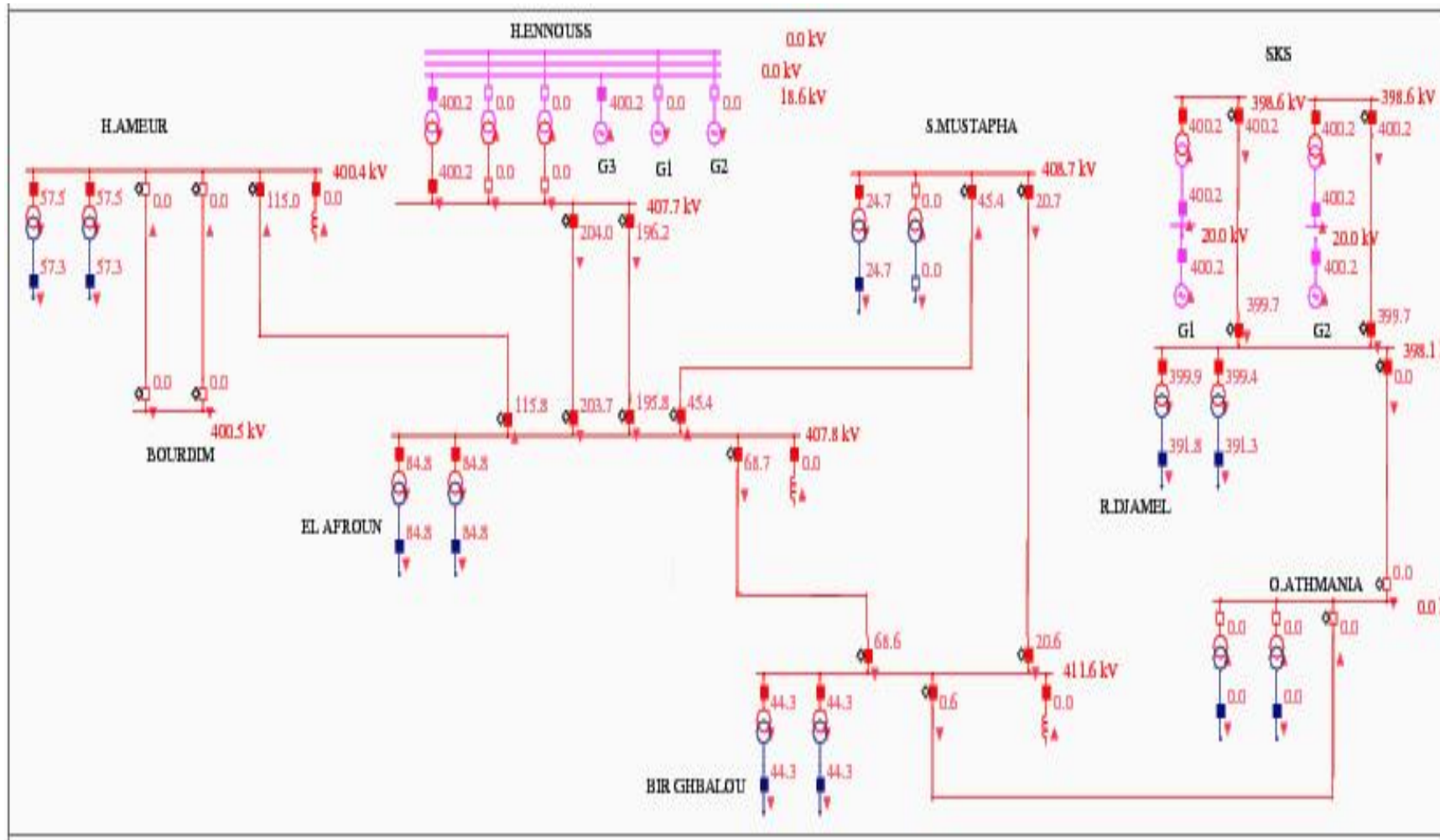


Figure. III.27 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.5.2.3 Perte du poste 400/220kV de Bir Ghalou (ouverture de tous les départs) :

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

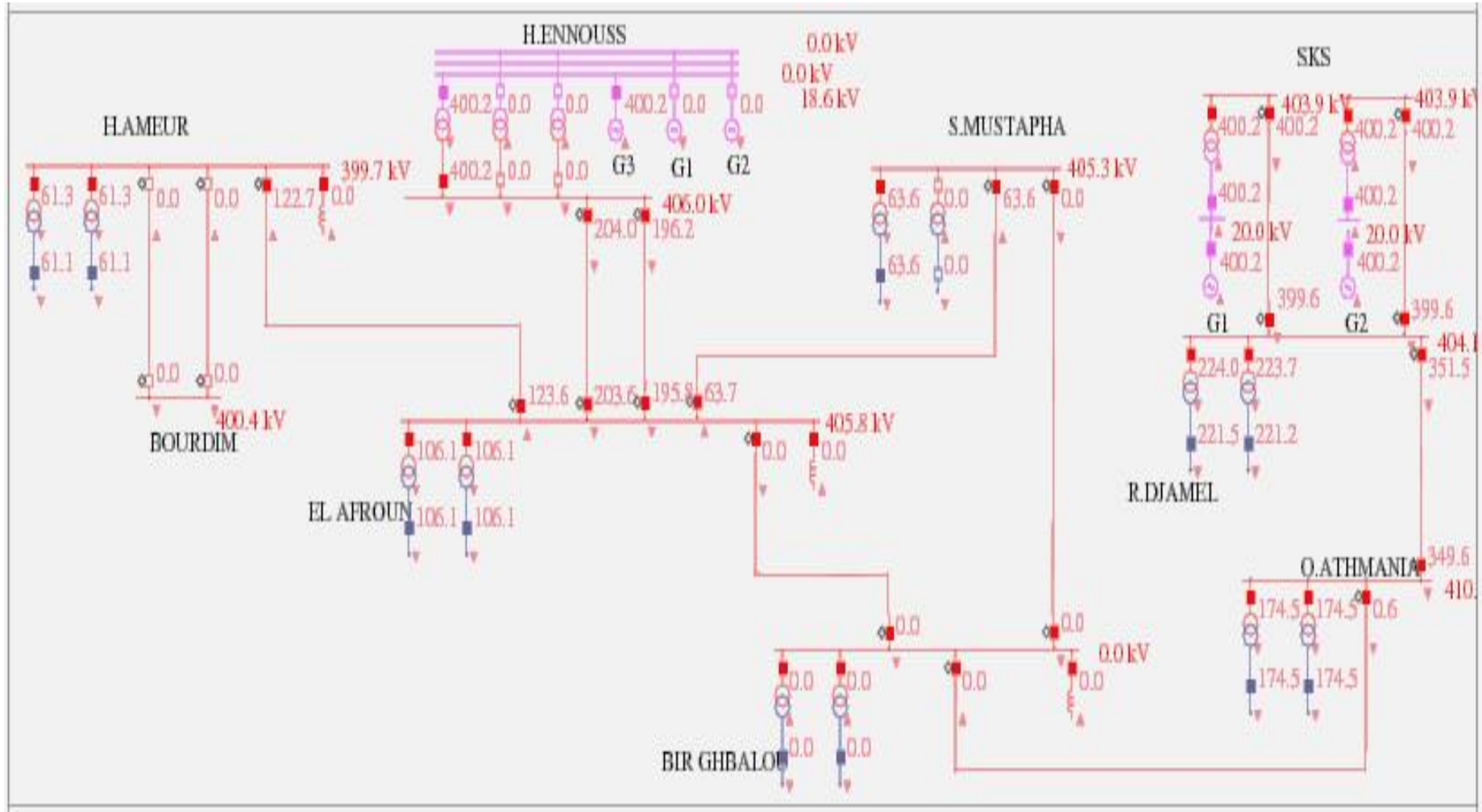


Figure. III.28 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.5.2.4 Perte du poste 400/220kV de Si Mustapha (ouverture de tous les départs) :
 La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

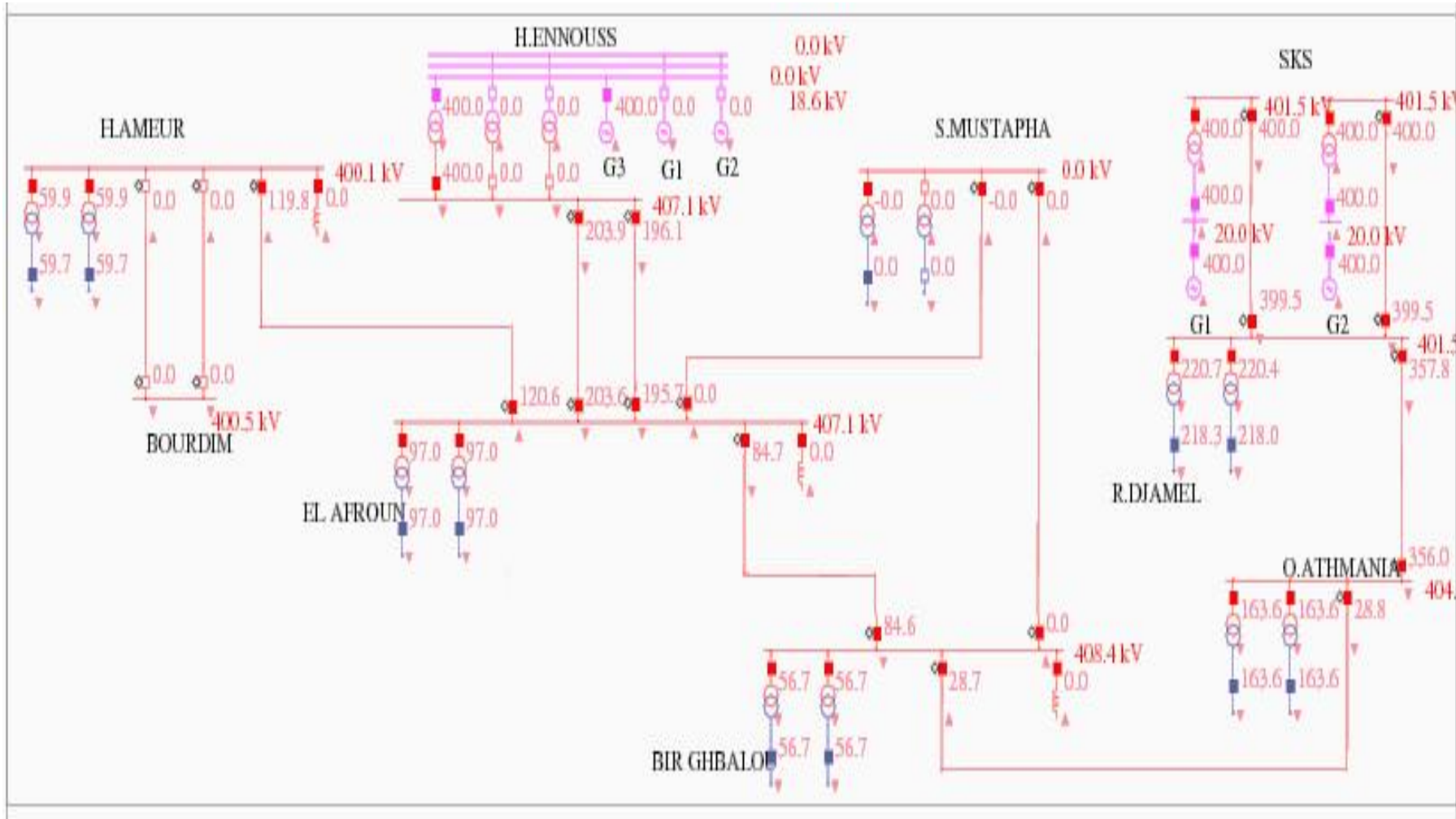


Figure. III.28 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.5.2.5 Perte du poste 400/220kV de El Afroun (ouverture de tous les départs) :

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

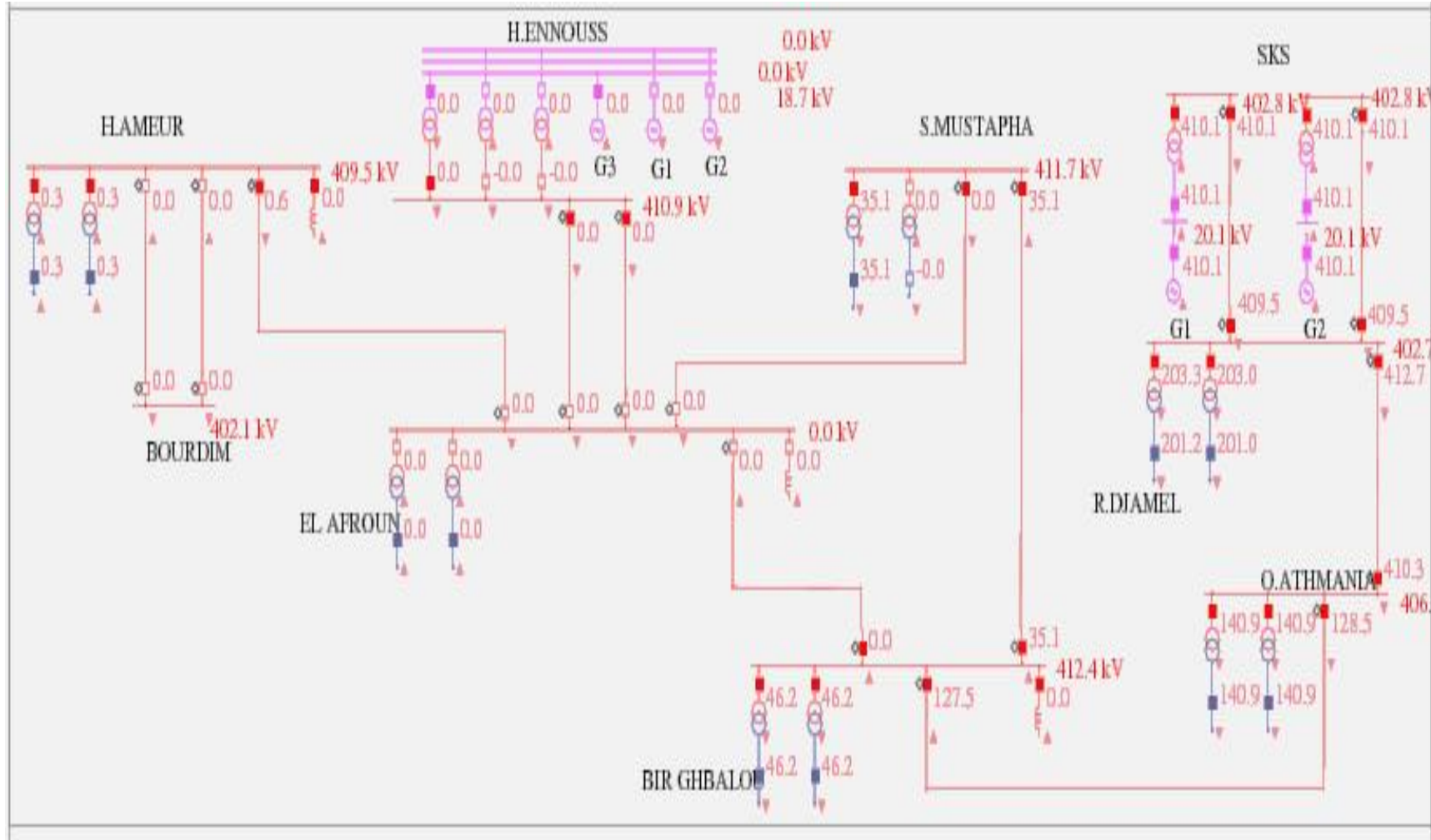


Figure. III.29 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.5.2.6 Perte du poste 400/220kV de Hassi Ameur (ouverture de tous les départs) :
La perte de ce poste provoque la perte de synchronisme du système interconnecté

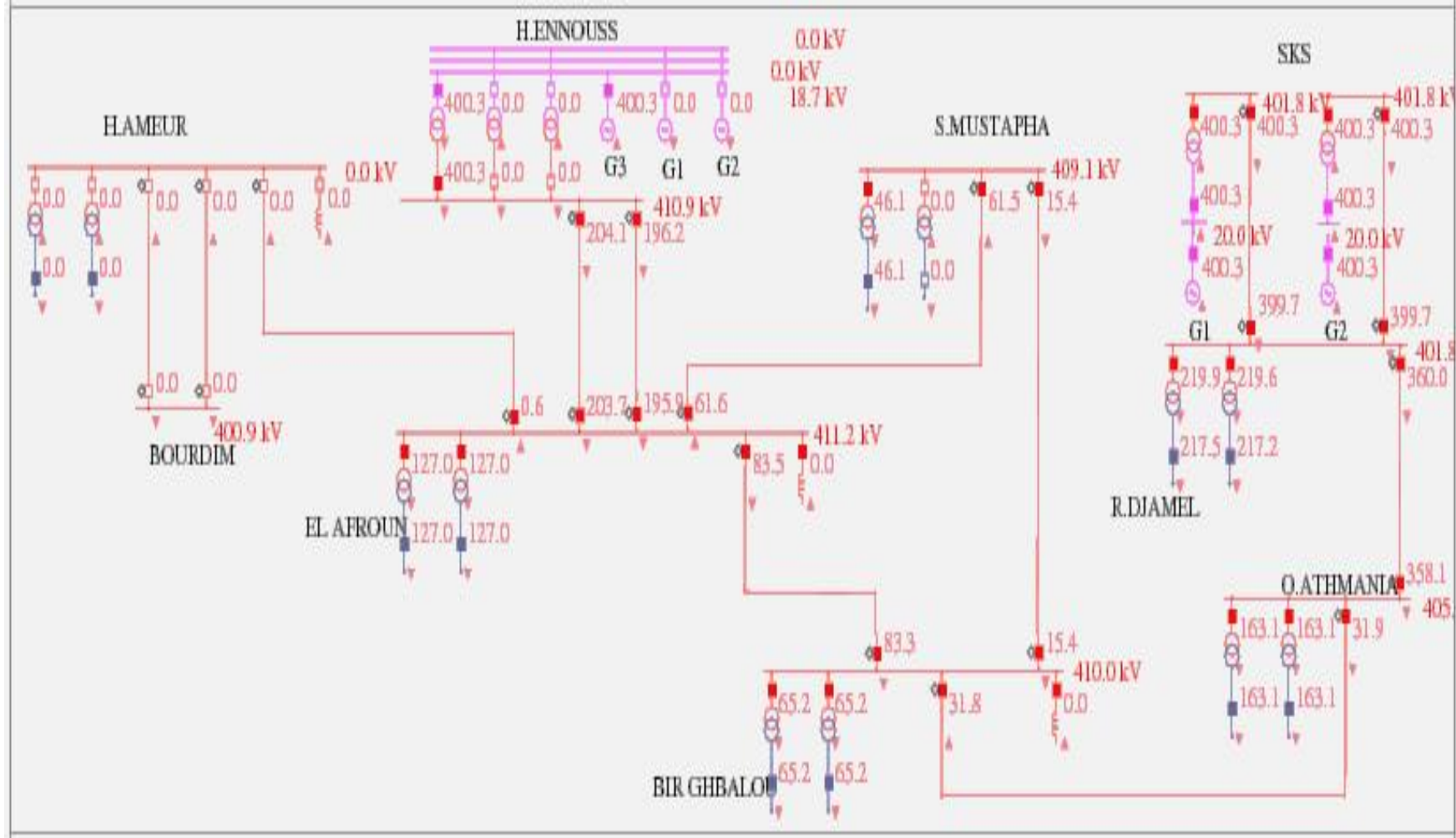


Figure. III.30 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.6 Horizon 2012 :

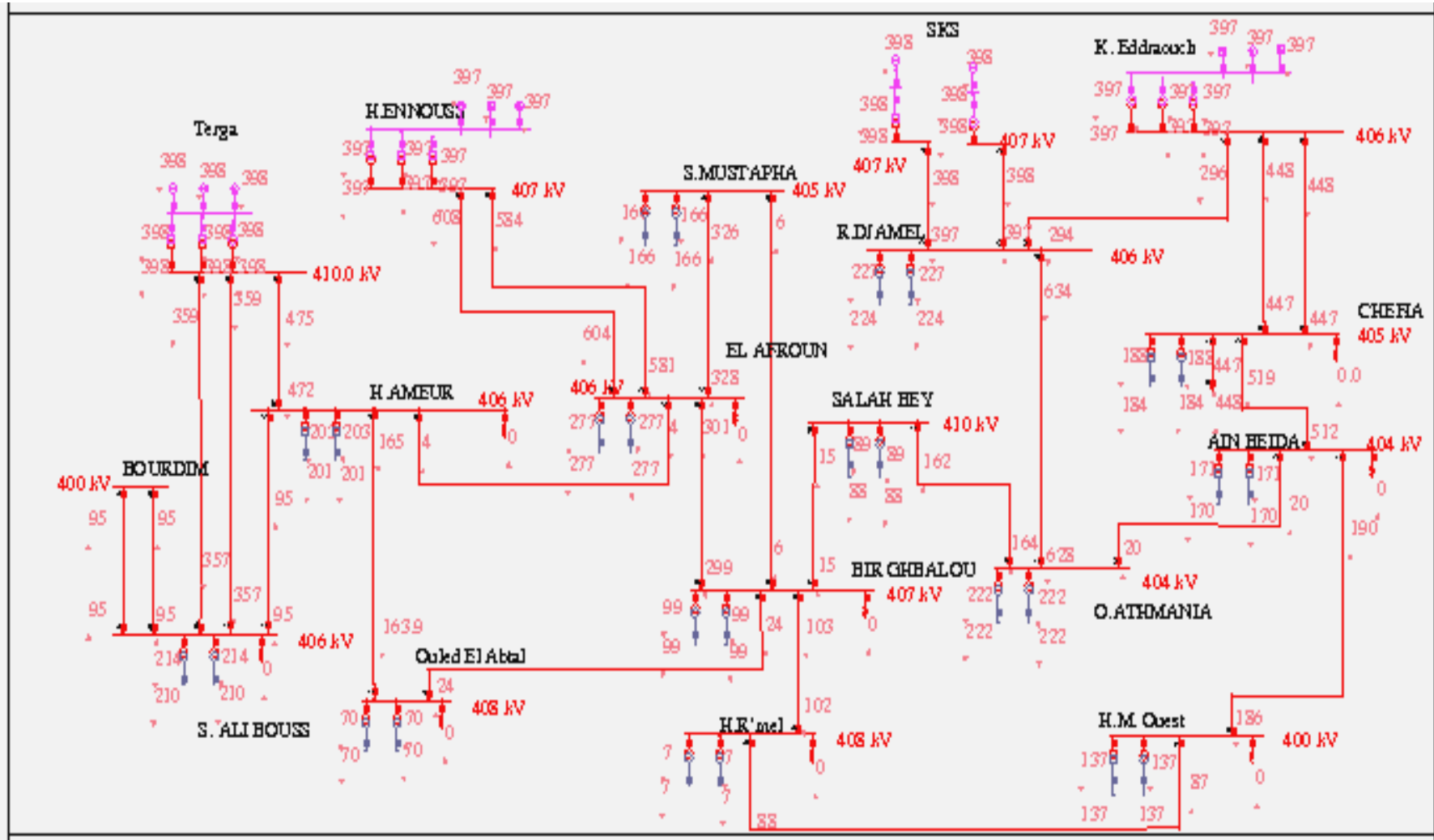


Figure. III.31 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.6 Résultats des simulations :

III.6.1 la perte de synchronisme après un court circuit triphasé.

III.6.1.1 Court-circuit sur la ligne 400kV Koudiet Eddraouche - R. Djamel :

Premier cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Koudiet Eddraouch-R. Djamel proche du poste de la centrale Koudiet Eddraouch pendant 0.14s avec désactivation des protections.

Ce défaut provoque la perte de synchronisme du système interconnecté à 1.760s.

Enchaînement de la perte de synchronisme :

- à 1.760s perte du groupe 2 de la centrale de Koudiet Eddraouche.
- à 1.760s perte du groupe 3 de la centrale de Koudiet Eddraouche.
- à 1.760s perte du groupe 1 de la centrale de SKS.
- à 1.760s perte du groupe 2 de la centrale de SKS.
- à 1.760s perte du groupe 1 de la centrale de Koudiet Eddraouche.

Pour éviter la perte synchronisme, il est nécessaire que le temps d'intervention des protections pour l'élimination du défaut soit inférieur à 140 ms.

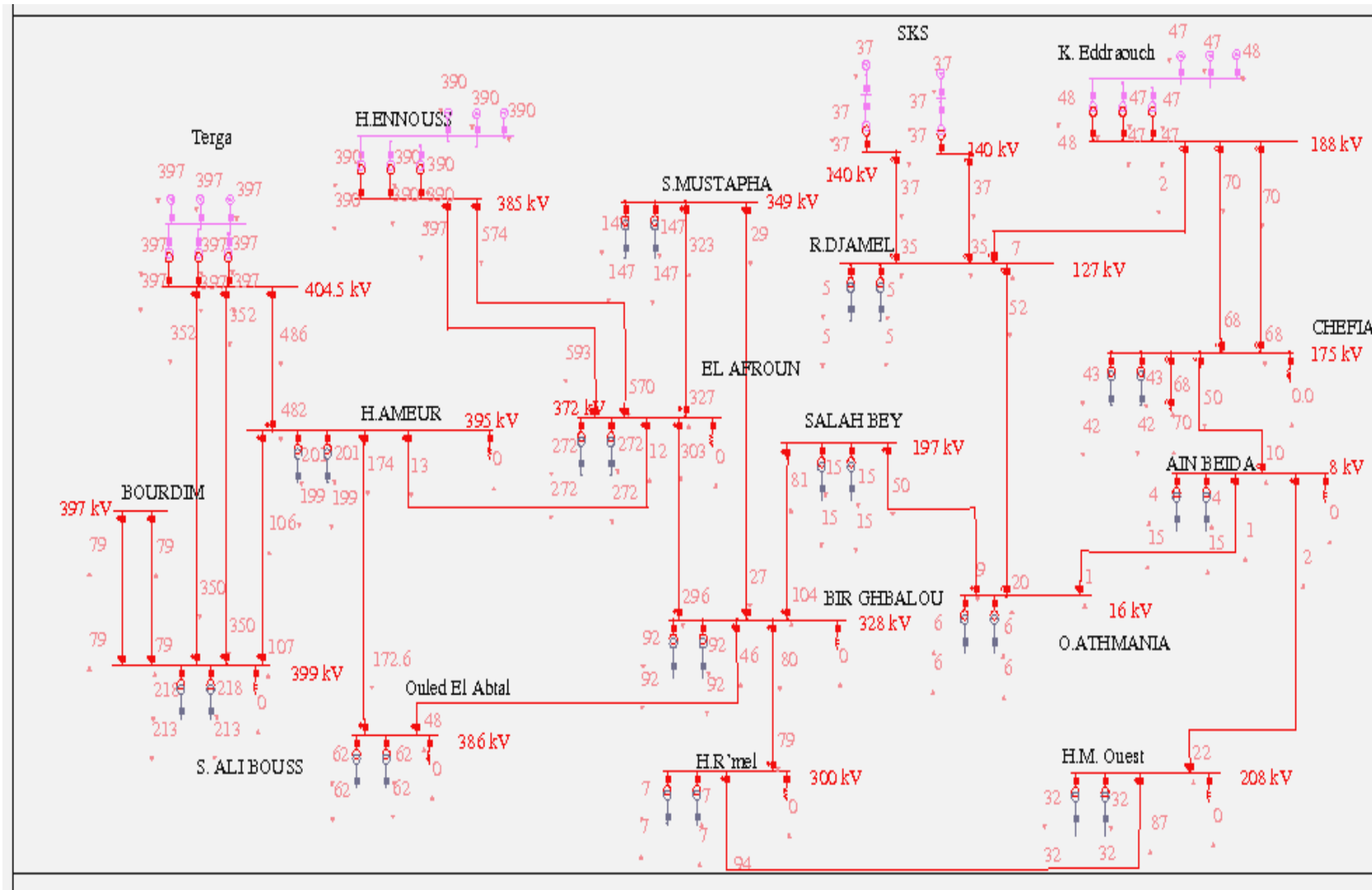


Figure. III.32 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure. III.33.Tension au niveau du poste 400/220kV de Koudiet Eddraouch :

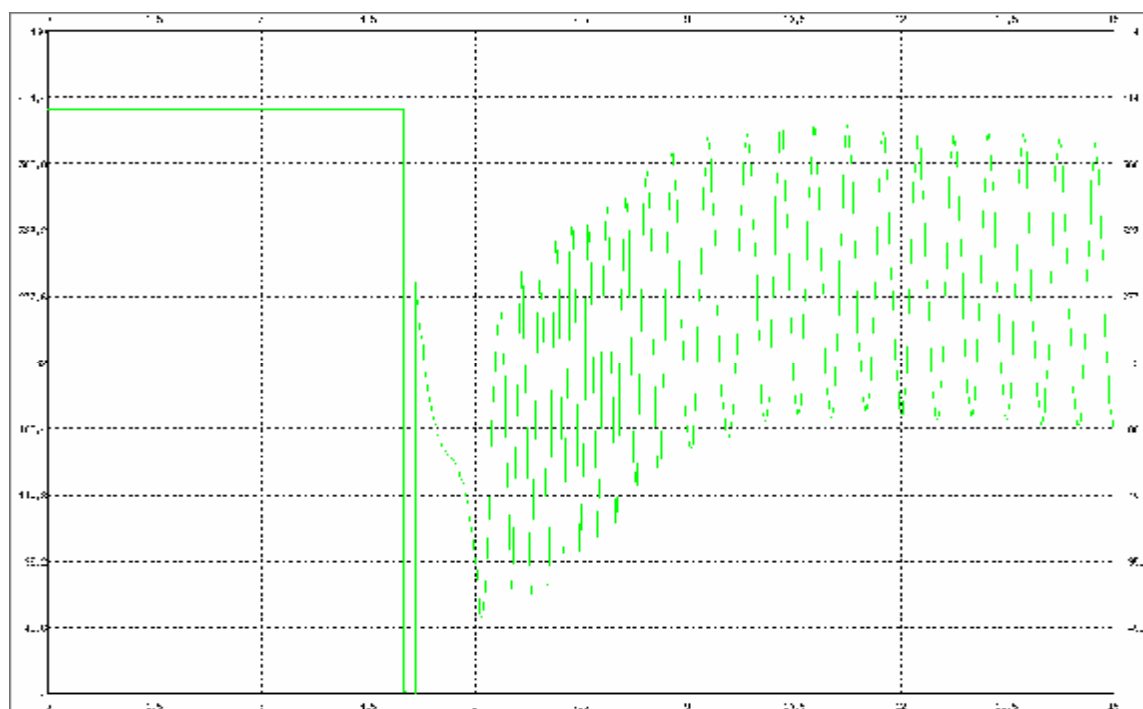
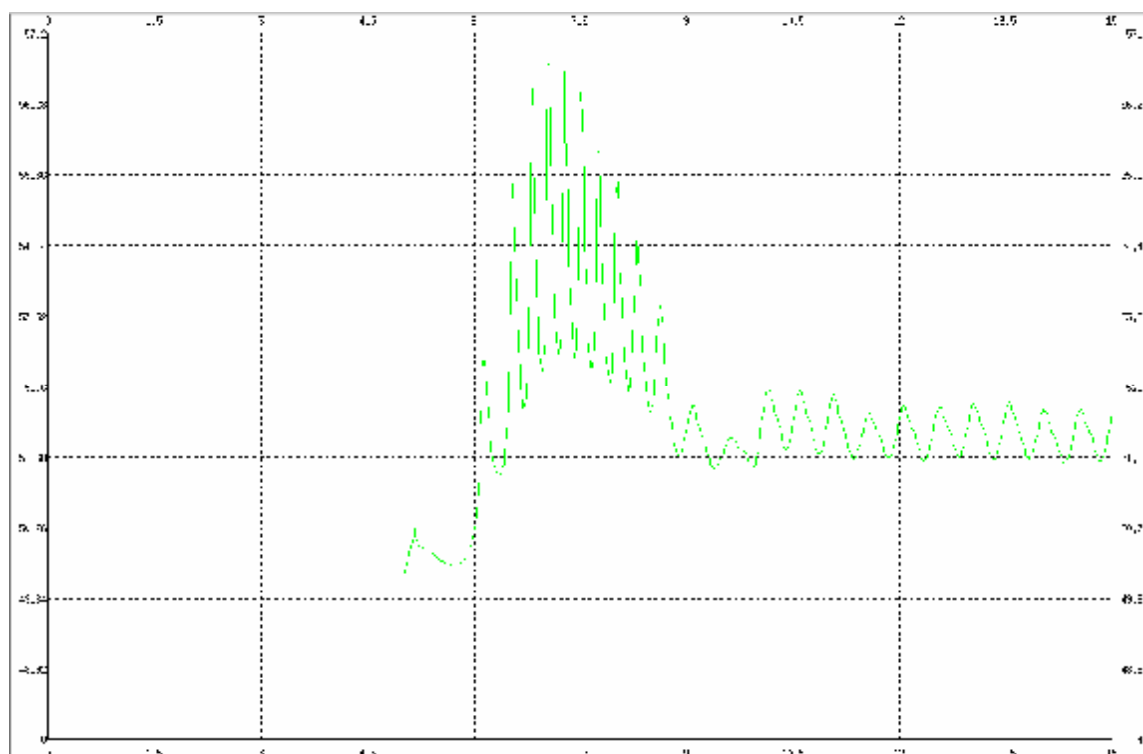


Figure. III.34.Fréquence au niveau du poste 400/220kV de Koudiet Eddraouch :



Deuxième cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne Koudiet Edraouche-R. Djamel proche du groupe Koudiet Eddraouch pendant 0.13s avec désactivation des protections.

Ce court-circuit ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

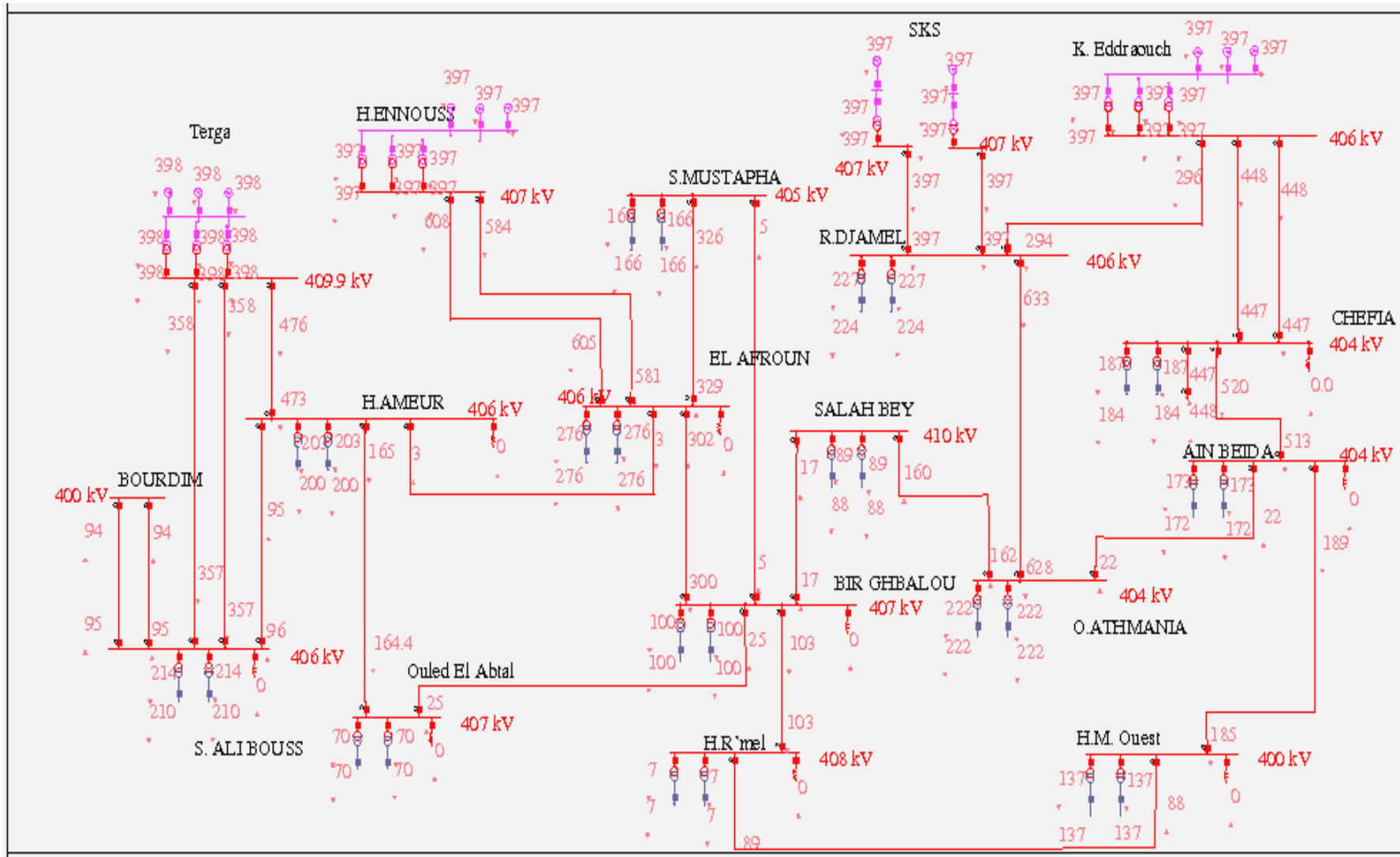


Figure. III.35 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.36. Tension au niveau du poste 400/220kV de Koudiet Eddraouch

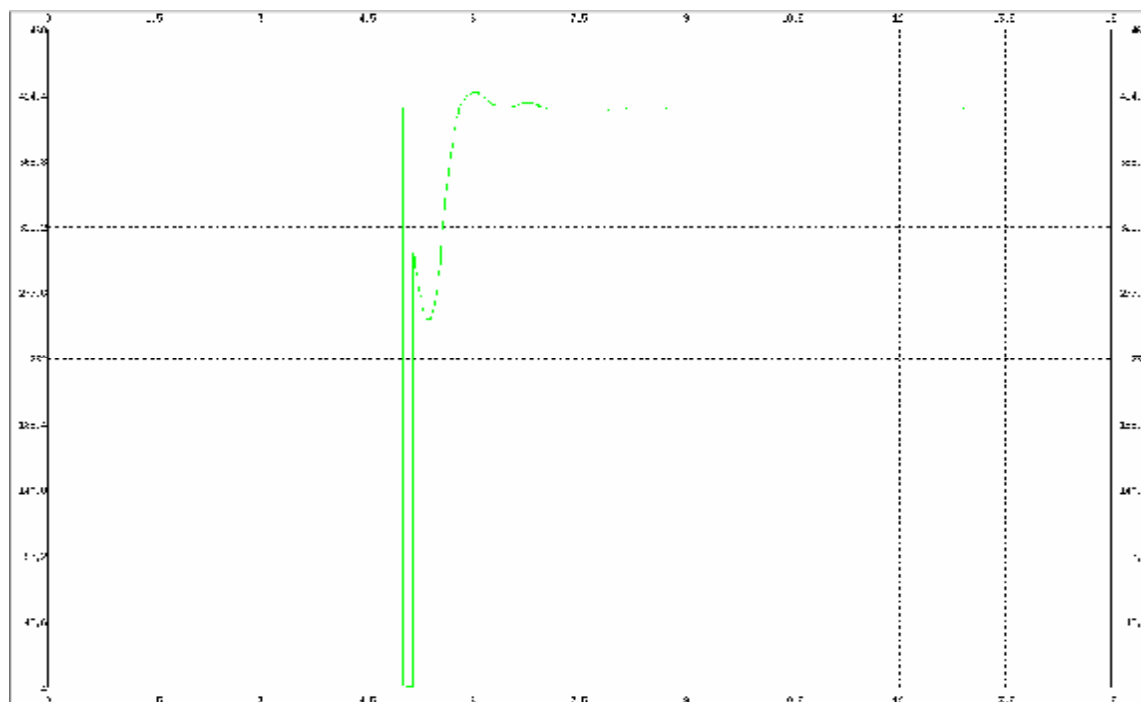
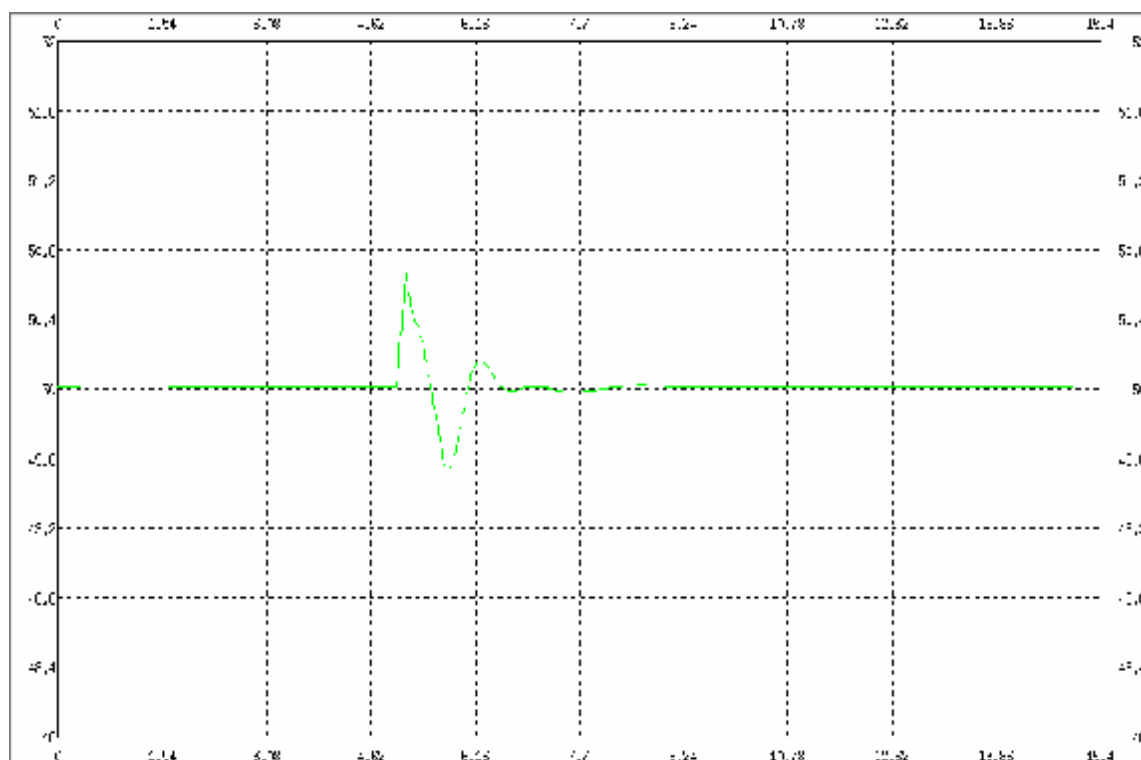


Figure.III.37. Fréquence au niveau du poste 400/220kV de Koudiet Eddraouch



III.6.1.2 Court-circuit sur la ligne 400kV Koudiet Eddraouche - Chefia:

Premier cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Koudiet Eddraouch- Chefia proche du poste de la centrale Koudiet Eddraouch pendant 0.14s avec désactivation des protections.

Ce défaut provoque la perte de synchronisme du système interconnecté à 1.580s .

Enchaînement de la perte de synchronisme :

- à 1.580s : Perte du groupe 2 de la centrale de Koudiet Eddraouche.
- à 1.580s . perte du groupe 3 de la centrale de Koudiet Eddraouche.
- à 1.580s . perte du groupe 1 de la centrale de SKS.
- à 1.580s . perte du groupe 2 de la centrale de SKS.
- à 1.580s . perte du groupe 1 de la centrale de Koudiet Eddraouche.

Pour éviter la perte synchronisme, il est nécessaire que le temps d'intervention des protections pour l'élimination du défaut soit inférieur à 140 ms.

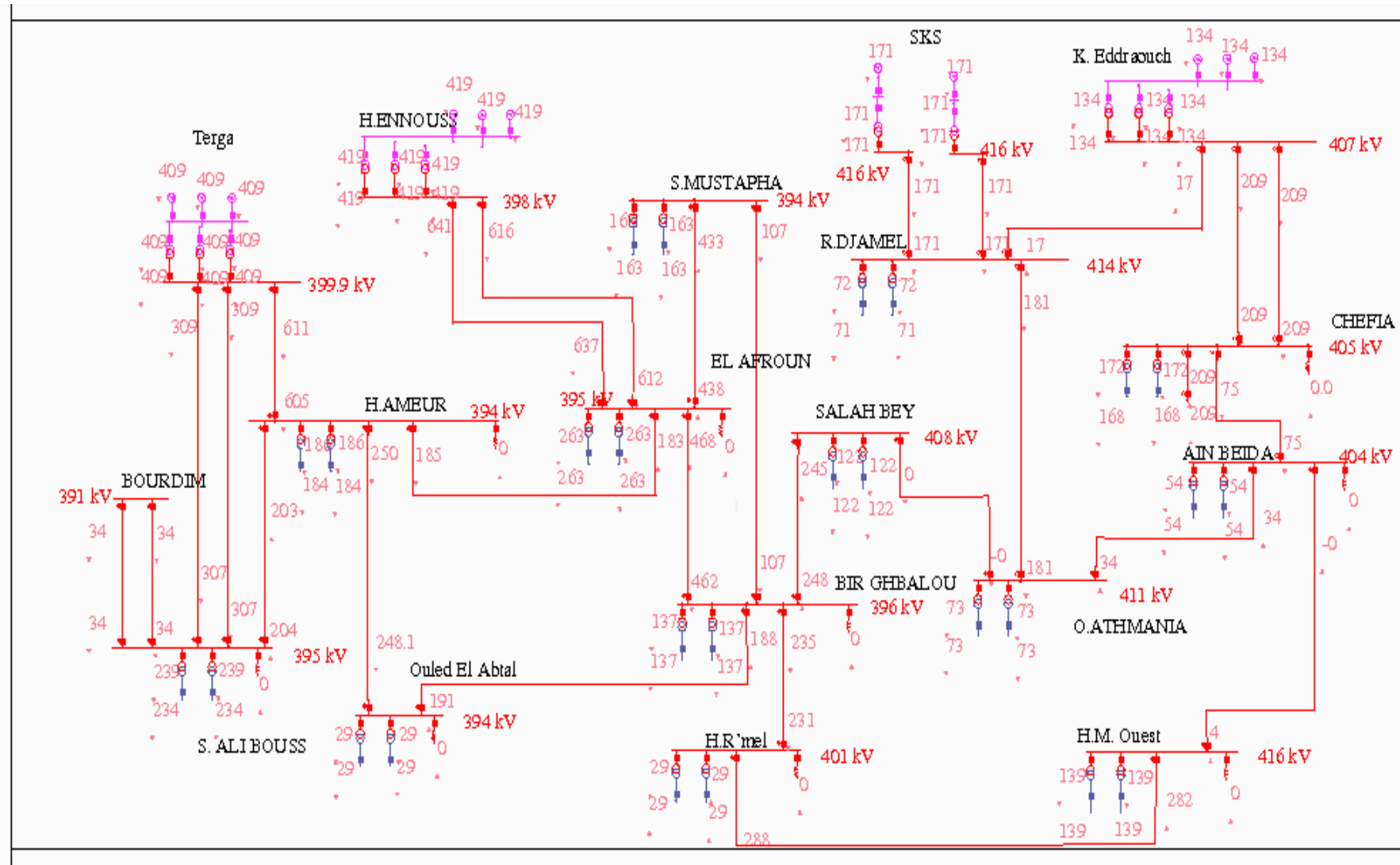


Figure. III.38 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.39.Tension au niveau du poste 400/220kV de Koudiet Eddraouch

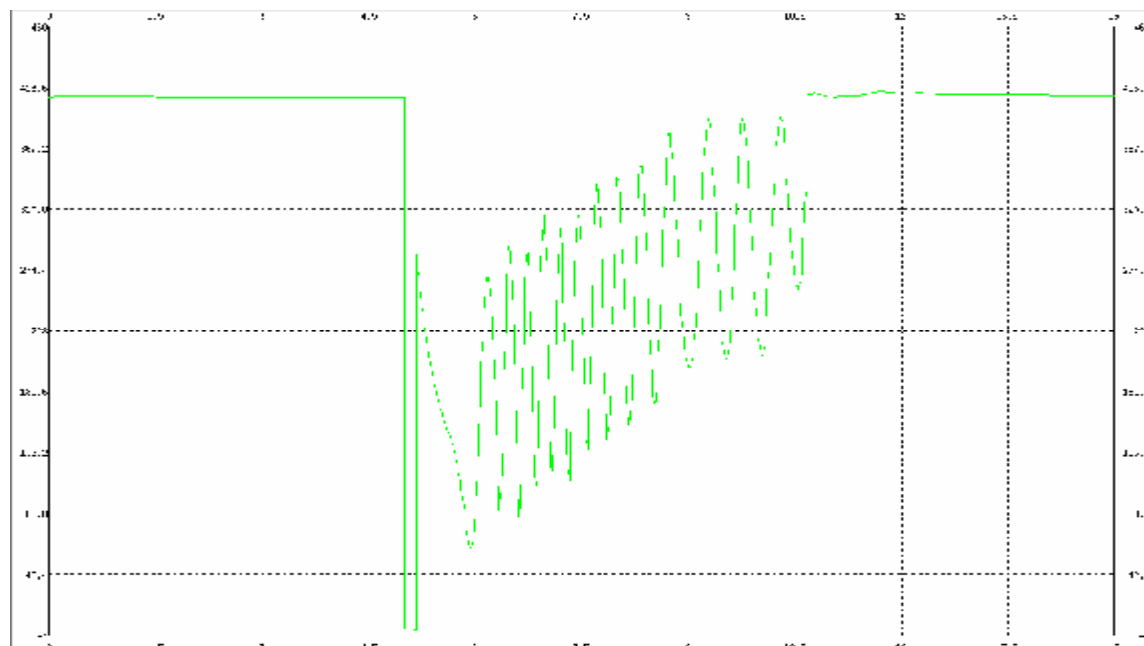
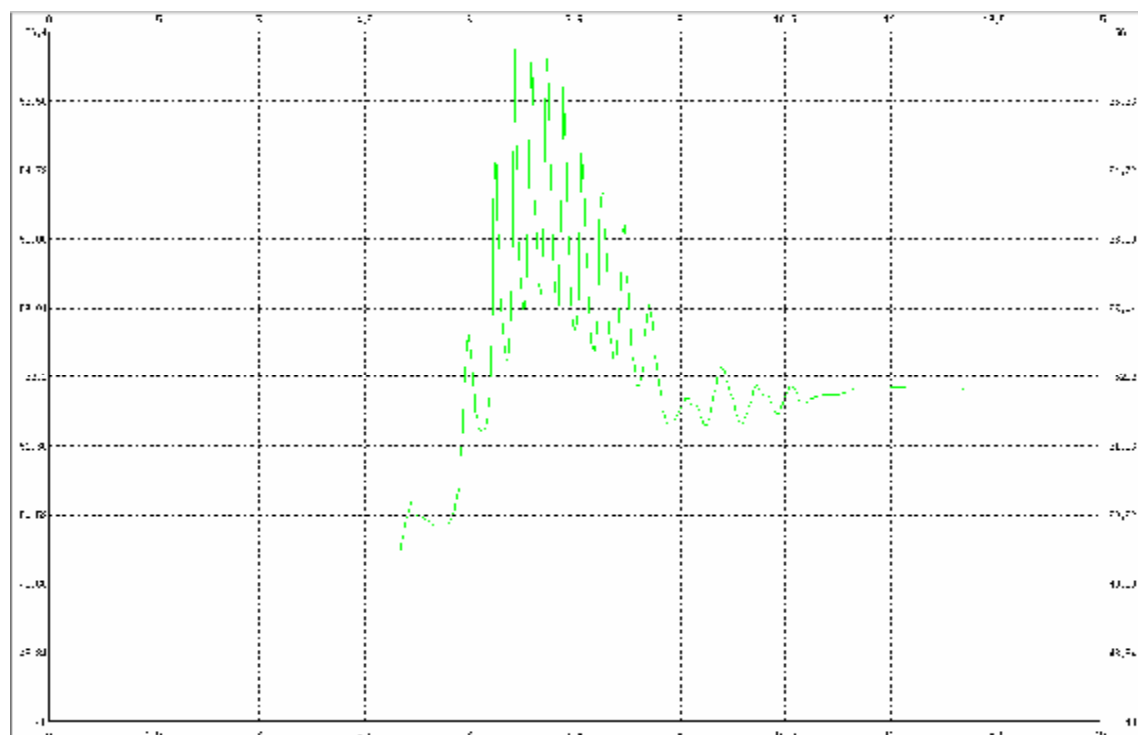


Figure.III.40.Fréquence au niveau du poste 400/220kV de Koudiet Eddraouch



Deuxième cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Koudiet Eddraouch- Chefia proche du poste de la centrale Koudiet Eddraouch pendant 0.13s avec désactivation des protections.

Ce court-circuit ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

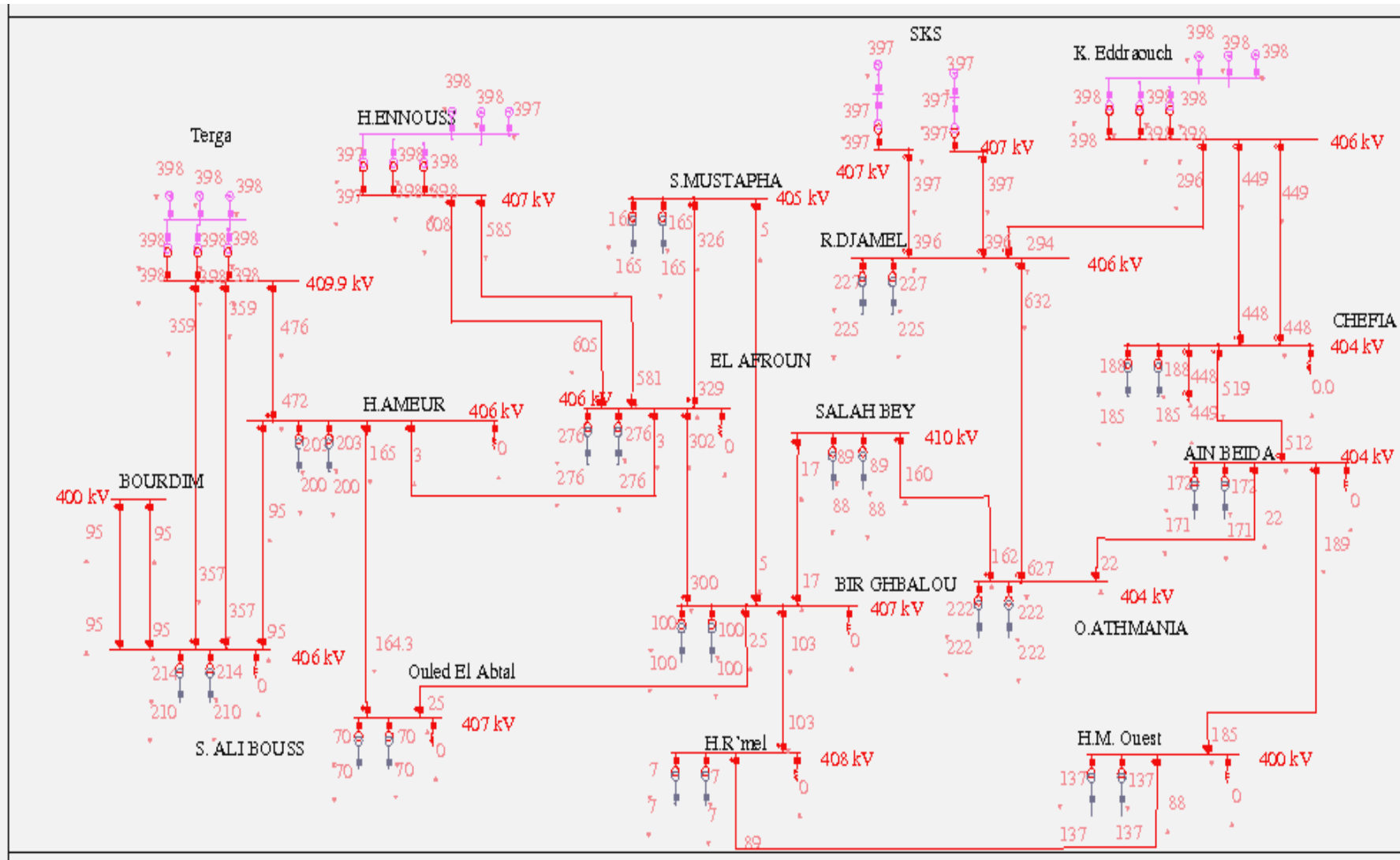


Figure. III.41 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.42.Tension au niveau du poste 400/220kV de Koudiet Eddraouch

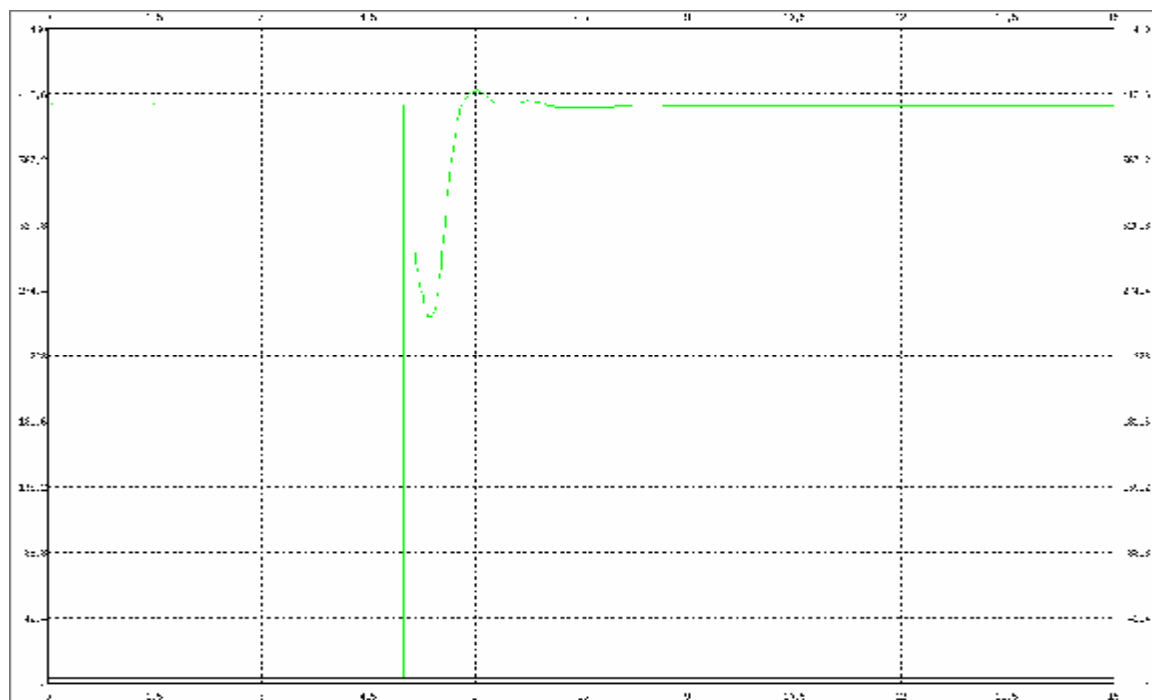
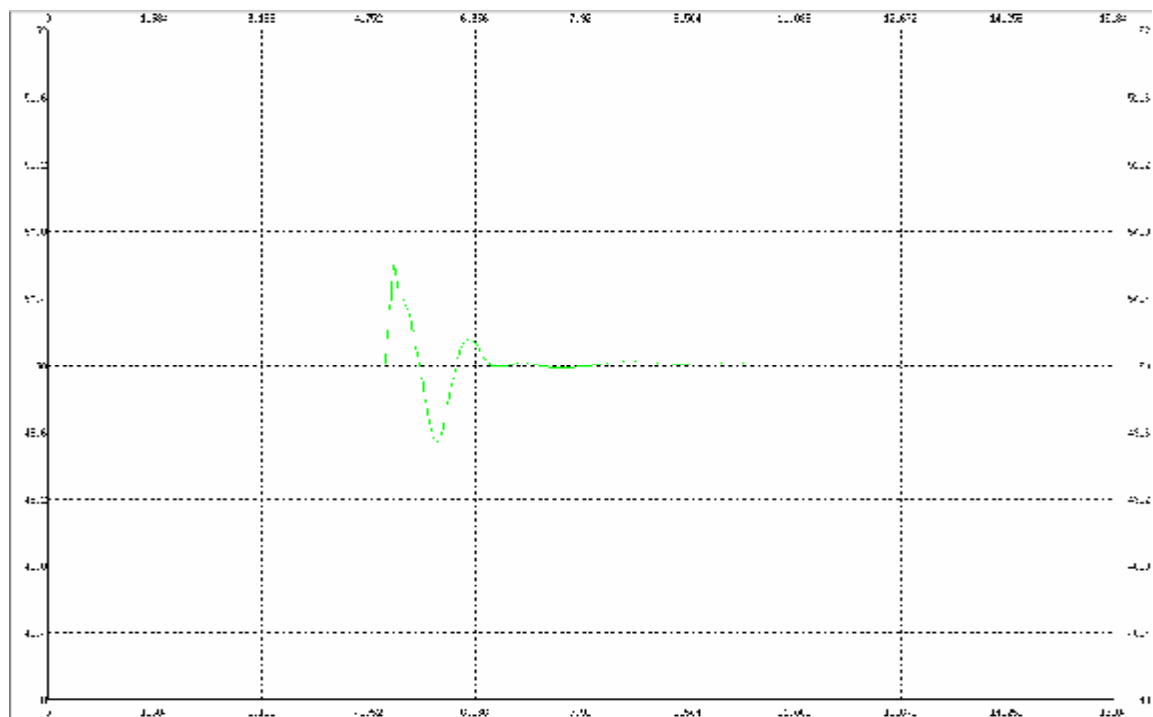


Figure.III.43.Fréquence au niveau du poste 400/220kV de Koudiet Eddraouch



III.6.1.3 Court-circuit sur la ligne 400kV SKS - R. Djamel :

Premier cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Group1 SKS - R. Djamel proche du poste de la centrale SKS pendant 0.20s avec désactivation des protections.

Ce défaut provoque la perte de synchronisme du système interconnecté à 1.340s.

Enchaînement de la perte de synchronisme :

- à 1.340s perte du groupe 2 de la centrale de Koudiet Eddraouche.
- à 1.340s perte du groupe 3 de la centrale de Koudiet Eddraouche.
- à 1.340s perte du groupe 1 de la centrale de SKS.
- à 1.340s perte du groupe 2 de la centrale de SKS.
- à 1.340s perte du groupe 1 de la centrale de Koudiet Eddraouche.

Pour éviter la perte synchronisme, il est nécessaire que le temps d'intervention des protections pour l'élimination du défaut soit inférieur à 200 ms.

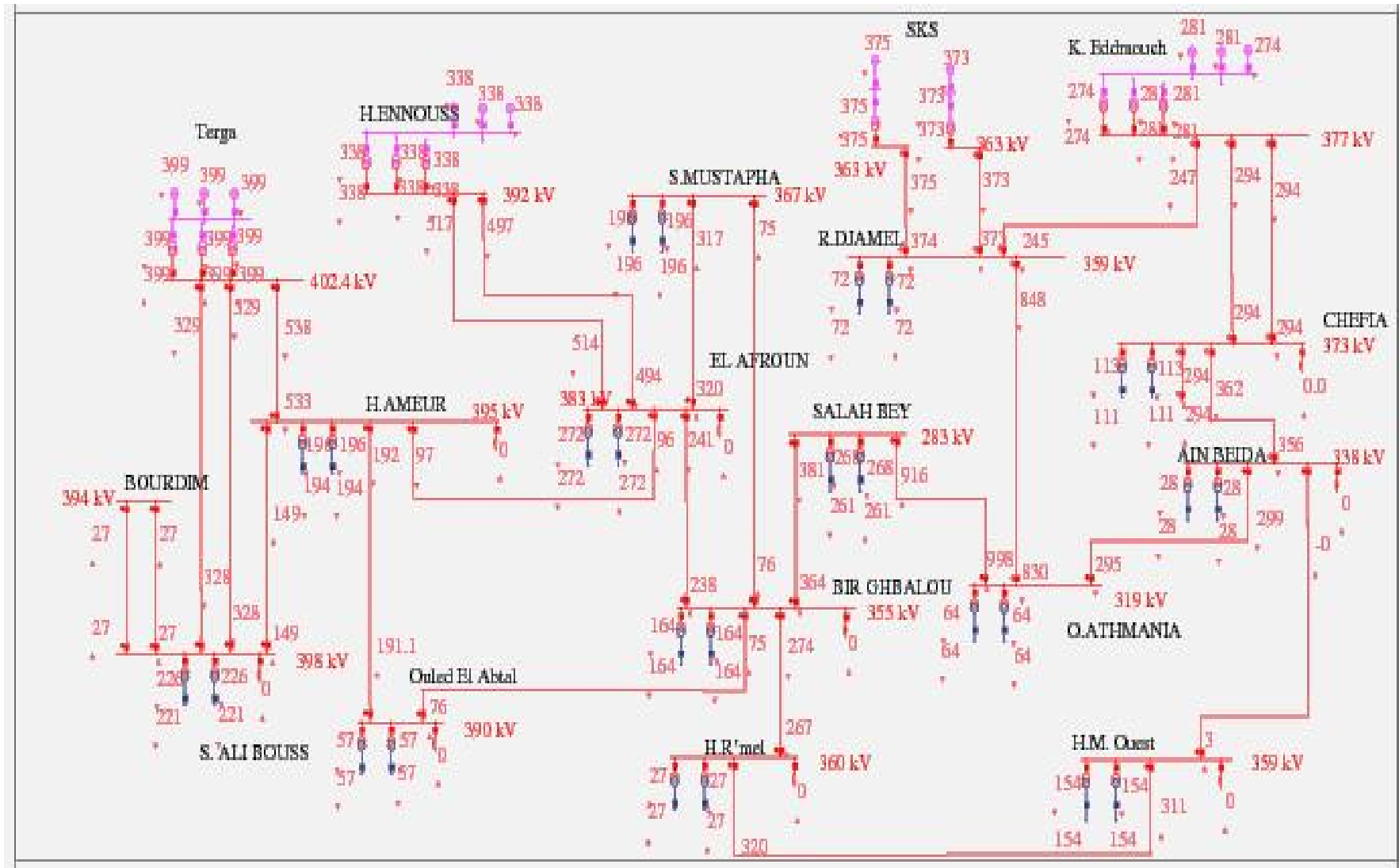


Figure. III.44 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.45.Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe1

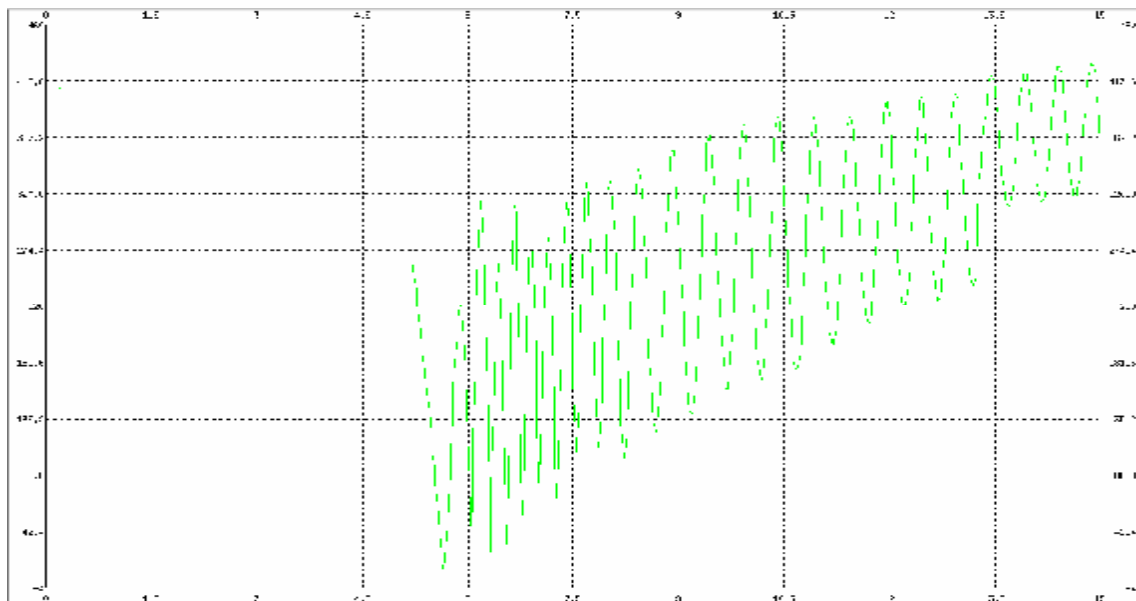


Figure.III.46.Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe1

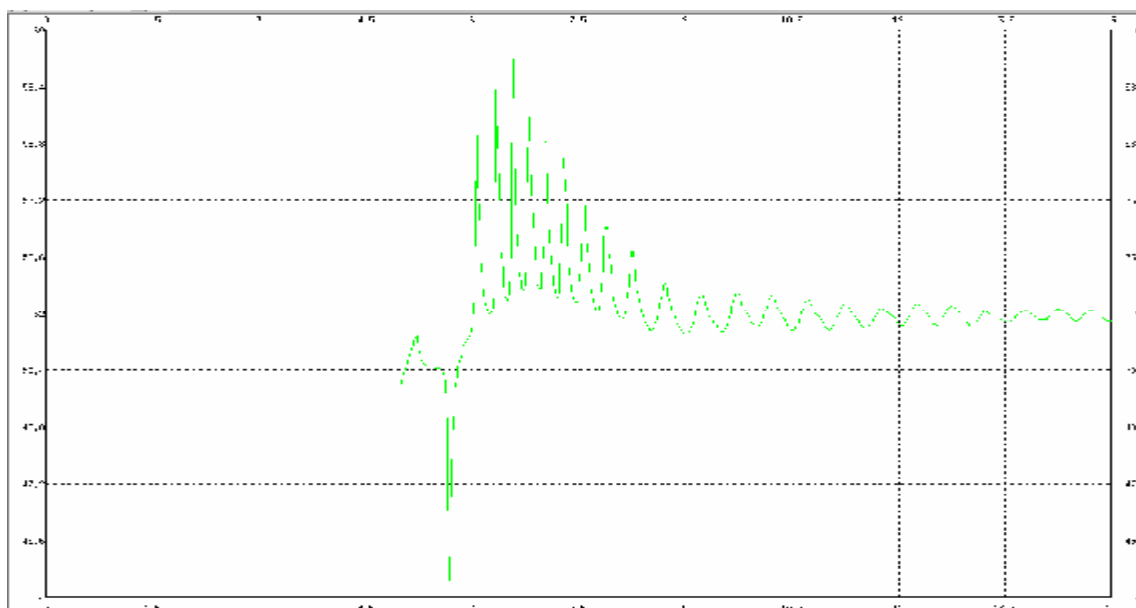


Figure.III.47.Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe2

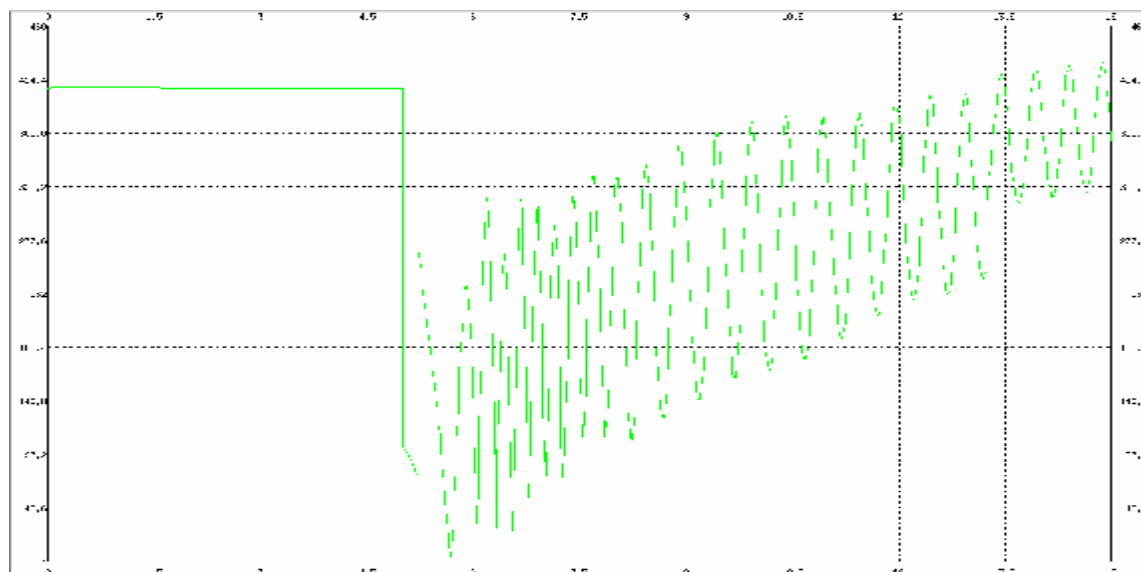
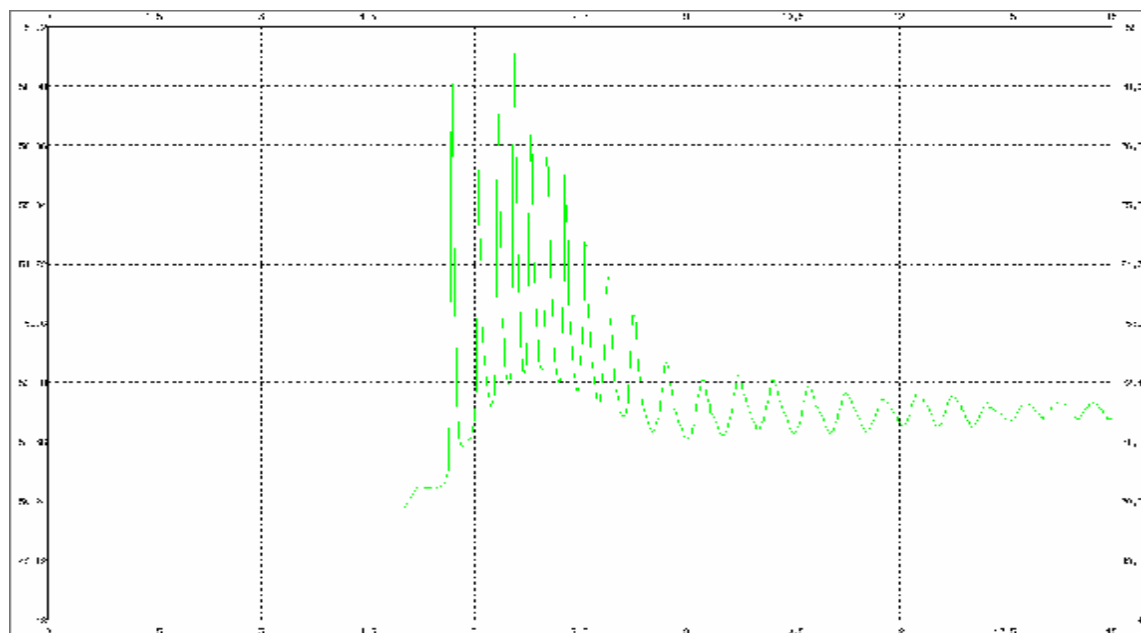


Figure.III.48Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe2



Deuxième cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne Groupe1 SKS - R. Djamel proche du poste de la centrale SKS pendant 0.19s avec désactivation des protections.

Ce court-circuit ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

Figure.III.50 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe1

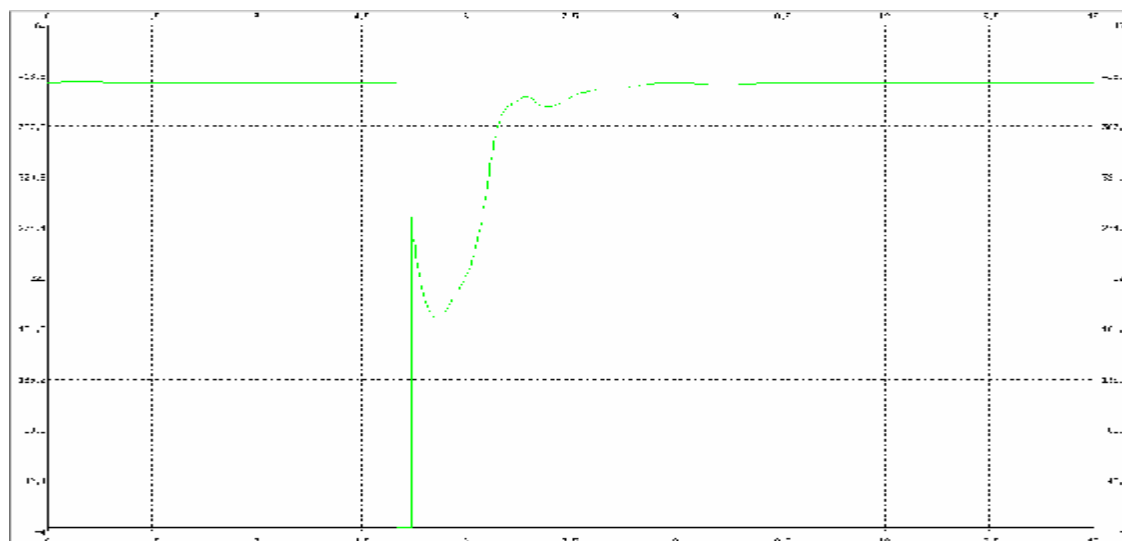


Figure.III.51 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe1

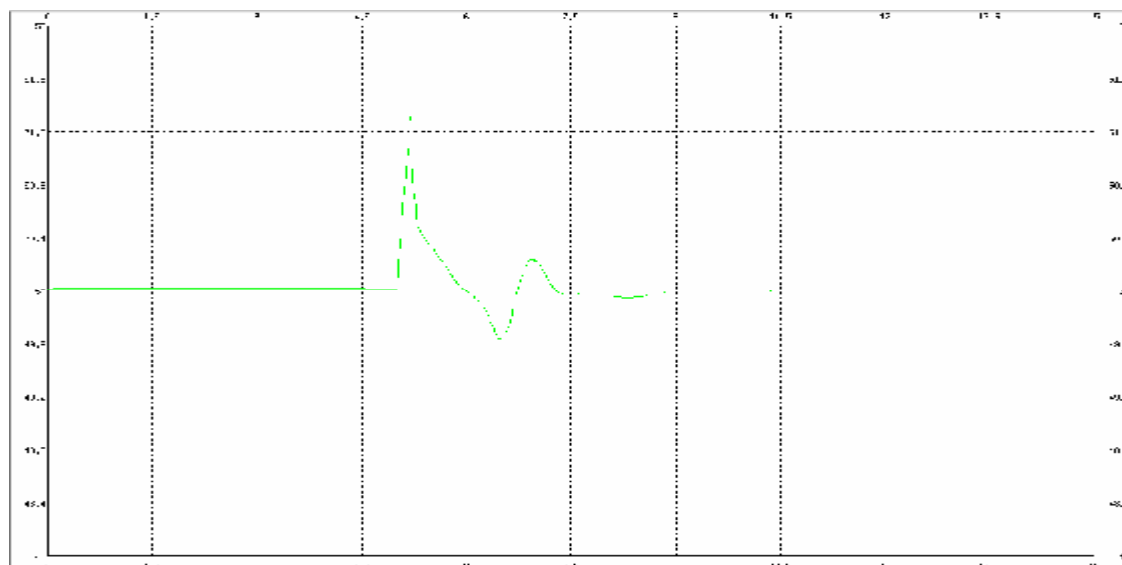


Figure.III.52 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe2

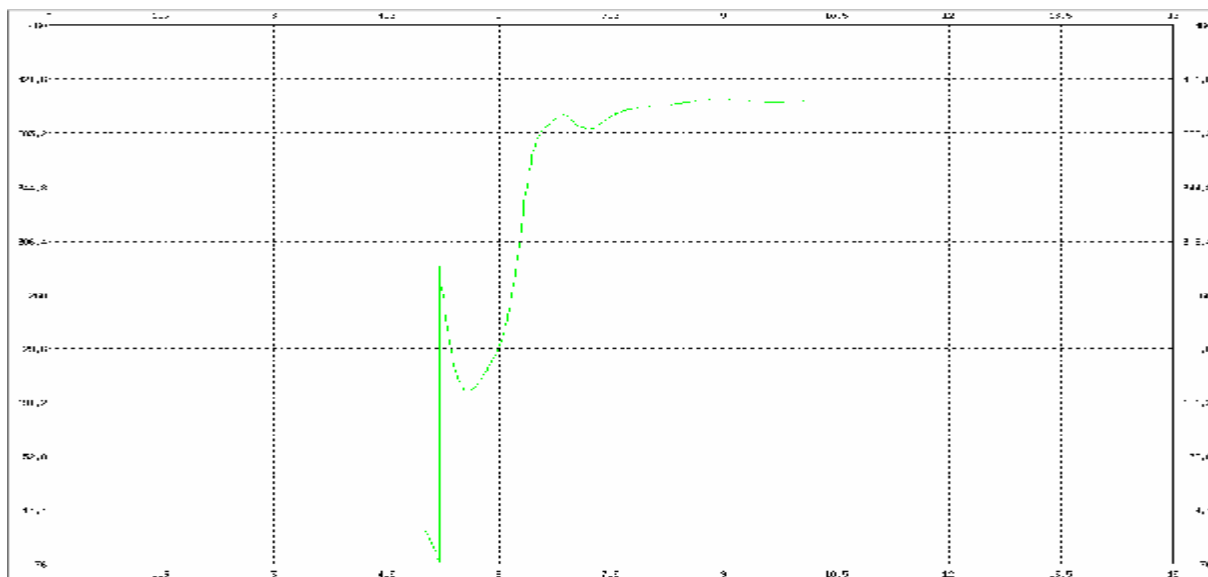
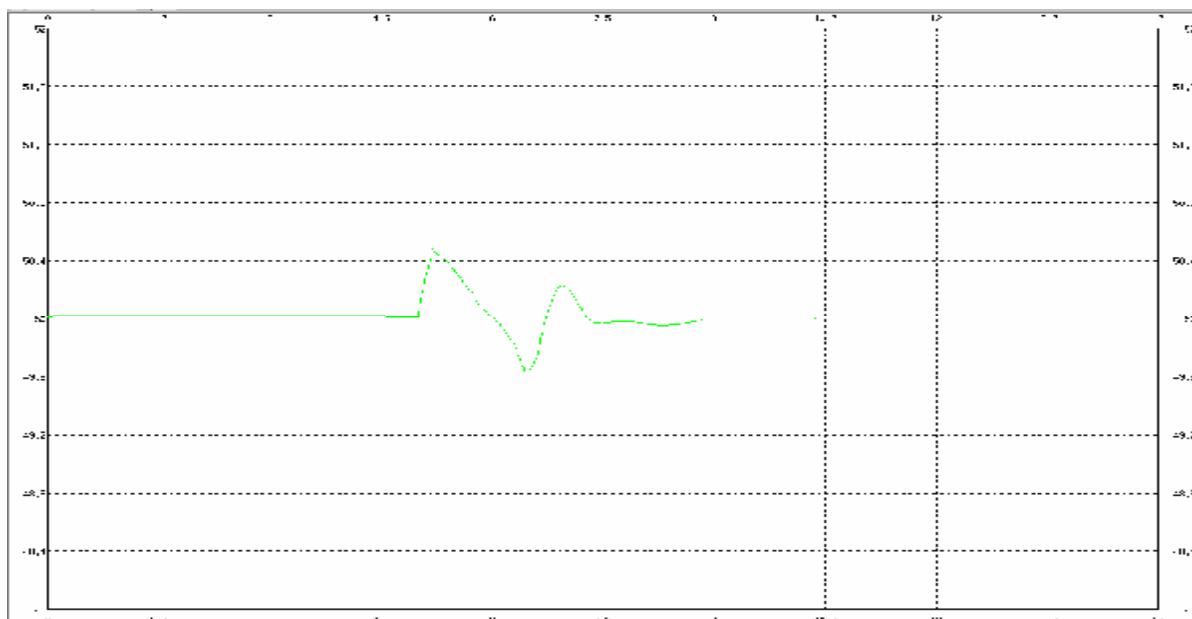


Figure.III.53 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKS Groupe2



III.6.1.4 Court-circuit sur la ligne 400kV SKH- El Afroun:

Premier cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV SKH- El Afroun proche du poste de la centrale SKH 0.16s avec désactivation des protections.

Ce défaut provoque la perte de synchronisme du système interconnecté à 0.960S.

Enchaînement de la perte de synchronisme :

- à 0.960s perte du groupe 2 de la centrale de SKH.
- à 0.960s perte du groupe 3 de la centrale de SKH.
- à 0.960s perte du groupe 1 de la centrale de SKH.

Pour éviter la perte synchronisme, il est nécessaire que le temps d'intervention des protections pour l'élimination du défaut soit inférieur à 160 ms.

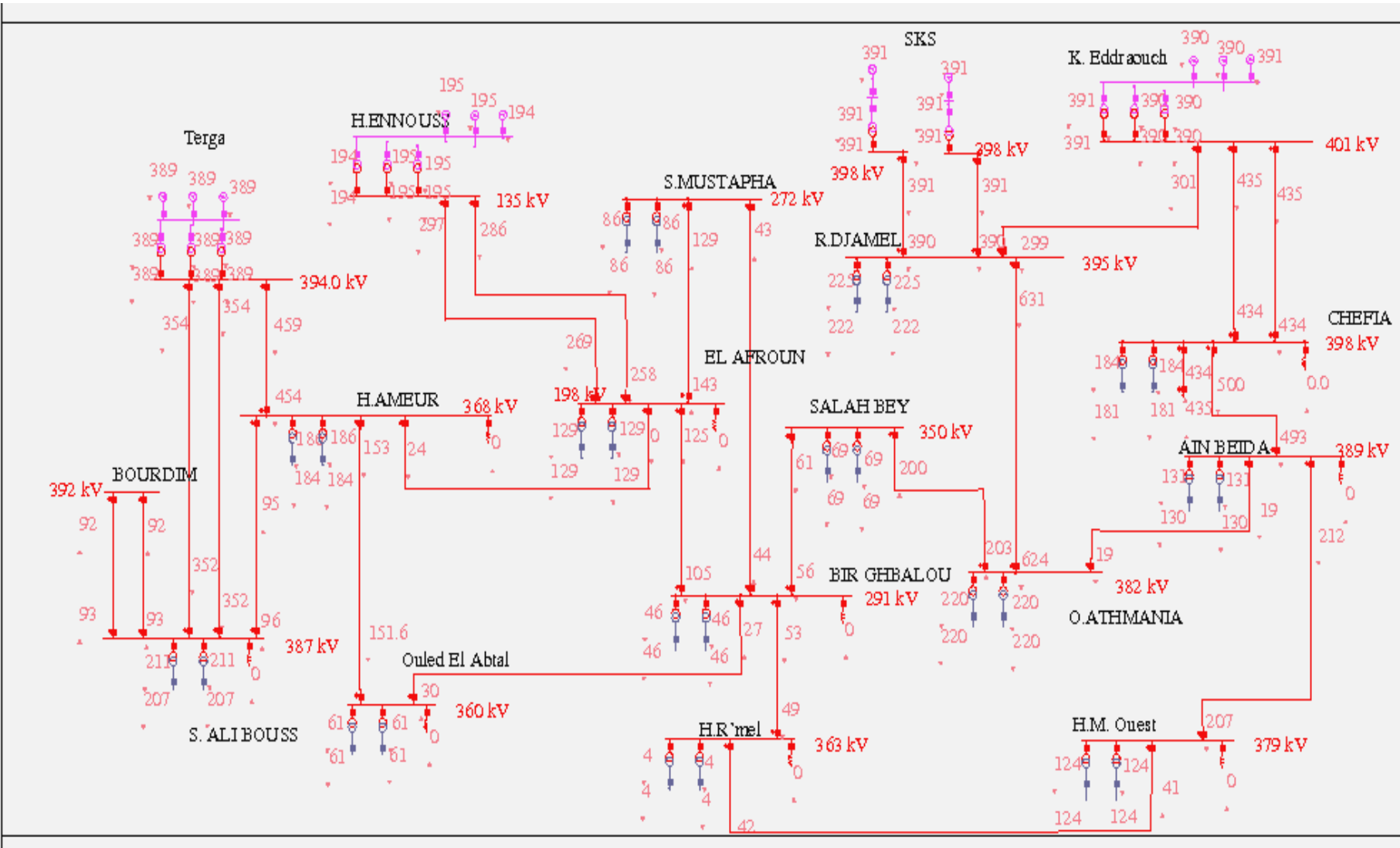


Figure. III.54 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.55 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKH

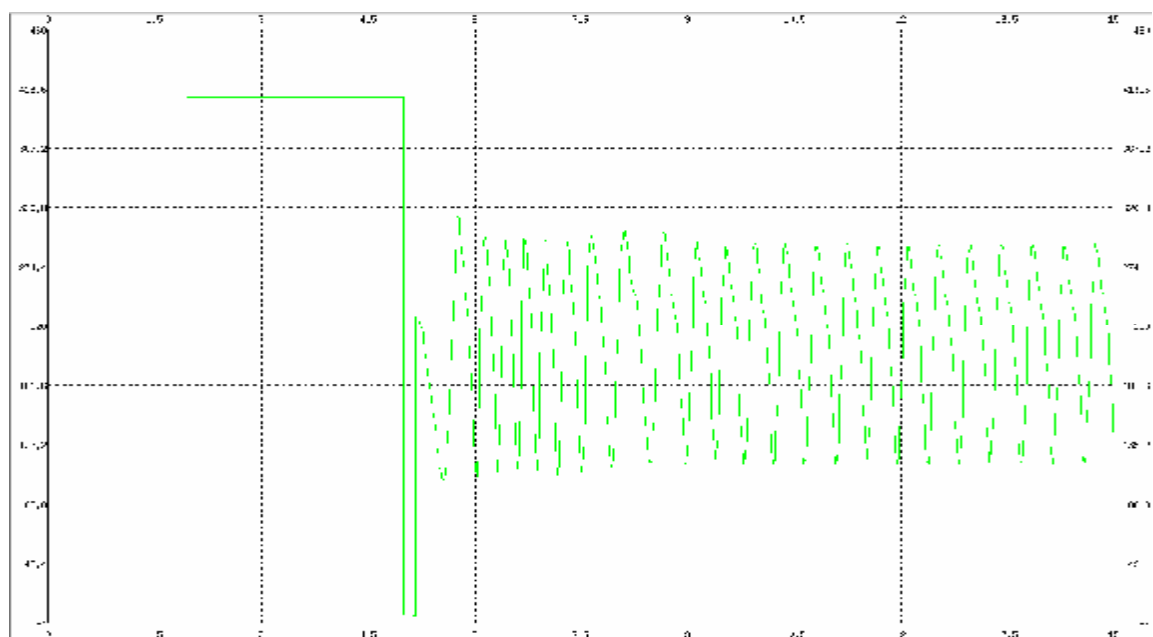
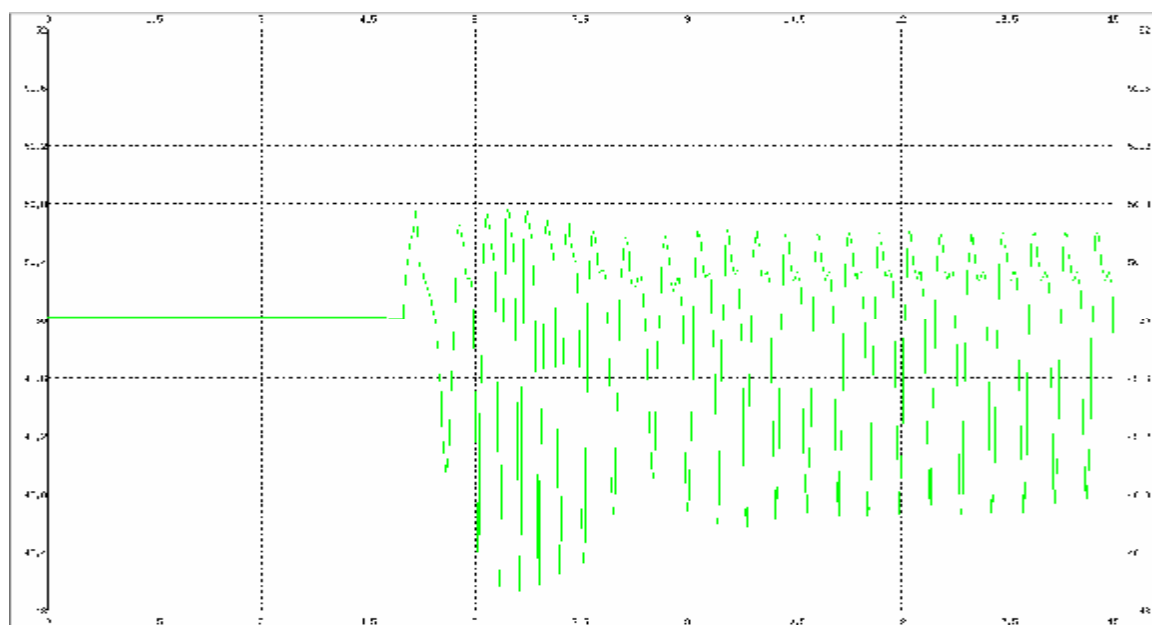


Figure.III.56 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKH



Deuxième cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV SKH- El Afroun proche du poste de la centrale SKH 0.15s avec désactivation des protections.

Ce court-circuit ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

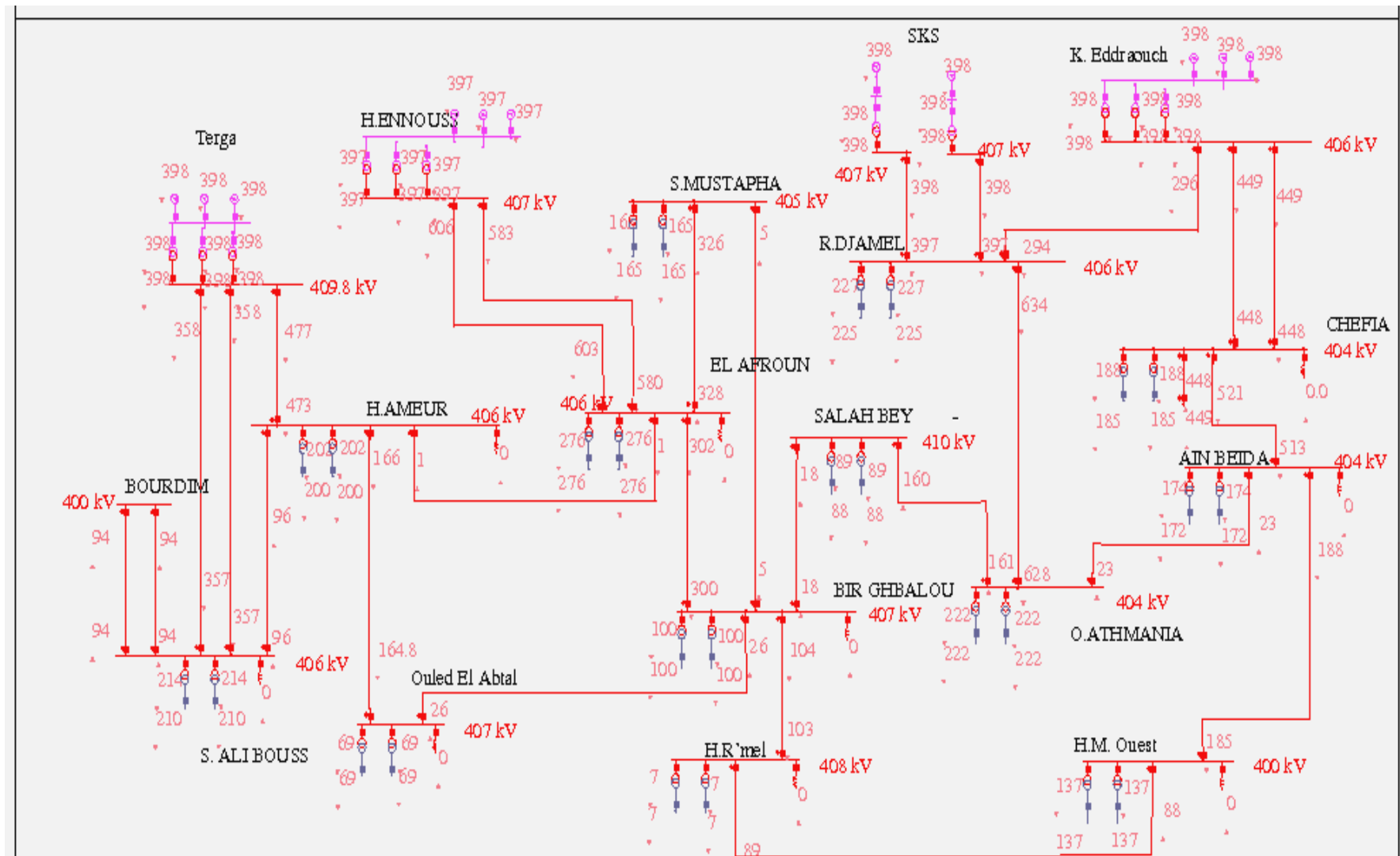


Figure. III.57 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.58 Tension au niveau du poste 400/220kV de SKH

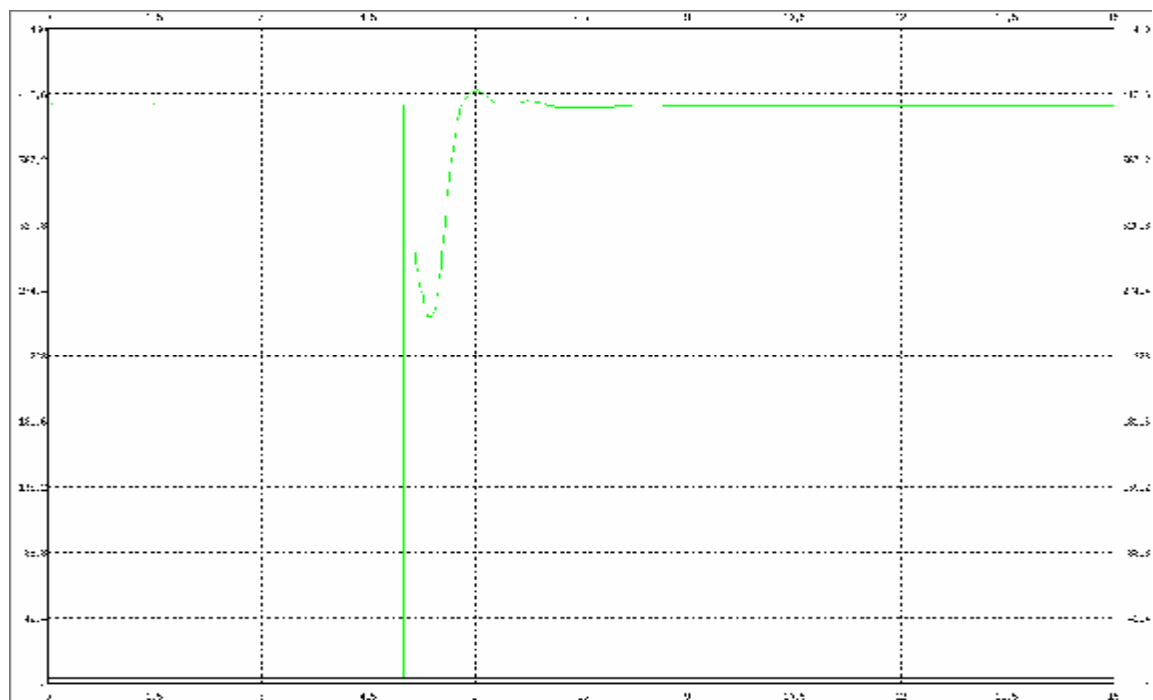
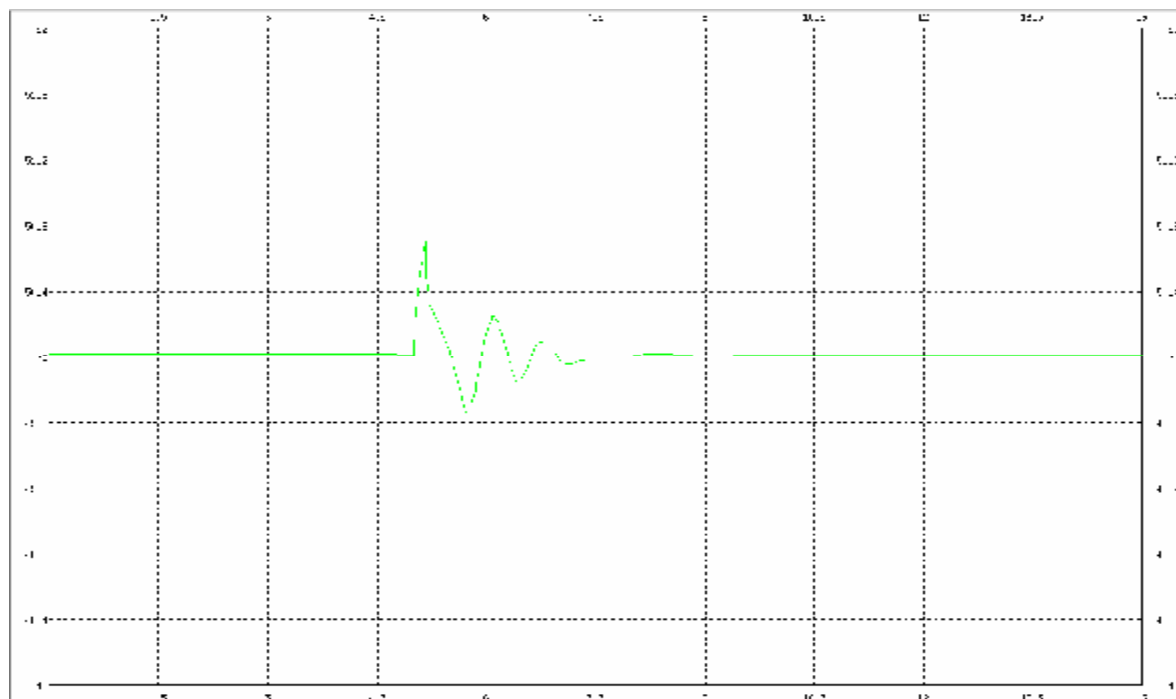


Figure.III.59 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de SKH



III.6.1.5 Court-circuit sur la ligne 400kV Terga- S.A.Boussidi:

Premier cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Terga- S.A.Boussidi proche du poste de la centrale Terga 0.18s avec désactivation des protections.

Ce défaut provoque la perte de synchronisme du système interconnecté à 0.740S.

Enchaînement de la perte de synchronisme :

- à 0.740s perte du groupe 2 de la centrale de Terga.
- à 0.740s perte du groupe 3 de la centrale de Terga.
- à 0.740s perte du groupe 1 de la centrale de Terga.

Pour éviter la perte synchronisme, il est nécessaire que le temps d'intervention des protections pour l'élimination du défaut soit inférieur à 180 ms.

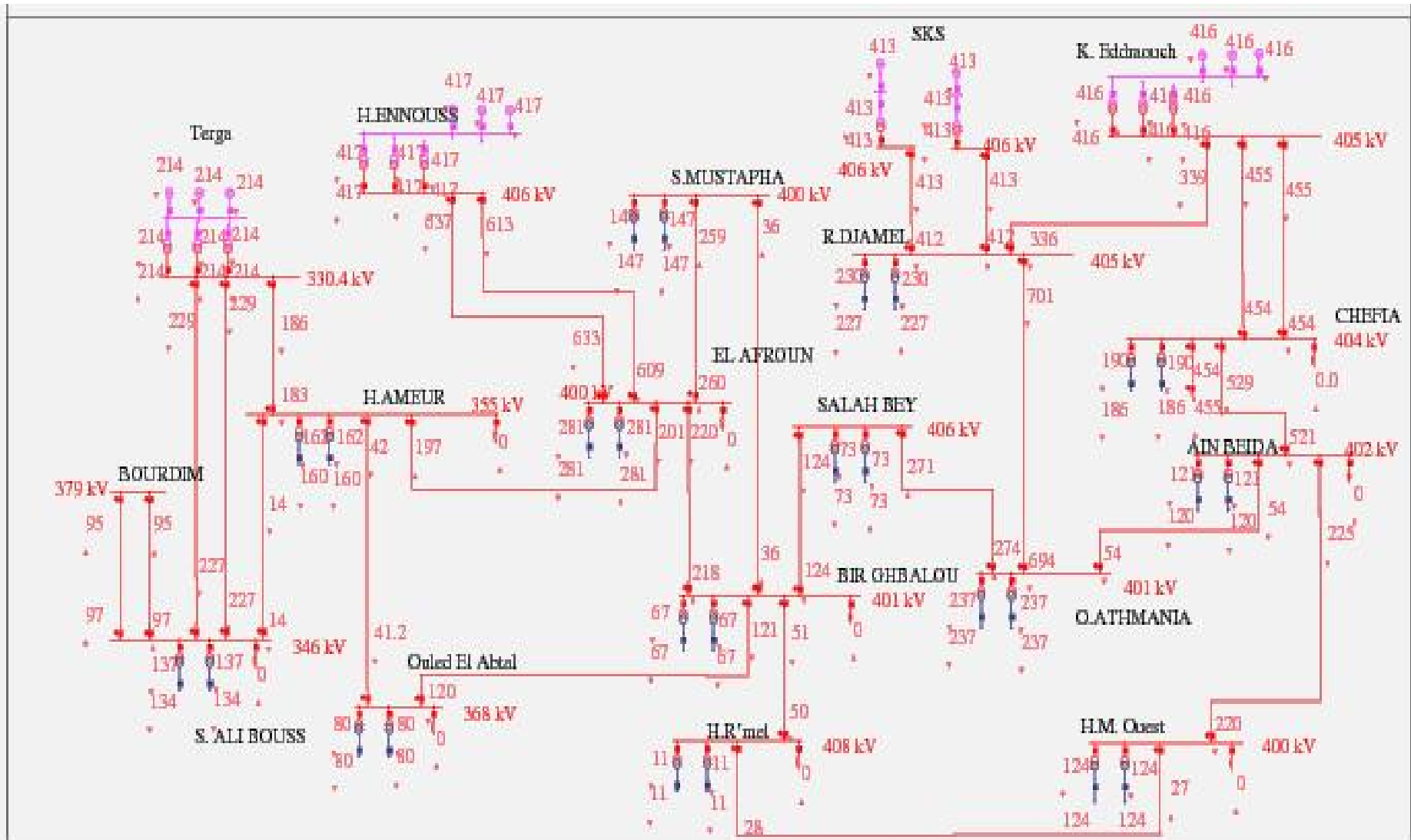


Figure. III.60 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.61 Tension au niveau du poste 400/220kV de Terga

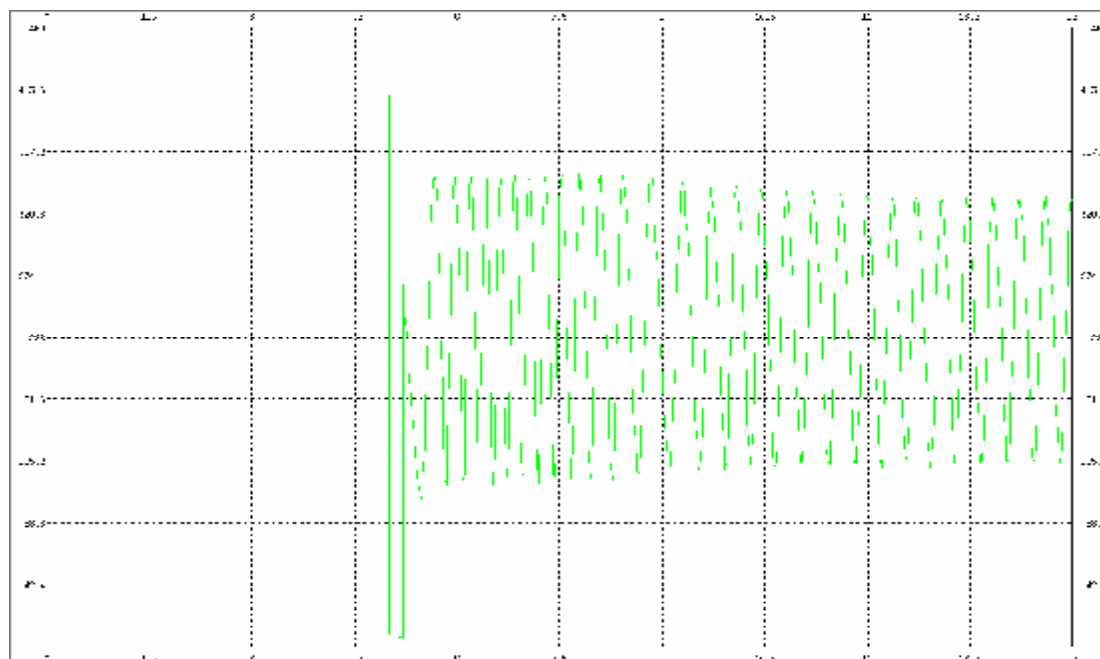
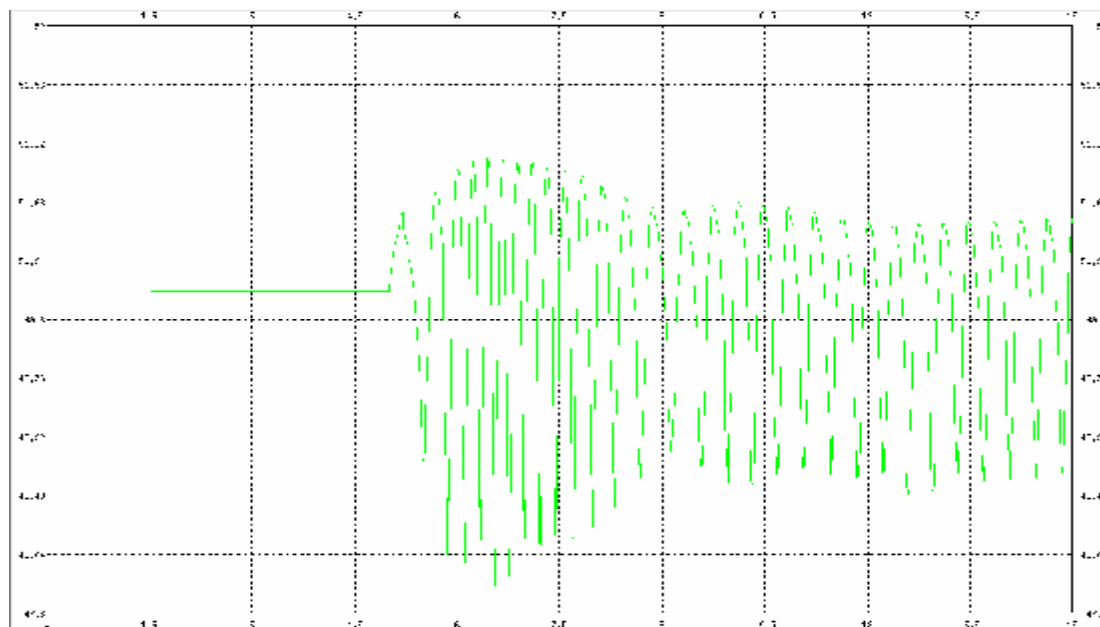


Figure.III.62 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de Terga



Deuxième cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Terga- S.A.Boussidi proche du poste de la centrale Terga 0.17s avec désactivation des protections.

Ce court-circuit ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

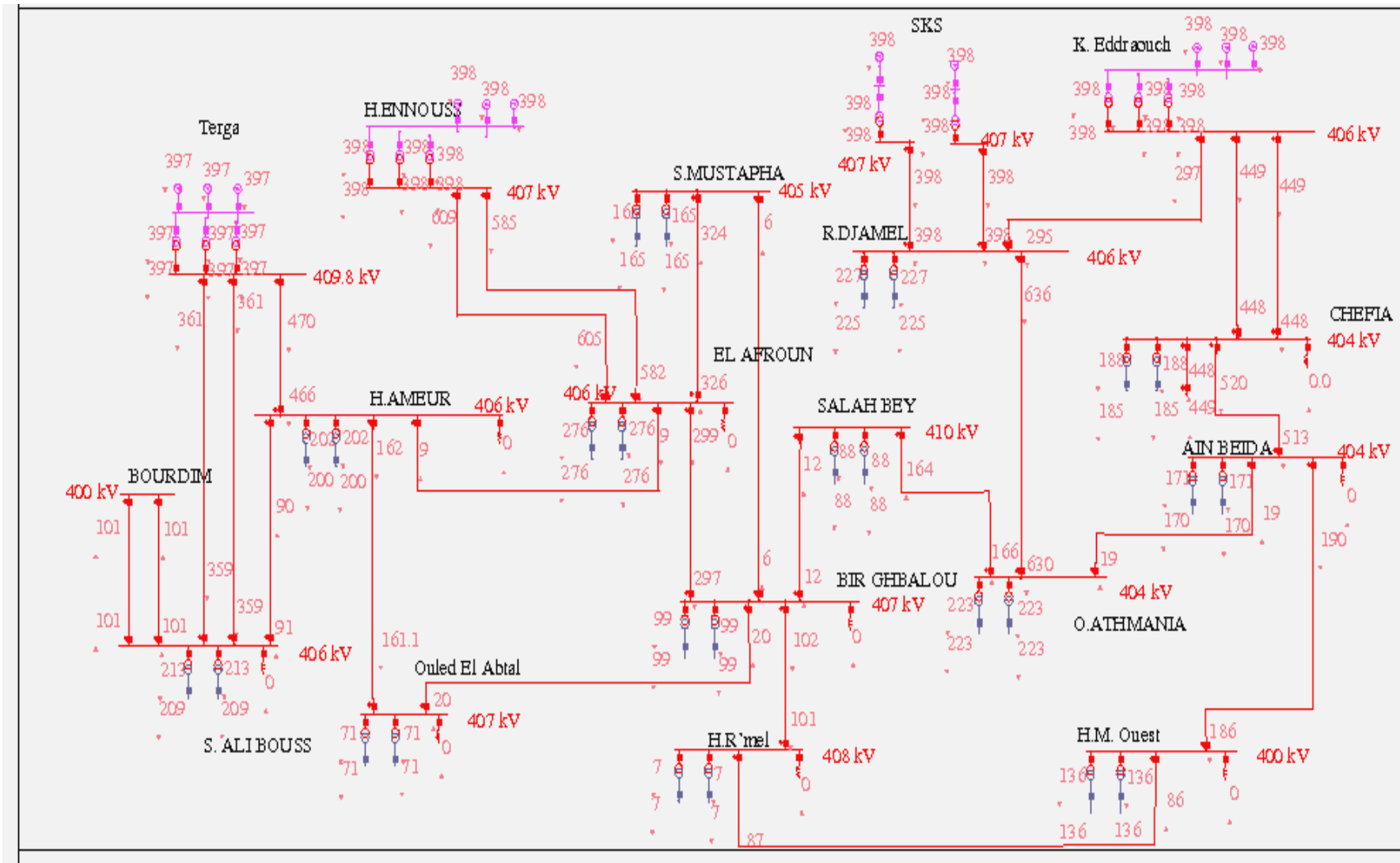


Figure. III.63 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.64 Tension au niveau du poste 400/220kV de Terga

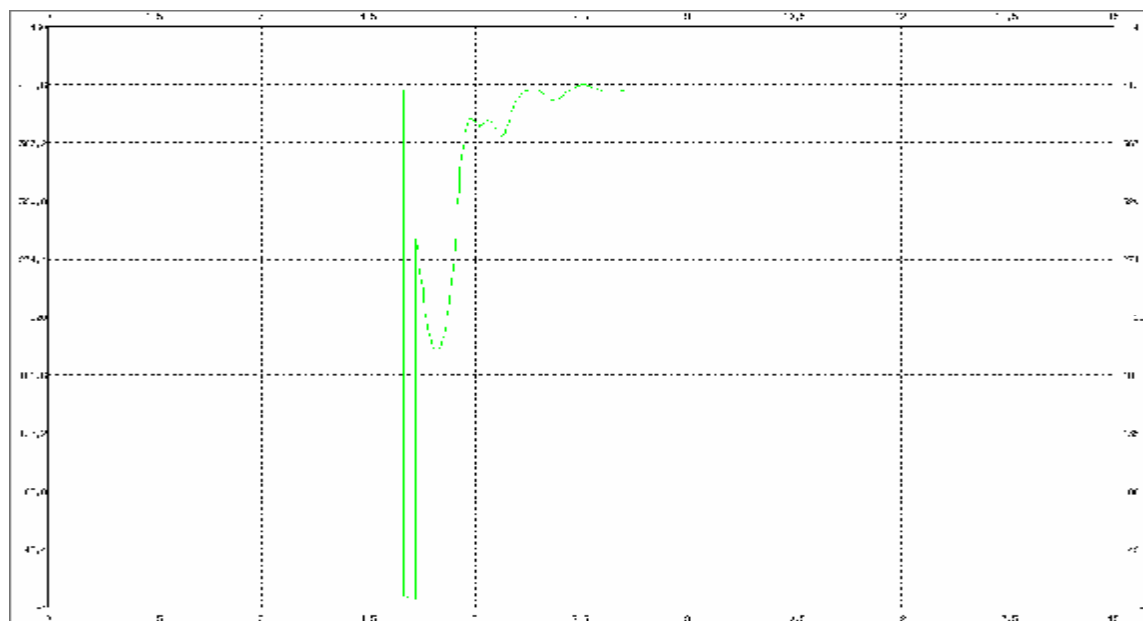
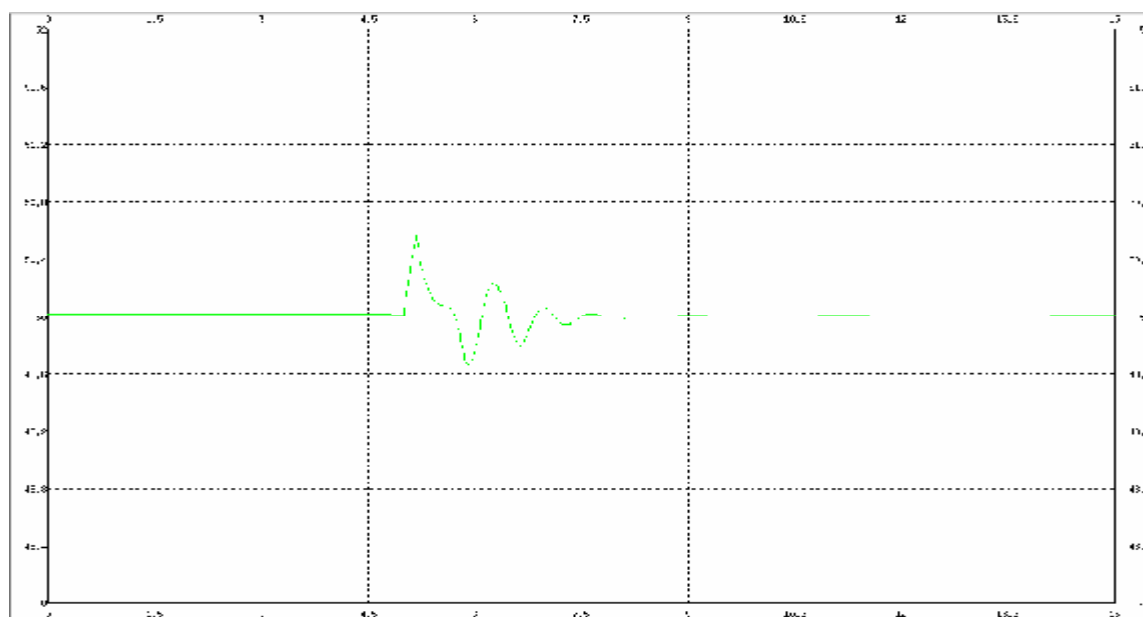


Figure.III.65 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de Terga



III.6.1.6 Court-circuit sur la ligne 400kV Terga- Hassi Ameer:

Premier cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Terga- Hassi Ameer proche du poste de la centrale Terga 0.18s avec désactivation des protections.

Ce défaut provoque la perte de synchronisme du système interconnecté à 0.920S.

Enchaînement de la perte de synchronisme :

- à 5.920s perte du groupe 1 de la centrale de Terga.
- à 5.920s perte du groupe 2 de la centrale de Terga.
- à 5.920s perte du groupe 3 de la centrale de Terga.

Pour éviter la perte synchronisme, il est nécessaire que le temps d'intervention des protections pour l'élimination du défaut soit inférieur à 180 ms.

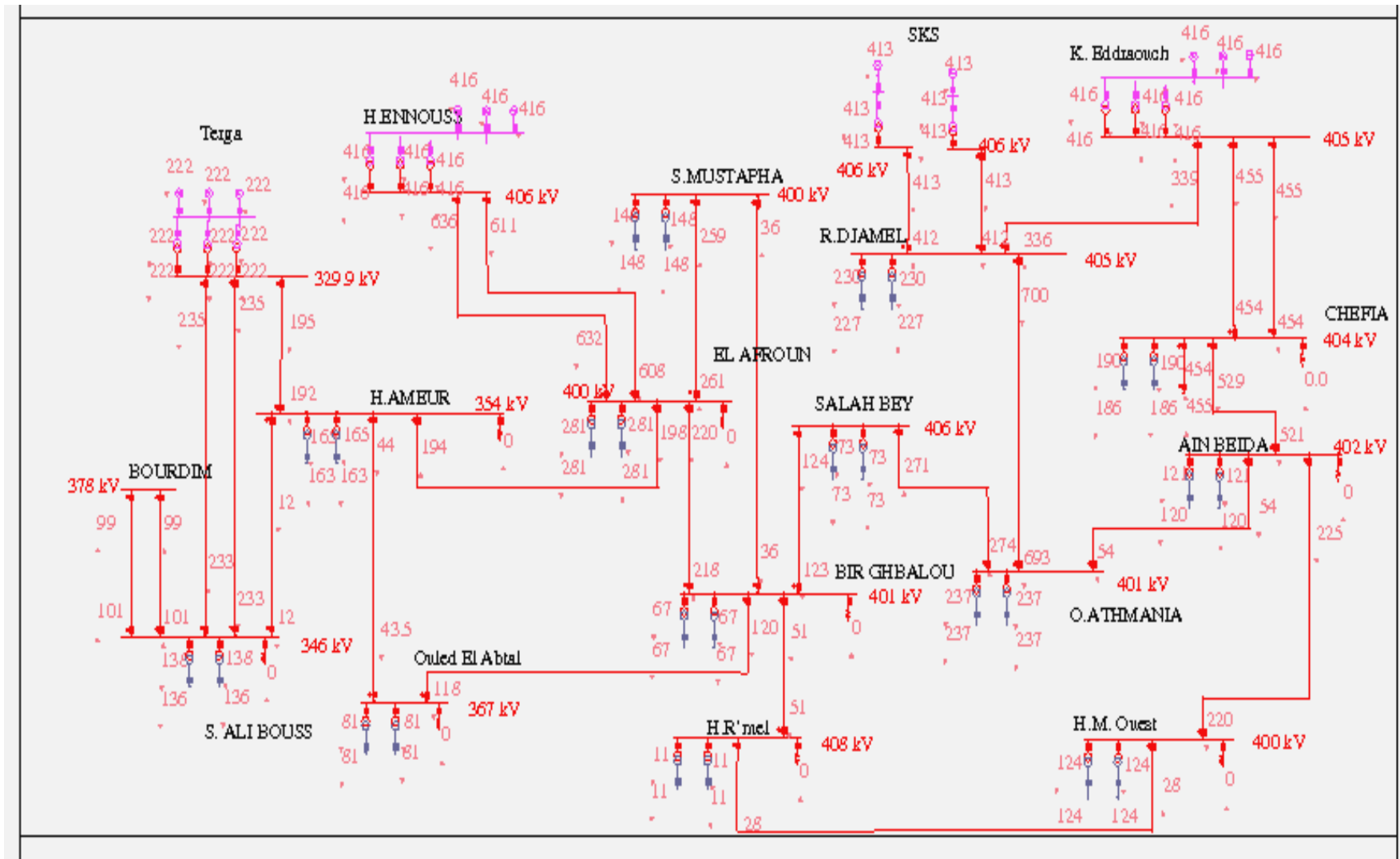


Figure. III.66 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.67 Tension au niveau du poste 400/220kV de Terga

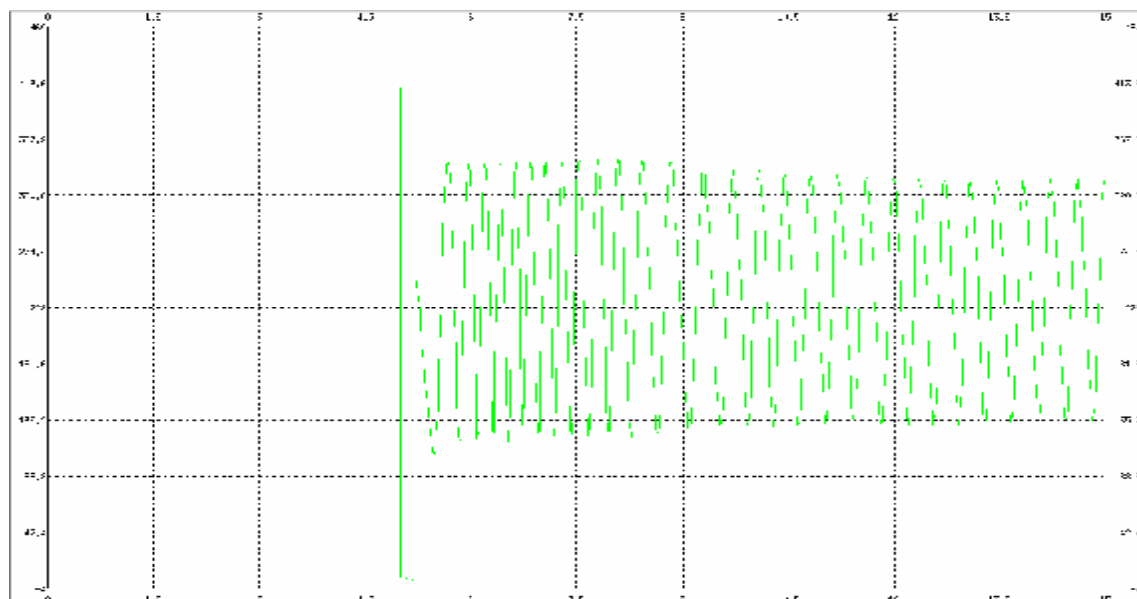
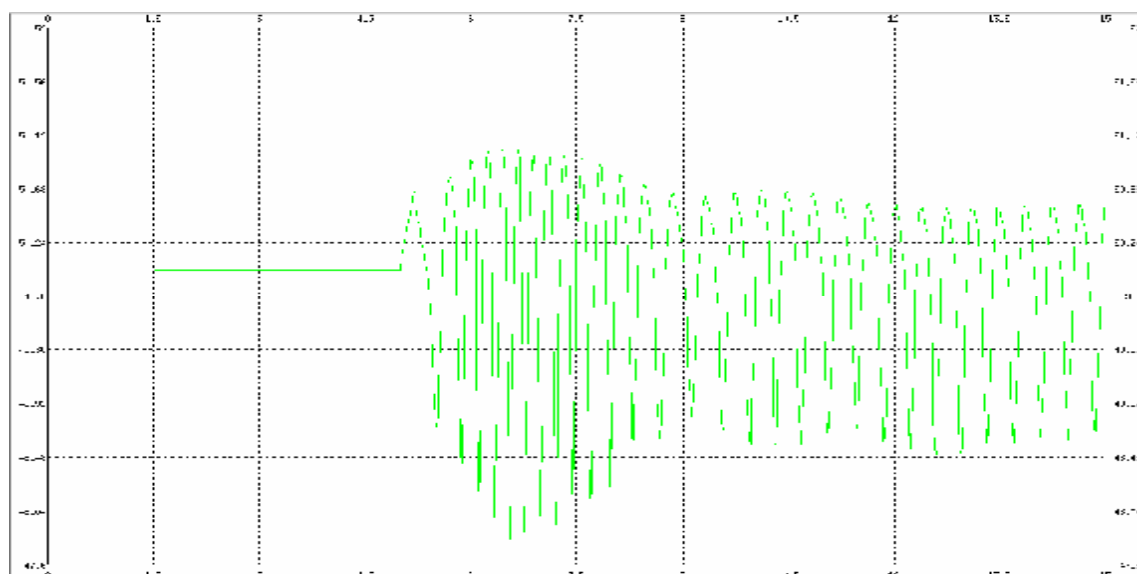


Figure.III.68 Fréquence au niveau du poste 400/220kV de Terga



Deuxième cas :

Un court circuit triphasé sur la ligne 400kV Terga- Hassi Ameer proche du poste de la centrale Terga 0.17s avec désactivation des protections.

Ce court-circuit ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

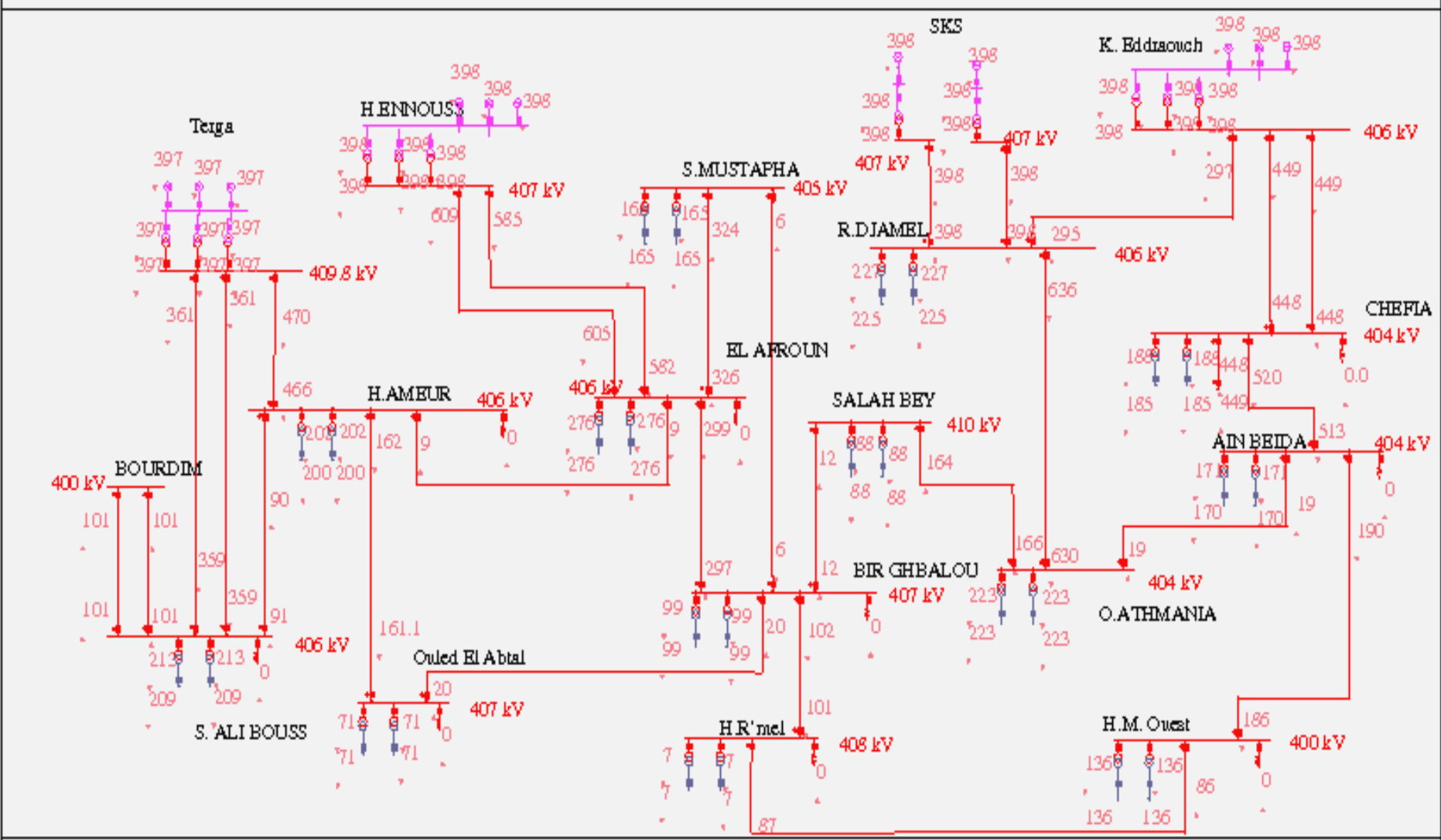


Figure. III.69 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Figure.III.70 Tension au niveau du poste 400/220kV de Terga :

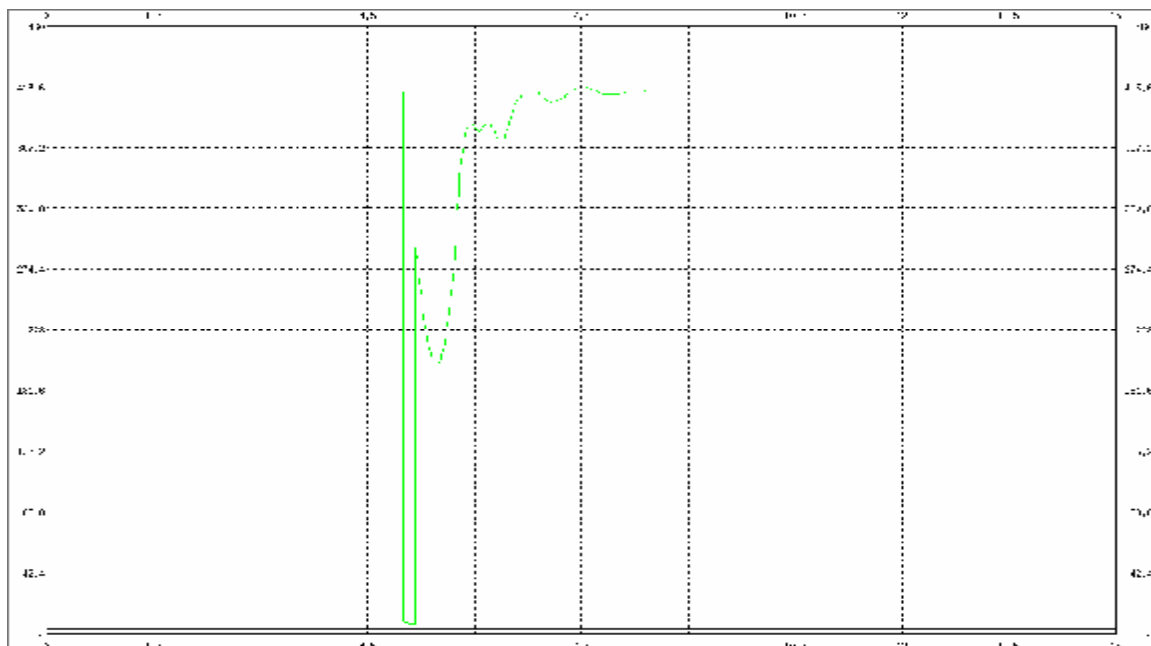
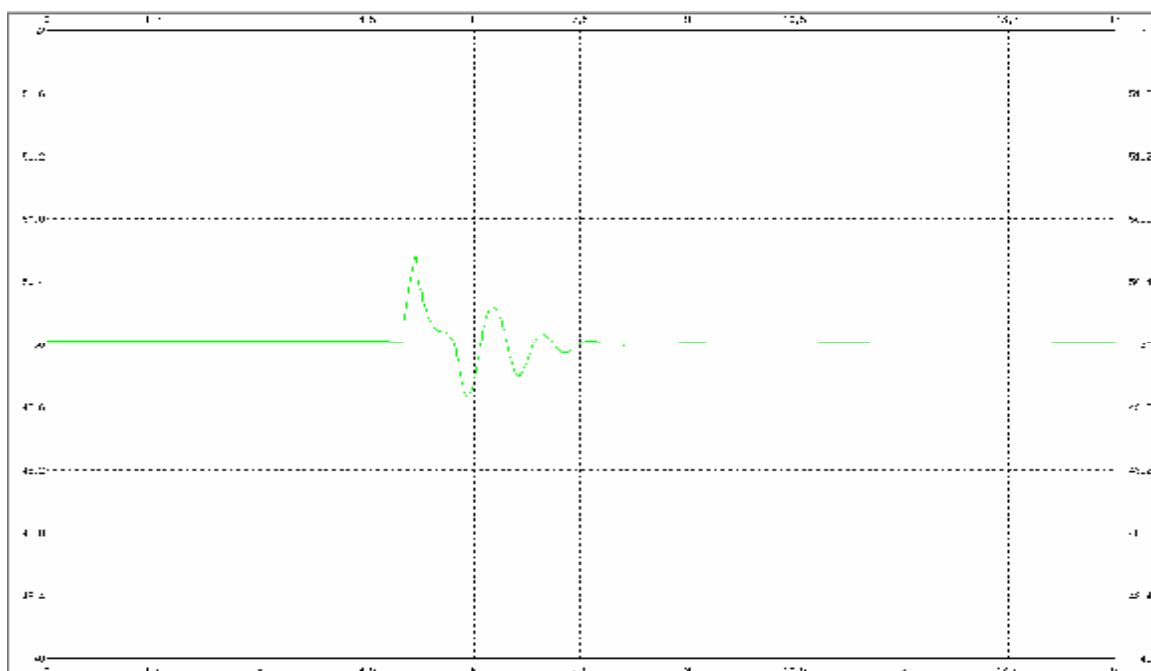


Figure.III.71 Tension au niveau du poste 400/220kV de Terga



III.6.2 Le comportement du réseau après la perte d'un poste 400/220kV (ouverture des tous les départs).

III.6.2.1 Perte du poste 400/220kV de Ramdane Djamel (ouverture de tous les départs) :

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

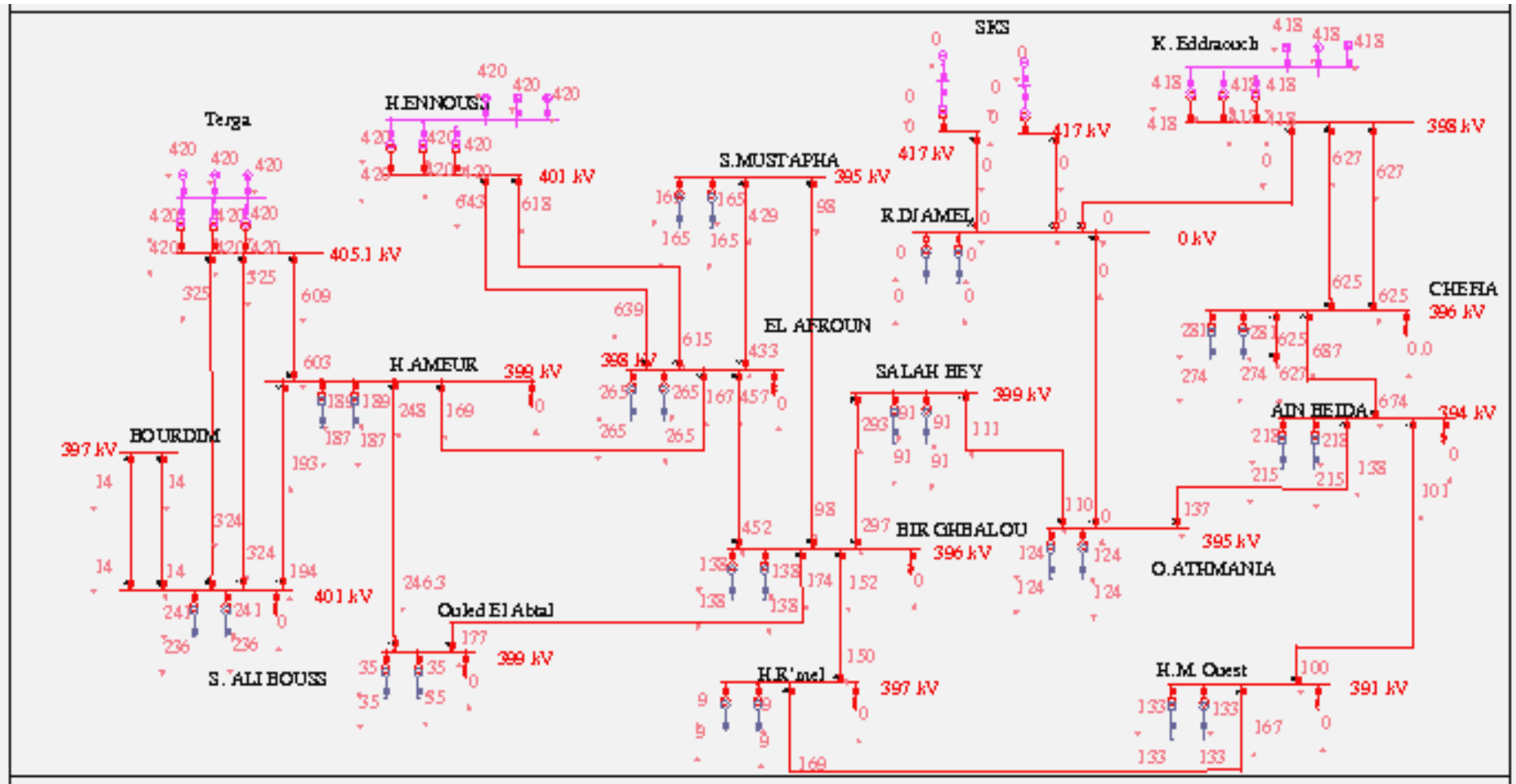


Figure.III.72 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.6.2.2 Perte du poste 400/220kV de Chefia (ouverture de tous les départs):

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

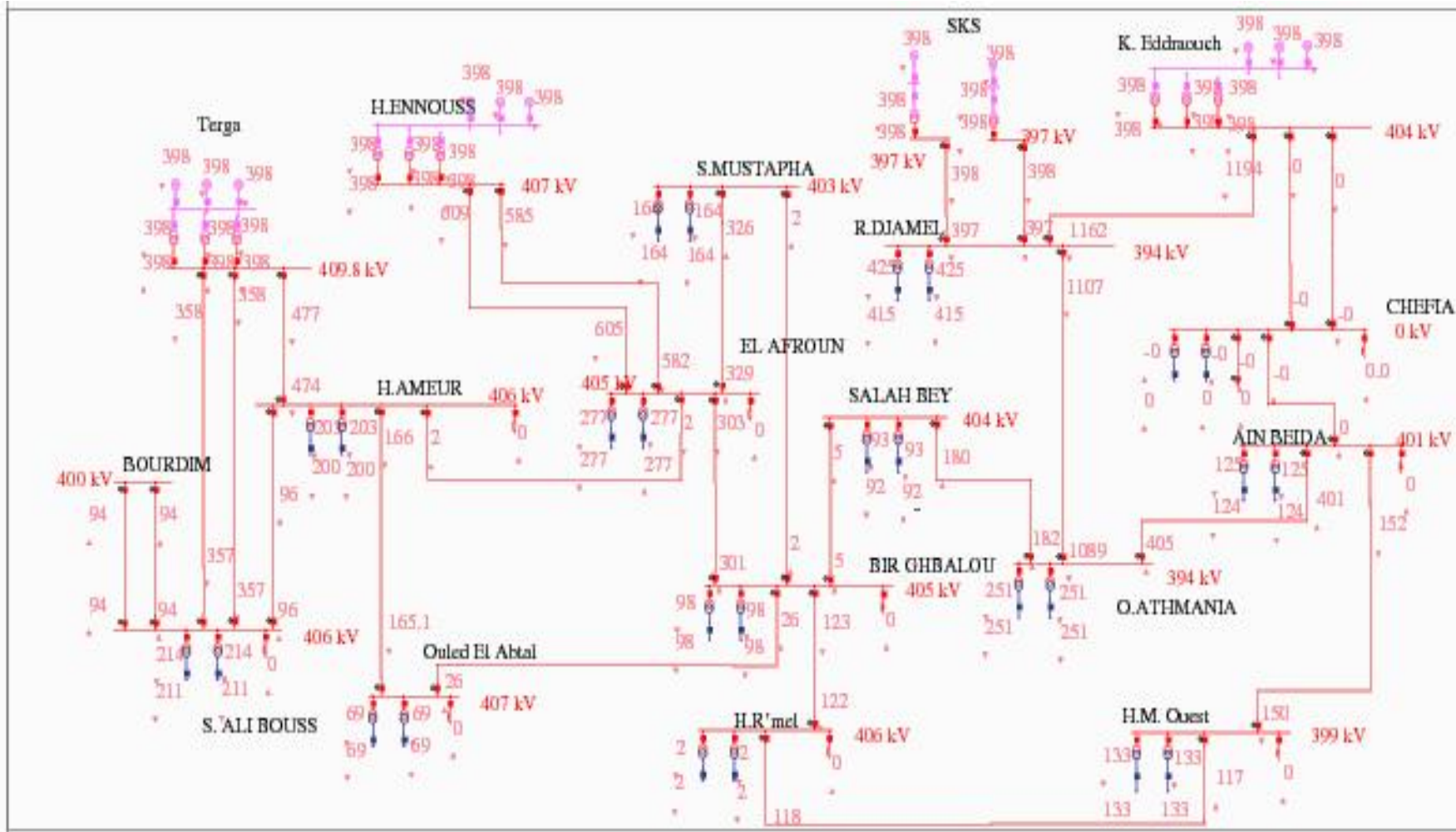


Figure.III.73 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.6.2.6 Perte du poste 400/220kV de Hassi R'mel (ouverture de tous les départs) :

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

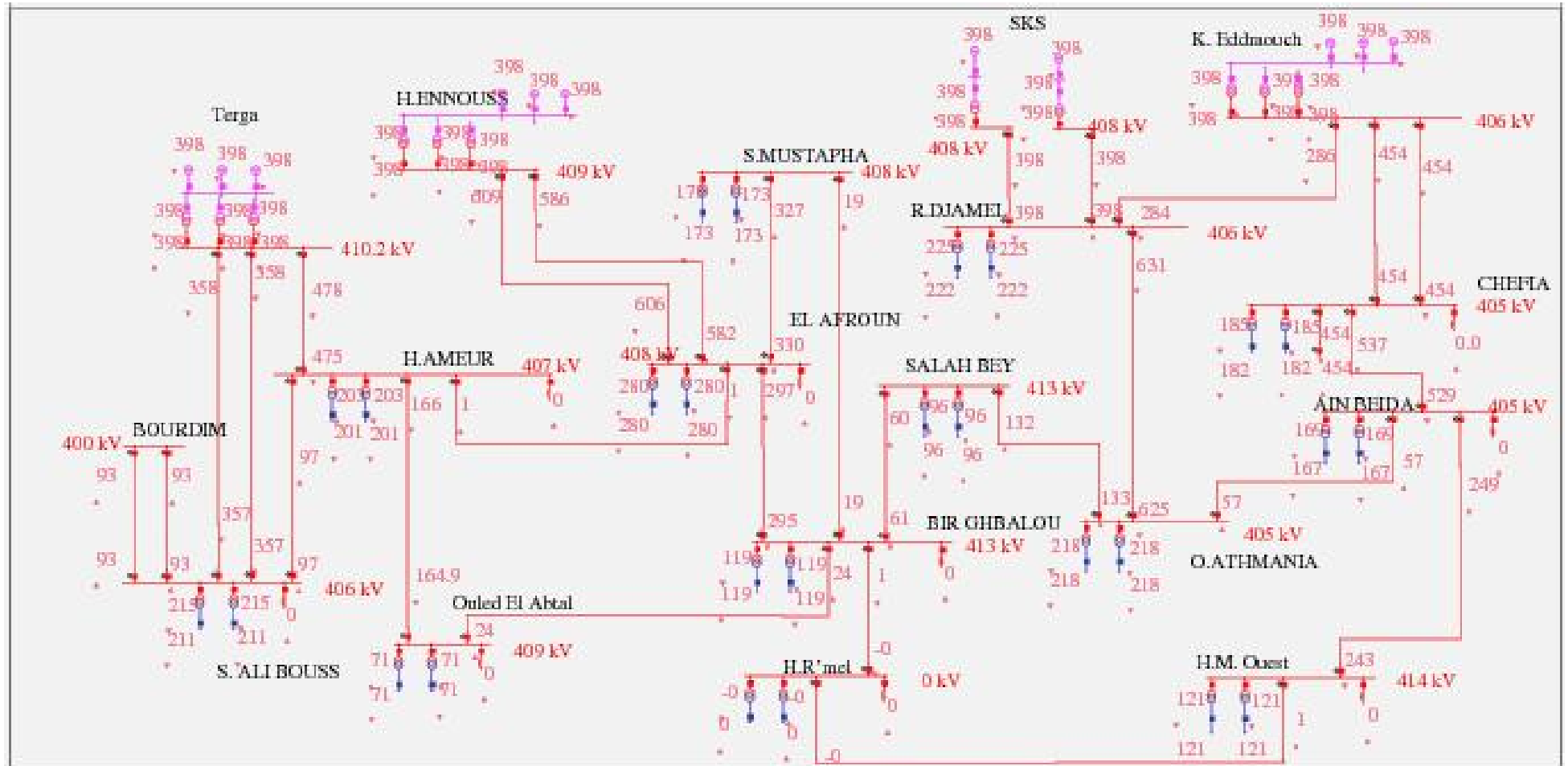


Figure.III.77 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400Kv

III.6.2.8 Perte du poste 400/220kV de Salah BEY (ouverture de tous les départs) :

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

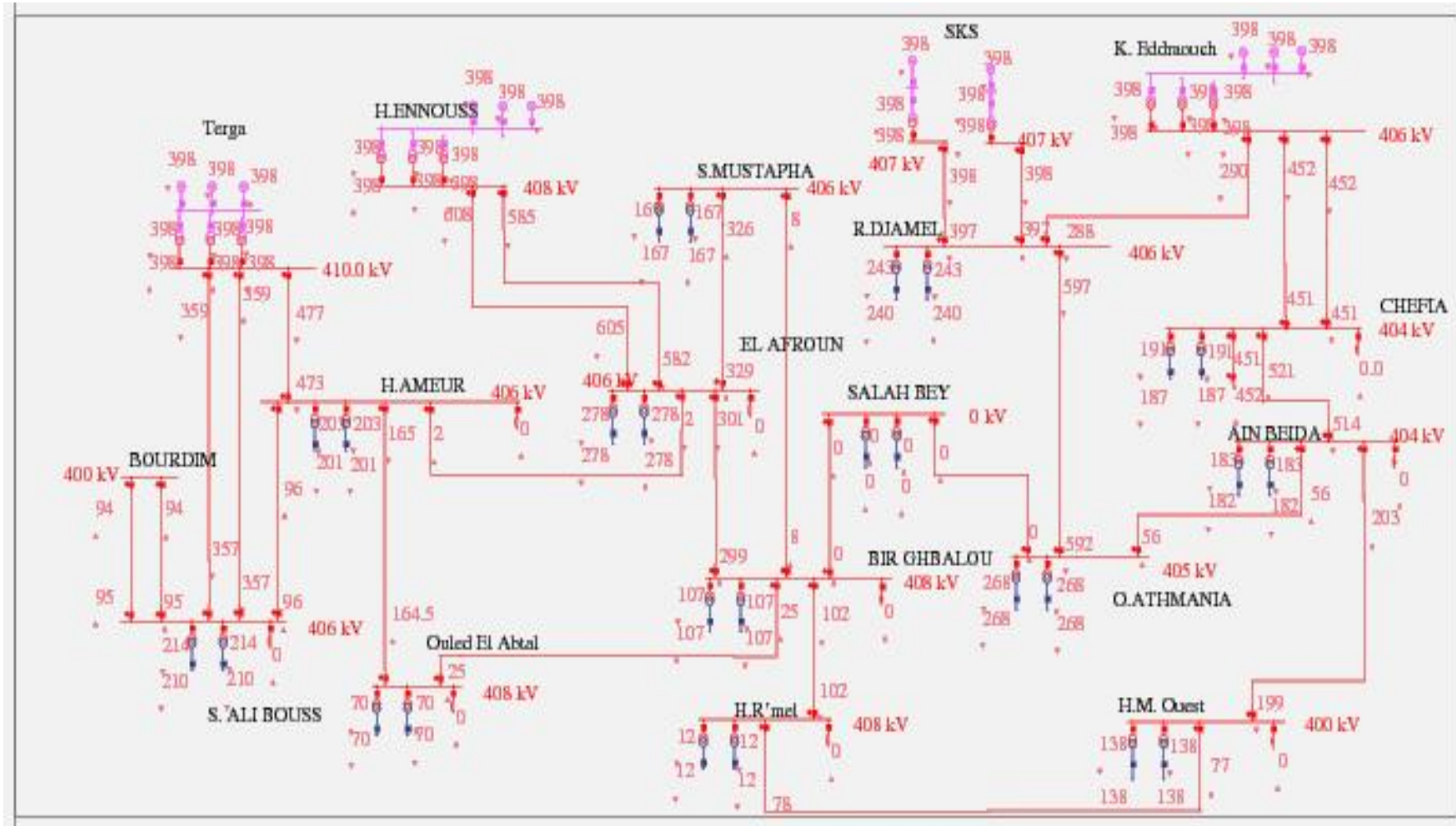


Figure.III.79 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.6.2.9 Perte du poste 400/220kV de SI Mustapha (ouverture de tous les départs) :

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

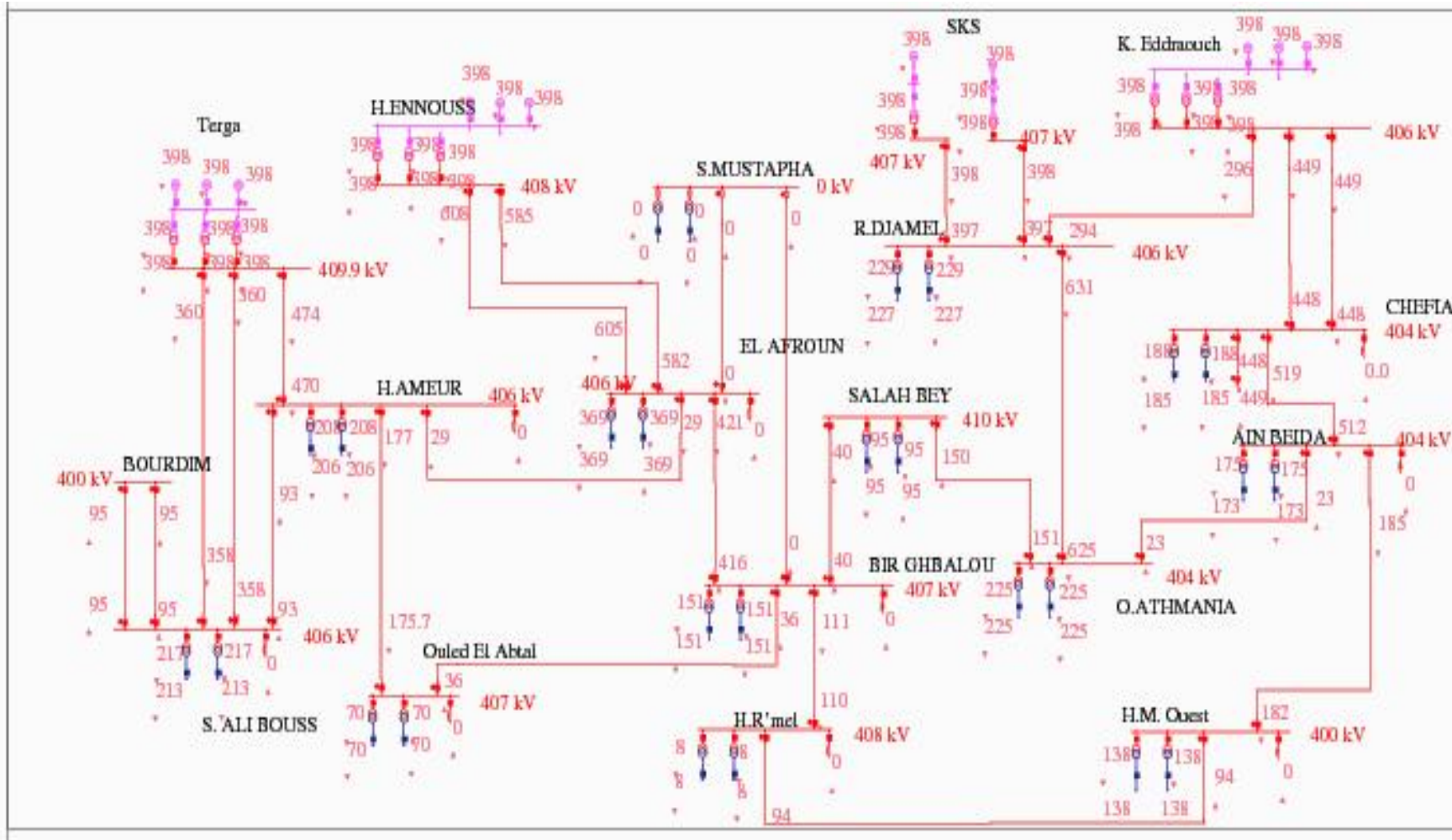


Figure.III.80 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.6.2.11 Perte du poste 400/220kV de HAssi Aneur (ouverture de tous les départs) :

La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

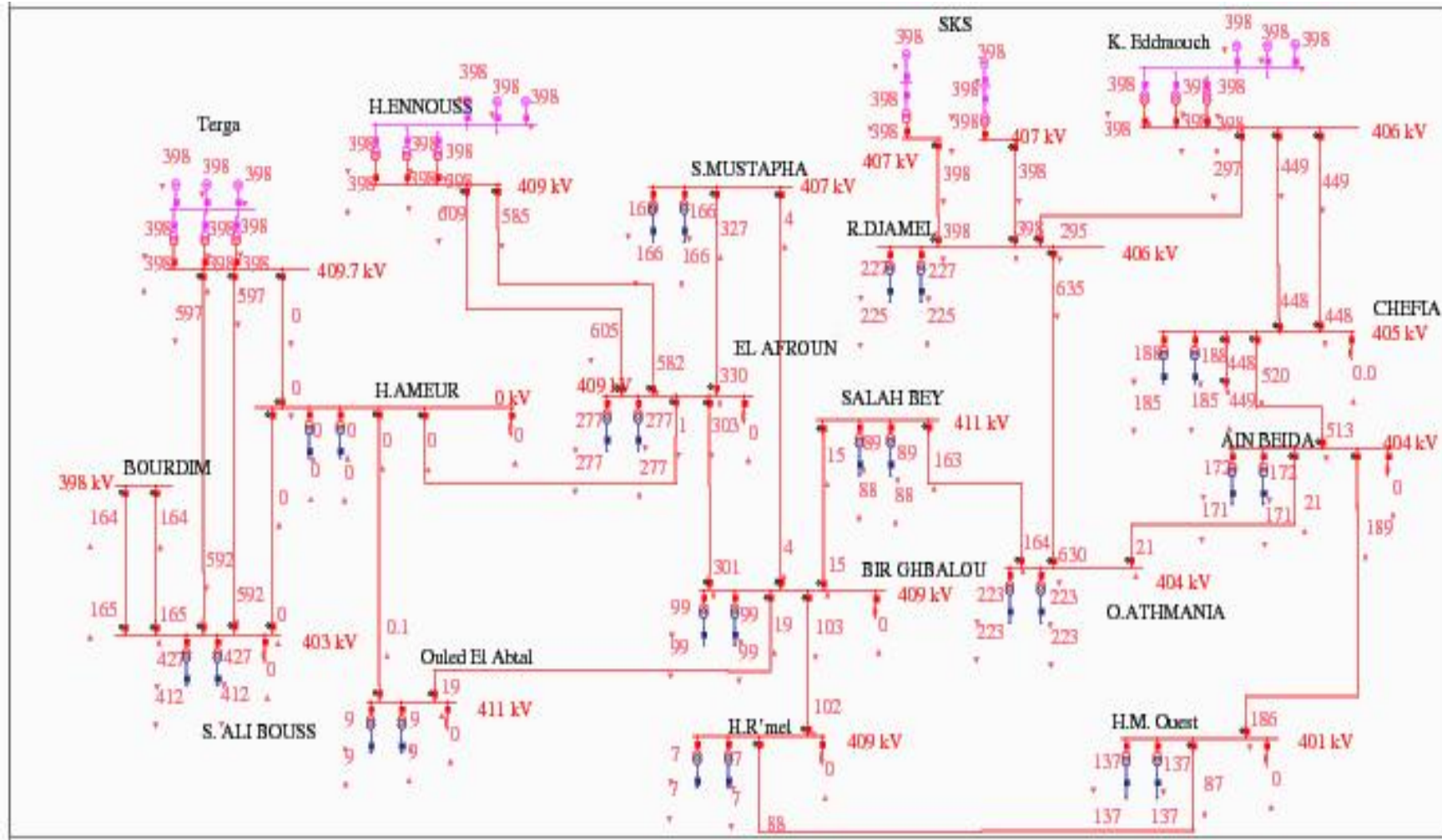


Figure.III.82 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.6.2.12 Perte du poste 400/220kV de Ouled El Abtal(ouverture de tous les départs) :
 La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

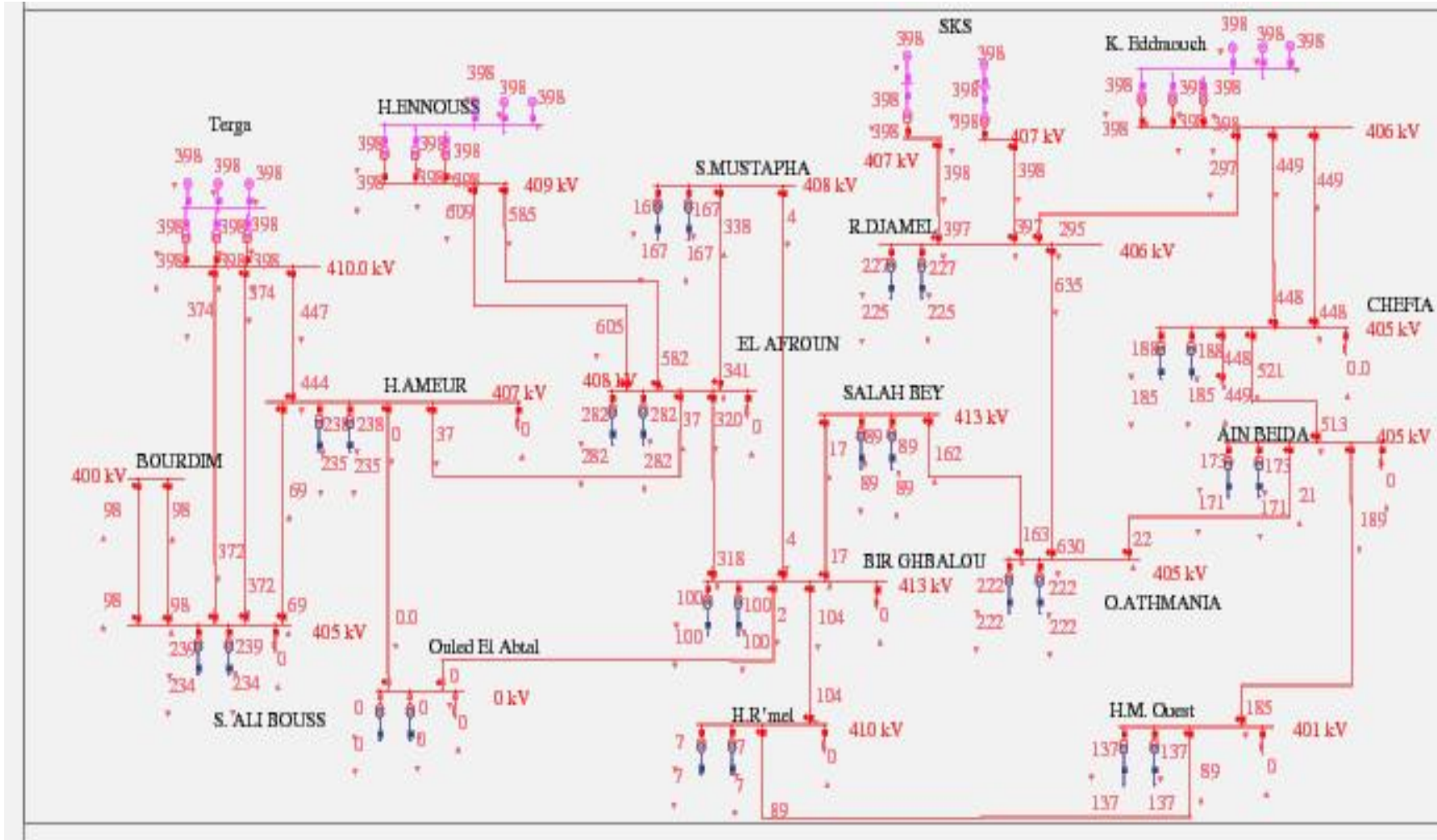


Figure.III.83 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

III.6.2.13 Perte du poste 400/220kV de Sidi Ali Boussidi (ouverture de tous les départs) :
La perte de ce poste ne provoque pas la perte de synchronisme du système interconnecté.

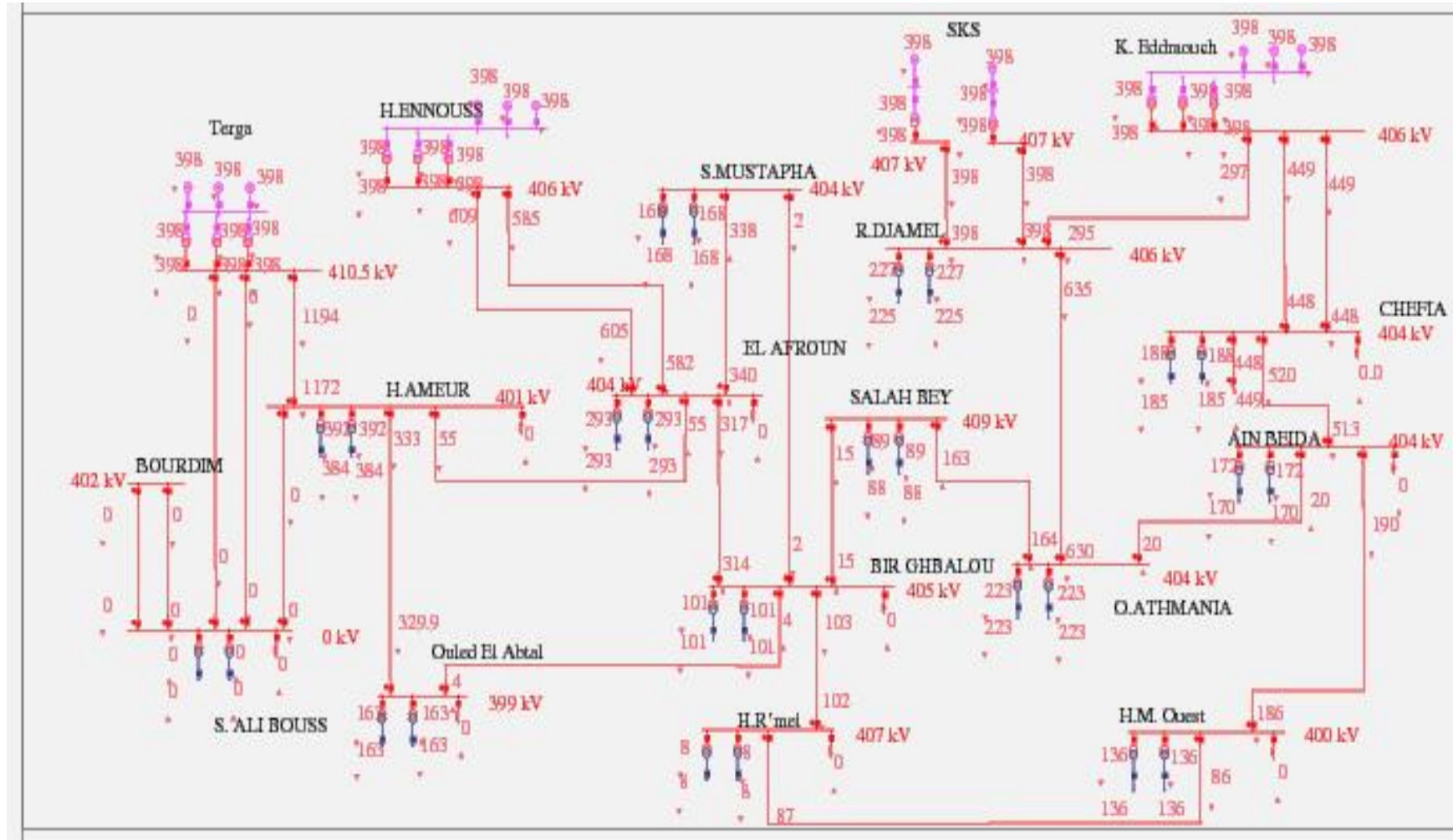
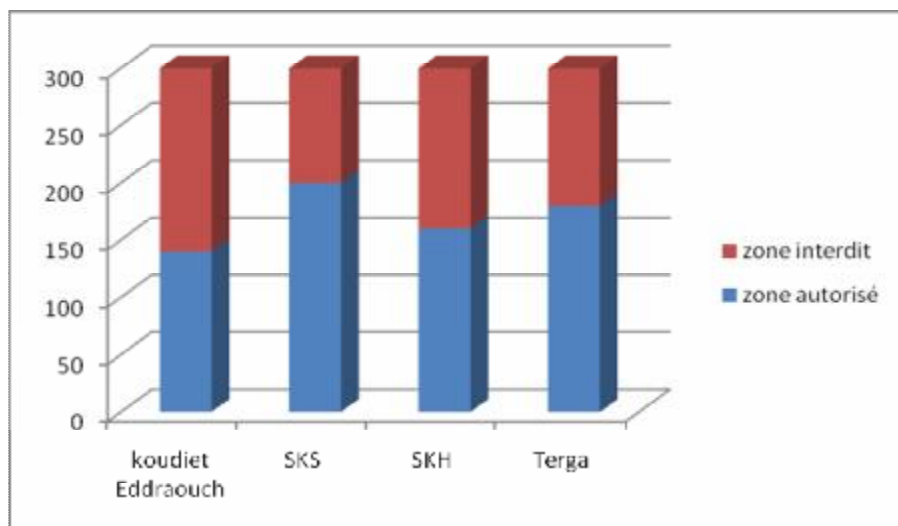
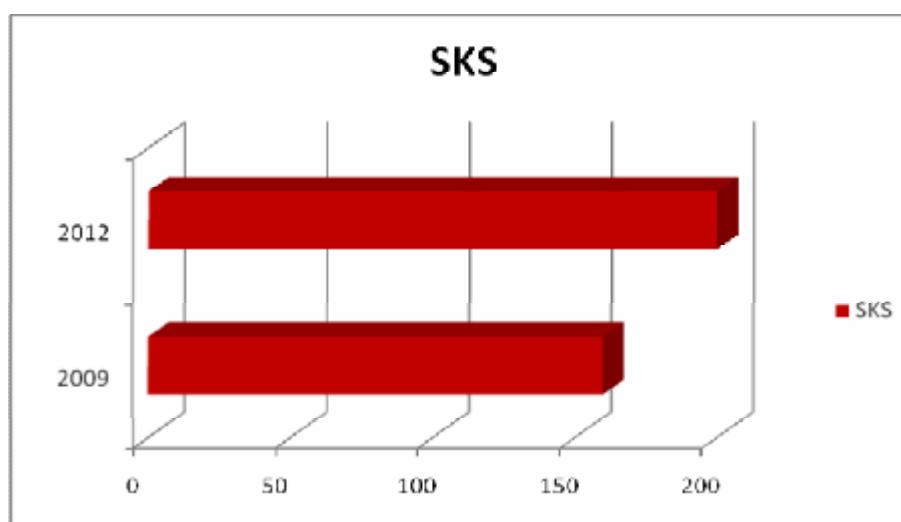


Figure.III.84 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV



Histogramme.1. Les zones de réglages de protection horizon 2012(ms).



Histogramme.2. Les zones de réglages de protection au niveau de la centrale SKS horizons 2009/2012(ms).

III.7 Conclusion

- D'après l'Histogramme.1 resumons notre première simulation : la perte de synchronisme après un court circuit triphasé, nous concluons que les zones mentionnées en bleu déduisent les zones de réglages de notre protection (élimination définitive de défaut) pour différentes centrales interconnectées sur le réseau national de transport 400kv .
Le dépassement de la zone bleu risque de faire rentrer la centrale dans la perte de synchronisme jusqu'au blackout si des mesures urgentes ne sont pas prises immédiatement (ms) .
- D'après l'Histogramme.2 en prenant comme exemple de simulation la centrale sks skikda , nous montrons que la zone de réglage de protection a été améliorée de l'année 2009 à 2012 dû au renforcement du réseau national par l'injection d'autres centrales celles qui confortent notre réseau national moyen terme .
- Mentionnant par la même occasion que la perte du poste Hassi messoud ouest (ainsi que du poste Bir Ghablou , Ain Beida) a engendré des surtensions au niveau de la ligne , pour cela une compensation est nécessaire.

Le but de ce chapitre est de démontrer les développements positifs du réseau national et spécifiquement celui du 400 kV lors de la période allant de 2009 à 2012 car en fait, le réseau en question sera consolidé avec d'autres stations électriques c'est-à-dire de 6 à 13.

En outre, la réalisation de nouvelles centrales avec une capacité de 1200MW à « Koudiet Eddraouche » à Annaba et « Targa » à Béni Saf, Talmcen.

A travers cette étude, nous sommes parvenus à connaître l'ajustement exact de tous les équipements de protection de manière à ce que la durée de dépannage sera toujours inférieure à la valeur limite qui causera la perte de la centrale et par conséquent, tout le réseau national.

Rôle des Interconnexions dans l'amélioration de la qualité de service

IV.1. Introduction

Les interconnexions des systèmes électriques existent depuis longtemps au niveau des différentes régions du monde et très tôt on s'est rendu compte des avantages techniques et économiques qu'elles procurent à l'amélioration du fonctionnement des réseaux électriques.

Sur le plan technique les interconnexions mettent à profit les apports mutuels des pays voisins pour faire face à des incidents fortuits, ou à des déséquilibres imprévus entre l'offre et la demande en mettant en commun les réserves disponibles dans l'un ou l'autre des réseaux concernés par l'interconnexion. Ainsi, les interconnexions constituent le moyen de secours immédiat pour la garantie de la continuité de service pour la clientèle.

En terme d'économie, les interconnexions entre les systèmes favorisent le développement des échanges et les opportunités d'achat ou de vente de l'énergie. Aussi, elles permettent des économies sur l'investissement par l'effet d'échelle sur les unités de production et la réduction de la réserve tournante développée par chacun des systèmes.

Pour ce qui est des réseaux Maghrébins ; leur interconnexion a commencé depuis le début des années cinquante. Toutefois, ce n'est que vers les années quatre vingt que l'interconnexion a commencé à jouer son rôle de moyen de solidarité entre les réseaux sur les plans techniques et économiques, avec le début du fonctionnement en bouclé des réseaux maghrébins et la programmation des «échanges de secours avec ou sans contrats commerciaux.

IV. 2 Historique de mise en service des interconnexions Maghrébines [25] [26] [27]

IV.2.1 Interconnexion Algérie-Tunisie

L'interconnexion du réseau algérien et tunisien a été réalisée dans les années cinquante par la mise en service de deux liaisons 90 kV :

- El Aouinet (Algérie) - Tajerouine (Tunisie)
- El Kala (Algérie) - Fernana (Tunisie)

Jusqu'au 1980, les deux lignes ont constitué les seules liaisons d'interconnexion. Endommagées pendant la guerre de libération, elles n'ont été remises en service qu'en 1967.

L'interconnexion des deux pays a été renforcée dès 1980 par la mise en service de la ligne 220 KV El Aouinet-Tajerouine et en 1984 par la mise en service d'une ligne 150 KV entre les postes de Djebel Onk (Algérie) et Metlaoui (Tunisie).

IV.2.2 Interconnexion Maroc-Algérie [28]

La 1^{ère} liaison 220 kV réalisée en 1975 entre les postes de Ghazaouet (Algérie) et Oujda (Maroc) a été mise en service à la mi 1988.

Le renforcement de cette interconnexion a été concrétisé au début de 1992 par la mise en service d'une 2^{ème} ligne 220 KV entre les postes de Tlemcen (Algérie) et Oujda (Maroc).

IV.2.3 Interconnexion Tunisie - Libye

En 2000, les deux pays ont lancé la réalisation du projet par la construction de deux lignes 220 KV entre les postes :

- Mednine (Tunisie) - Abu Kumash (Libye): ligne double-ternes
- Tataouine (Tunisie) - Roweis (Libye)

Le projet a été réalisé à 100% en 2002, la mise en service des lignes devrait intervenir courant 2007 après l'achèvement des essais requis par l'UCTE.

IV.2.4 Interconnexion Maroc-Espagne [29]

Le Maroc est interconnecté à l'Espagne et au réseau interconnecté de l'UCTE en 1998 par une ligne 400 Kv et par une deuxième liaison mise en service, en juin 2006 entre les postes Melloussa (Maroc) – Puerto De La Cruz (Espagne).

Figure. IV.1.

L'état actuel du réseau d'interconnexion méditerranéen :



Le réseau d'interconnexion méditerranéen est composé de cinq blocs, qui sont :

1. UCTE 1 : Il contient 18 pays Européen, tels que : L'Espagne, la France, le Portugal, la Belgique, le Danemark et la Pologne.
2. UCTE 2 : Il contient : la Bosnie, la Grèce et la Bulgarie, etc.
3. La Turquie :
4. SEMB : South-Eastern part of Mediterranean Block.

Il part de la Libye jusqu'à la Syrie et contient récemment le Liban.

5. SWMB : South-Western part of Mediterranean Block.

Il contient : le Maroc, l'Algérie et la Tunisie.

IV.3 Apports économiques des interconnexions

Les interconnexions maghrébines ont joué un rôle primordial dans la réduction des coûts de gestion et de fonctionnement des systèmes des pays du Maghreb, en effet ces économies sont générés par :

IV.3.1 Economie d'échelle sur la taille des moyens de production




L'interconnexion entre l'Algérie et la Tunisie a joué un rôle important suite à la mise en service de la centrale de Sousse (2x150 MW, Tunisie) en 1980. En effet, vu le poids de ces groupes par rapport à la taille du réseau tunisien de l'époque charge de 500 MW en pointe et 250 MW en heure creuse, ils ne pouvaient pas être introduits sur le réseau Tunisien seul.

L'interconnexion du système Marocain au système Algérien-Tunisien en 1988 a permis elle aussi de favoriser l'introduction de la taille des unités de production de Jorf Lasfar du Maroc (330 MW pour une puissance maximale appelée au Maroc à l'époque de 1 800 MW).

IV.3.2 Economie sur le Partage de la réserve tournante

En plus du gain obtenu par l'intégration d'unité de taille unitaire importante, les interconnexions maghrébines ont permis à chacun des pays de réduire leur part de réserve tournante par la mise en commun des réserves et par conséquent du gain sur la puissance à développer pour assurer la réserve. En effet, la réserve tournante prise égale à la taille du plus gros groupe de chacun des réseaux a été répartie en tenant compte de la puissance appelée et de la puissance maximale unitaire installée de chaque réseau, ce qui a induit un gain substantiel en terme de puissance à développer par chacun des réseaux pour les besoins de la réserve tournante.

Pour une taille unitaire actuelle de 400 MW sur le réseau Maghrébin, la réserve tournante est répartie comme suit :

 Maroc	: 160 MW
 Algérie	: 160 MW
 Tunisie	: 80 MW

IV.3.3 Economie induite par les échanges d'énergie

Les interconnexions ont permis aux pays du Maghreb de mieux profiter de l'apport du réseau voisin, particulièrement durant les périodes d'inadéquation conjoncturelle du système offre/demande ou d'indisponibilité prolongée de moyens de production. C'est ainsi qu'en plus d'échange de type "SOS", des échanges programmés à bilans nuls basés sur le principe d'un équilibre des échanges par poste horaire en fin d'année ont été mis en place.

Par ailleurs, des échanges contractuels basés sur des contrats de vente et d'achat d'énergie sur une période donnée, ont été conclus durant certaines périodes entre la SONELGAZ (Algérie) et l'ONE (Maroc) et entre la SONELGAZ (Algérie) et la STEG (Tunisie).

Malgré le niveau d'échange relativement faible par rapport à ce qu'il est observé au niveau des interconnexions de par le monde, le système d'échange "à bilan nul" en vigueur entre les réseaux maghrébins, a rendu d'incalculables services aux réseaux interconnectés, à travers une capitalisation des expériences dans la gestion des interconnexions (gestion de la réserve, régime de secours, règles de fonctionnement). Ceci, en plus, du fait que les interconnexions ont permis de profiter occasionnellement des décalages horaires et des jours fériés entre les différents pays et utiliser au mieux les moyens de production de base en vue des échanges à bien plaisir pour les besoins d'exploitations des réseaux.

IV.3.4 Economie induite sur le réseau Marocain par l'Interconnexion Maroc-Espagne

La 1^{ère} liaison 400 kV entre les postes de Puerto-delacruz (Espagne) et Melloussa (Maroc) a été mise en service en Mai 1998.

Cette interconnexion a permis dès sa mise en service le transfert de quantités importantes d'énergie via les achats par l'ONE sur le marché espagnol d'électricité (OMEL).

Cette opération s'est traduite par des gains importants générés par la substitution de la production ONE par des achats beaucoup plus compétitifs. Sur la base de cette expérience, le renforcement de cette interconnexion s'est fait sentir rapidement et a été concrétisé par la mise en service de la 2^{ème} ligne 400 Kv entre les deux systèmes en Juin 2006.

IV.4 Apports des interconnexions sur la qualité de service

IV.4.1 En exploitation normale du système électrique interconnecté :

Les interconnexions ont permis d'améliorer la stabilité de la fréquence du fait de l'augmentation de l'énergie réglante du système comparativement au réseau de chaque pays isolé, les plans de tension au niveau des postes frontaliers, et les puissances de court circuit, etc.

IV.4.2 En régime perturbé :

Les interconnexions ont permis de mettre à profit le secours mutuel des réseaux voisins en situation d'incident, qui s'est traduit par l'amélioration de la continuité de service dans la mesure où le déclenchement d'unités de production n'entraîne pas systématiquement le fonctionnement des délestages et l'interruption d'alimentation des clients.

Aussi, par le fait de l'interconnexion, il a été possible de mettre en place en commun accord, un plan de défense basé sur la solidarité entre les systèmes, consistant au maintien des interconnexions en service (par le biais des asservissements propres à chaque réseau) jusqu'aux limites admissibles des réseaux frontaliers de chaque pays. Un tel plan de défense a permis de réduire l'ampleur de la perte de production dans un des réseaux par le fait de la contribution des autres réseaux à la réduction du déficit induit par la défaillance.

Le plan de délestage de solidarité en service au niveau du réseau maghrébin est comme suit :

- ü 1^{er} seuil : 49.30 Hz Algérie 300 MW, Maroc 180 MW et Tunisie 120 MW
- ü 2^{eme} seuil : 49,00 Hz Algérie 300 MW, Maroc 180 MW et Tunisie 120 MW
- ü Ouverture des interconnexions à 48.7 Hz

IV.4.3 Cas d'incident majeur

Grâce à l'appui des interconnexions, les répercussions des incidents majeurs sur la clientèle ont été réduites, à travers :

- ✚ Secours d'appui quasi-instantané entre les réseaux électriques maghrébins
- ✚ Développement de la réserve disponible au niveau de chaque pays pour le secours du réseau en difficulté
- ✚ Renvoi immédiat de la tension au niveau des postes frontaliers pour la reconstitution rapide des réseaux affectés.

A titre d'illustration, le renvoi de tension à partir des interconnexions a été opéré chaque fois dans les minutes qui suivent l'incident (environ 10 mn) ce qui a permis la reconstitution rapide des réseaux affectés et la réalimentation de la clientèle dans les délais les plus brefs.

L'incident enregistré au Maroc le 30 Août 2005 consécutif à la perte de 940 MW aurait entraîné sans l'IME, un black out au niveau du réseau marocain et des coupures très prolongées sur la clientèle.

IV.5 Perspectives de développement

Sur la base de l'expérience issue de l'exploitation, la gestion et le fonctionnement des interconnexions et les gains en résultant, le renforcement des interconnexions maghrébines par des liaisons 400 kV reliant le Maroc- l'Algérie- la Tunisie est entrain d'être finalisé.

Ces renforcements s'inscrivent dans la perspective d'augmenter les capacités de transit, de promouvoir les échanges entre pays et de favoriser la mise en place d'un marché régional d'électricité.

IV.6 La perte d'un cycle combiné CC, de deux CC et de trois CC. [30]

IV.6.1 Etat sain : En situation normale, le réseau est exploité sans contraintes. Le plan de tension et les transits actifs du réseau 400 kV en situation de pointe soir sont donnés ci-dessous.

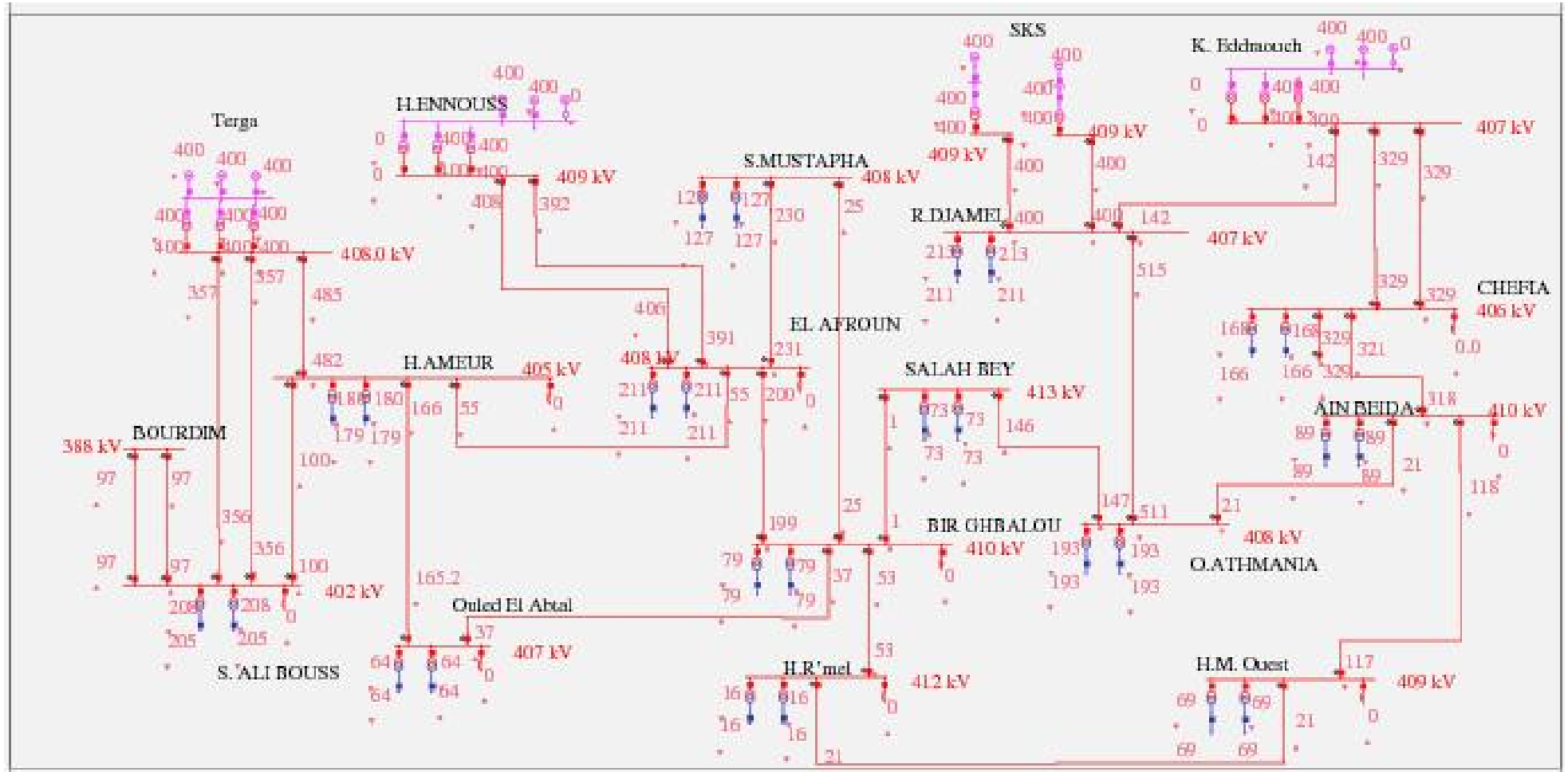


Figure. IV.2 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Les transits sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie sont présentés sur le schéma suivant :

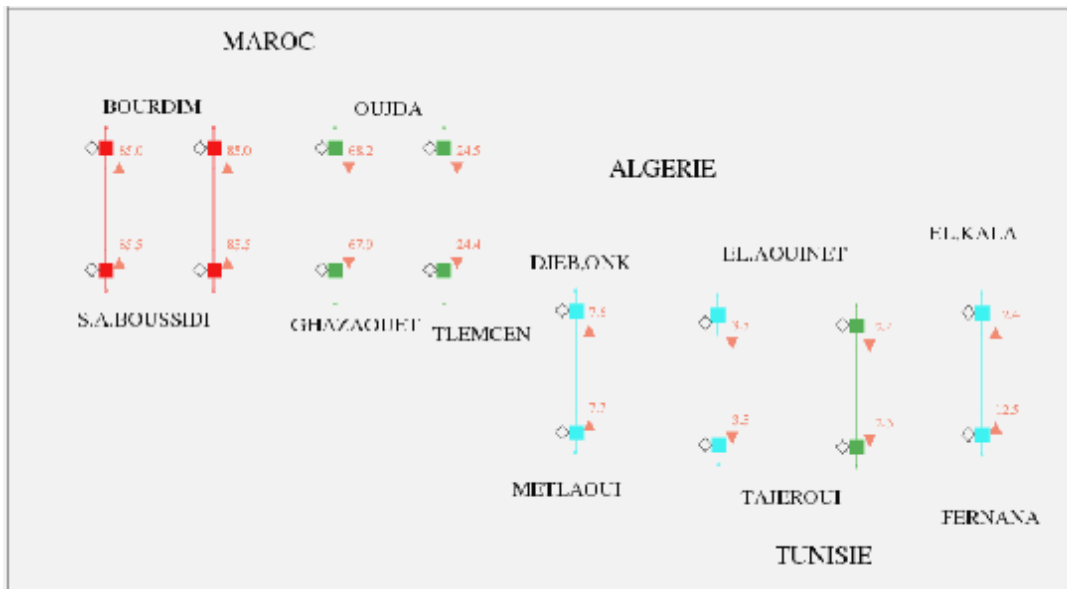


Figure. IV.3. Les transits sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie

IV.6.2 Perte d'un CC (400MW) au niveau de la centrale de SKH :

Le plan de tension et les transits actifs du réseau 400 kV en situation de pointe soir après la perte d'un cycle combiné au niveau de la centrale SKH sont donnés ci-dessous :

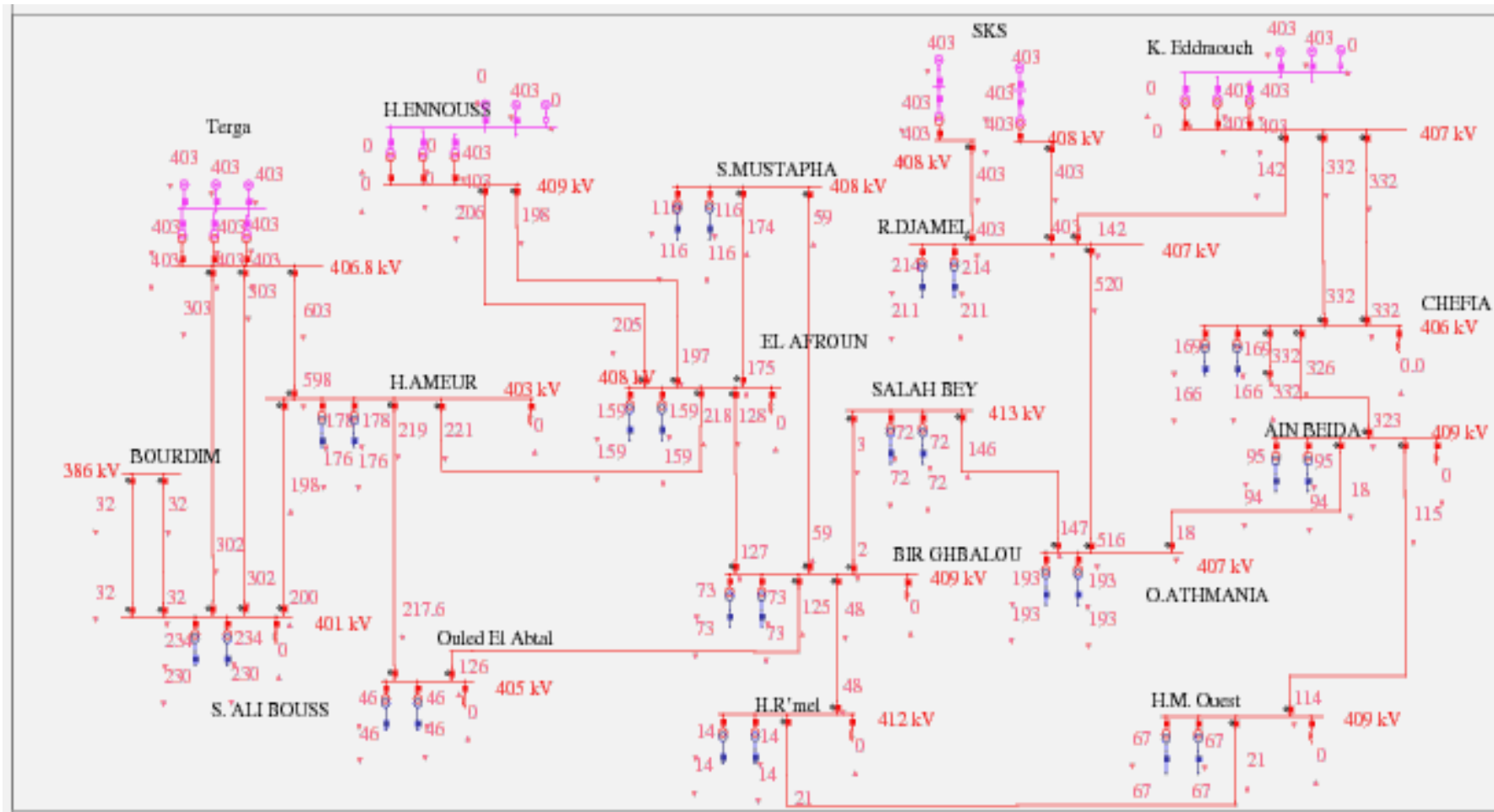


Figure. IV.4 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Après la perte du groupe, les transits sur les lignes d'interconnexion avec le Maroc passent de 79MW (Algérie→Maroc) à 241MW (Maroc→Algérie).

Les transits sur ligne d'interconnexion avec la Tunisie passent de 4MW (Tunisie → Algérie).à 18MW (Tunisie → Algérie).

Le reste (66MW) est compensé par les groupes de production de l'Algérie (réglage primaire).

Les transits actifs sur les lignes d'interconnexion ALGERIE-TUNISIE et ALGERIE-MAROC sont présentés sur le schéma suivant :

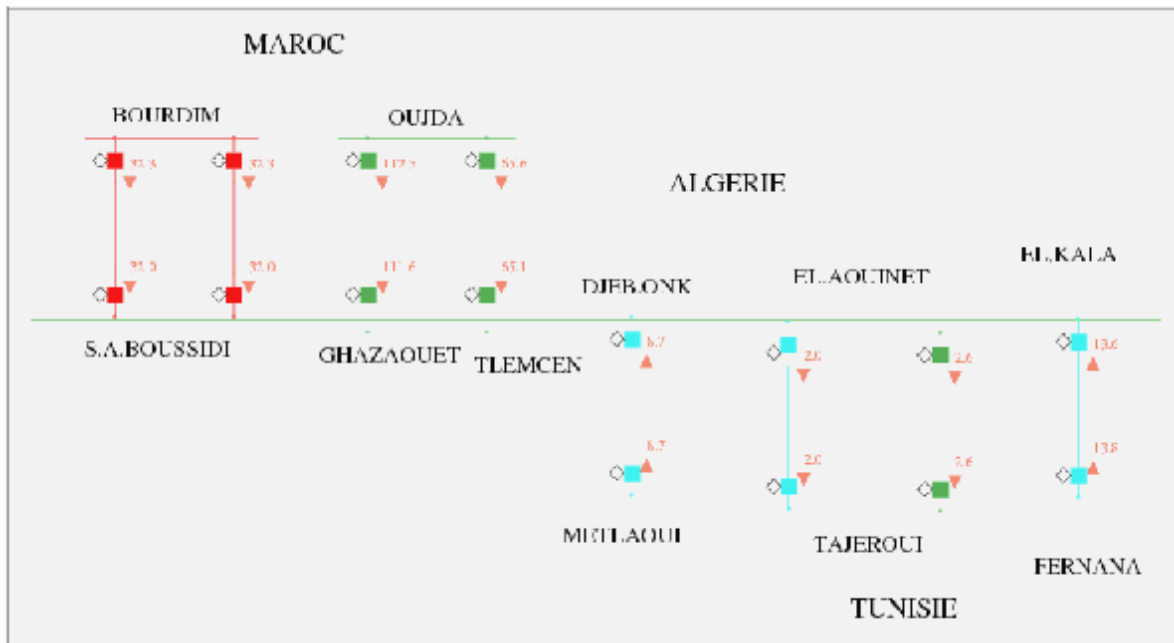


Figure. IV.5 Les transits sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie

IV.6.3 Perte de deux CC (800MW) le premier au niveau de la centrale de SKS et le deuxième CC au niveau de la centrale SKH :
Le plan de tension et les transits actifs du réseau 400 kV en situation de pointe soir après la perte de deux cycles combinés sont donnés ci-dessous :

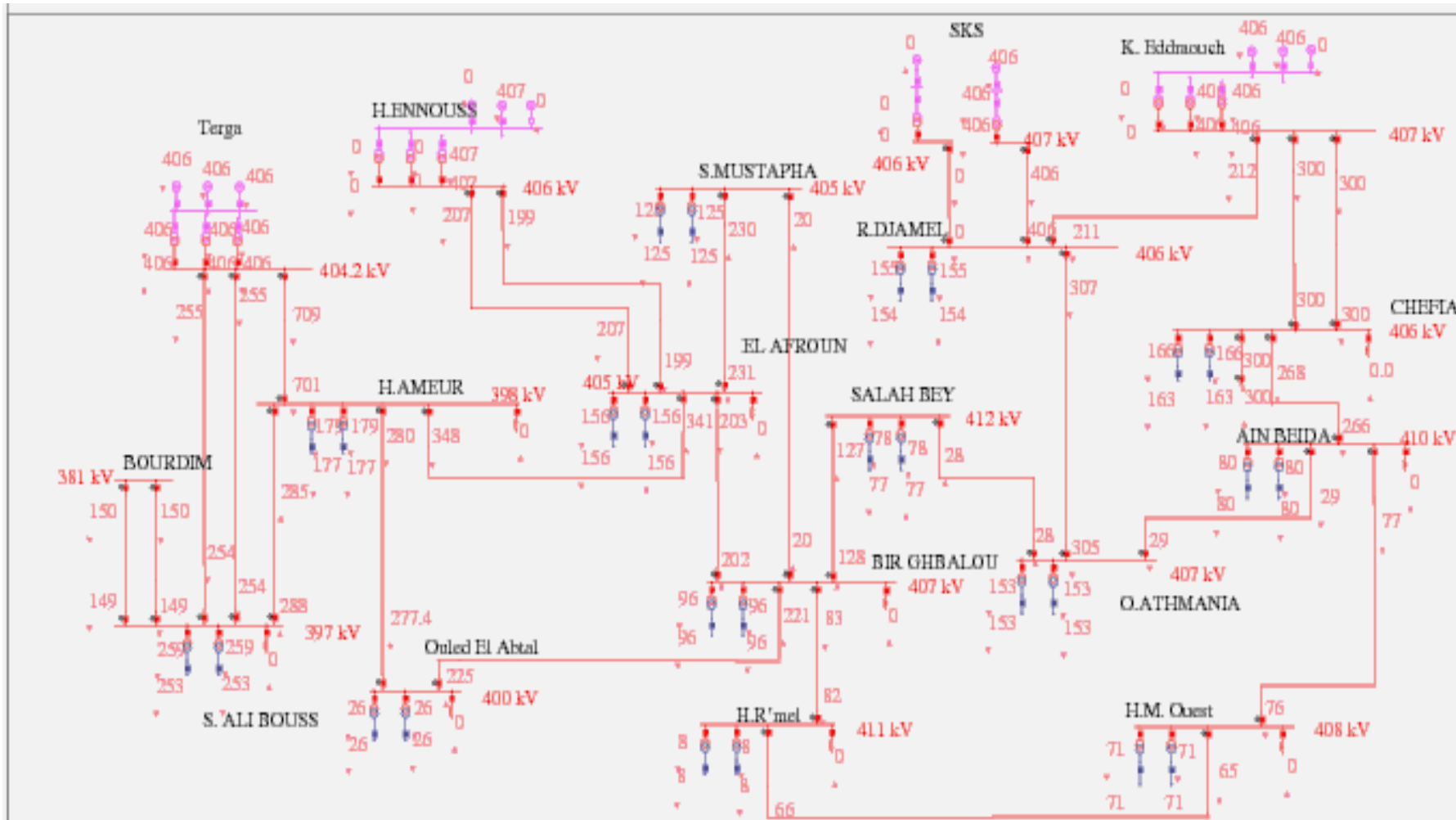


Figure. IV.6 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Après la perte du deux groupes, les transits sur les lignes d'interconnexion avec le Maroc passent de 79MW (Algérie→Maroc) à 560MW (Maroc→Algérie).

Les transits sur ligne d'interconnexion avec la Tunisie passent de 4MW (Tunisie → Algérie).à 32MW (Tunisie → Algérie).

Le reste (133MW) est compensé par les groupes de production de l'Algérie (réglage primaire).

Les transits actifs sur les lignes d'interconnexion ALGERIE-TUNISIE et ALGERIE-MAROC sont présentés sur le schéma suivant :

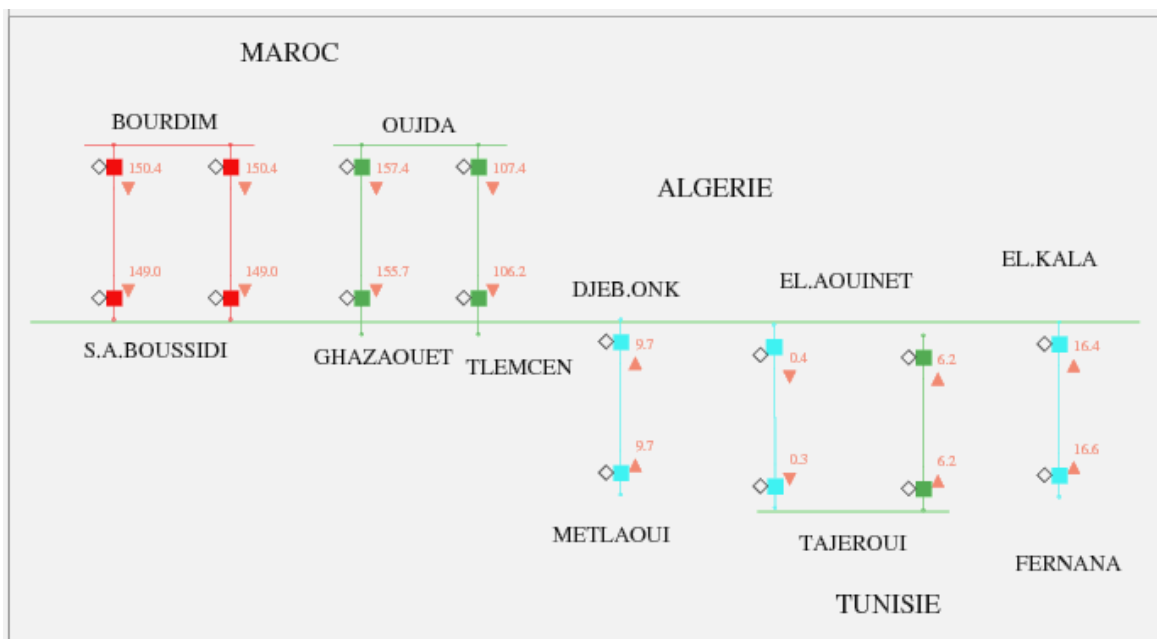


Figure. IV.7 Les transits sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie

IV.6.4 Perte de trois CC (1200MW) le premier CC au niveau de la centrale de SKS et le deuxième CC au niveau de la centrale de SKH et le troisième CC au niveau de la centrale Terga :

Le plan de tension et les transits actifs du réseau 400 kV en situation de pointe soir après la perte de trois cycles combinés sont donnés ci-dessous :

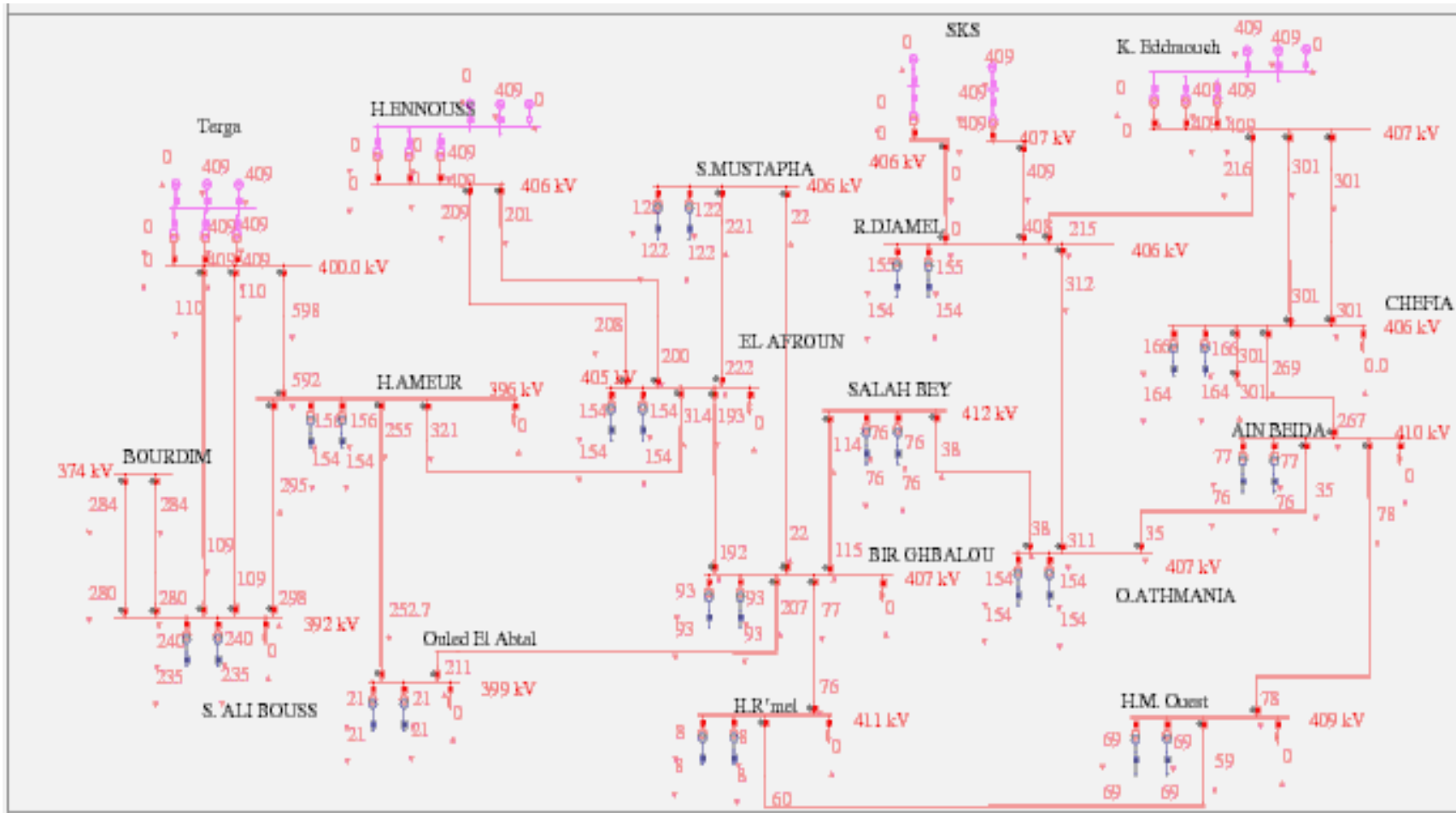


Figure. IV.8 Tension au niveau des postes 400/220kV et transits actifs sur les lignes 400kV

Après la perte du trois groupes, les transits sur les lignes d'interconnexion avec le Maroc passent de 79MW (Algérie→Maroc) à 885MW (Maroc→Algérie).

Les transits sur ligne d'interconnexion avec la Tunisie passent de 4MW (Tunisie → Algérie).à 44MW (Tunisie → Algérie).

Le reste (275MW) est compensé par les groupes de production de l'Algérie (réglage primaire).

Les transits actifs sur les lignes d'interconnexion ALGERIE-TUNISIE et ALGERIE-MAROC sont présentés sur le schéma suivant :

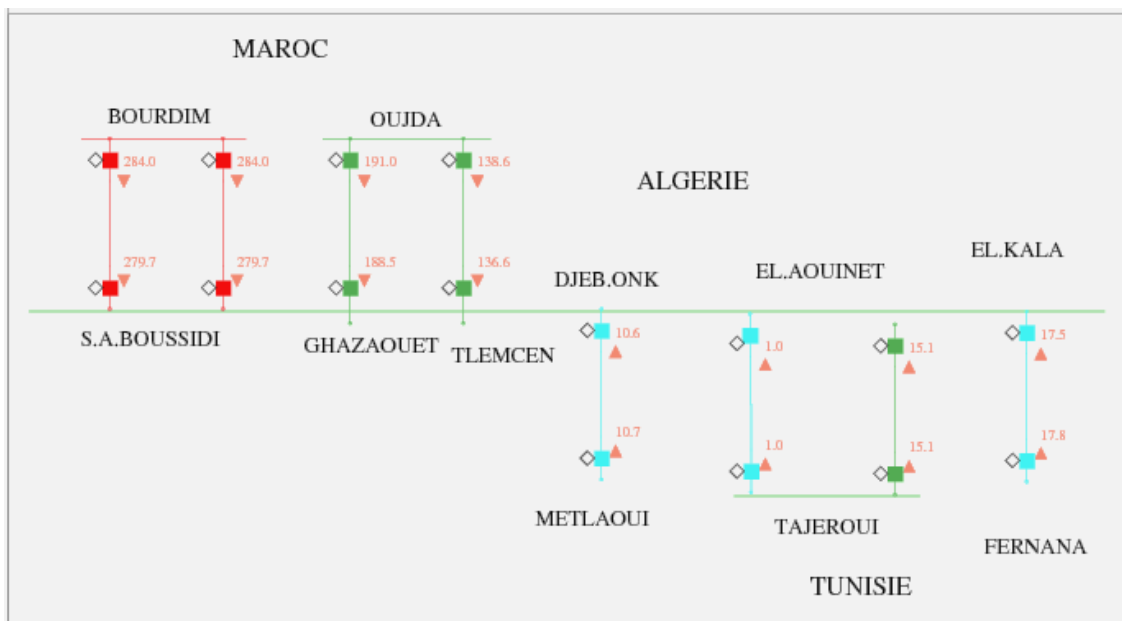


Fig. IV.9. Les transits sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie

Conclusion :

Cette dernière simulation qui concerne la perte du synchronisme d'un ou plusieurs groupes de production et après plusieurs scénarios d'incidents notre réseau national renforcé avec la ligne 400kv est suffisamment stable.

Nous sommes parvenus à démontrer la force de l'interconnexion électrique entre les pays du Maghreb « Algérie, Tunisie, Maroc » et l'Europe via la ligne « Maroc-Espagne ».

Nous sommes parvenus aussi à connaître que tout déficit de capacité au niveau du réseau national sera compensé directement du réseau Européen passant par le réseau de transport marocain « ONE » ceci est le but principal de la réalisation du réseau du 400 kV pour élargir l'interconnexion électrique entre les pays méditerranéens.

Conclusion générale

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service. Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts d'incidents. Ils sont en particulier, exposés aux agressions naturelles comme la foudre ,la perte de synchronisme après un court circuit. Les réseaux sont donc affectés de perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité de service rendu et donc il faut chercher à minimiser les conséquences.

Tout incident doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté séparé du réseau sans délai.

L'objectif de cette thèse est de démontrer les développements positifs du réseau national et spécifiquement celui du 400 kV lors la période allant de 2009 à 2012 car en fait, le réseau en question sera consolidé avec d'autres stations et centrales électriques c'est-à-dire de 6 à 13.

En outre, la réalisation de nouvelle centrales avec une capacité de 1200MW à « Koudiet Edrrowach » à Annaba et « Targa » à Béni Saf, Tlemcen ; En simulant plusieurs incidents afin de déduire le degré de stabilité du réseau et le seuil de réglage des protections.

Ainsi dans le chapitre III et d'après l'histogramme1 qui résume notre première simulation : la perte de synchronisme après un court circuit triphasé (le plus sévère) ;Nous concluons que les zones mentionnées en bleu déduisent les zones de réglages de notre protection (élimination définitive de défaut) pour différentes centrales interconnectée sur le réseau national de transport 400 kV ,

Le dépassement de la zone bleue risque de faire rentrer la centrale dans le perte de synchronisme jusqu'au blackout si des mesures urgente (en ms) ne sont pas prise immédiatement.

Toujours dans le chapitre III et d'après l'histogramme2 le comportement du réseau après la perte de la centrale SKS SKIKDA,nous montre que la zone de réglage de protection a été améliorée de l'année 2009 à 2012 dû au renforcement du réseau national par l'injection d'autres centrales ce qui conforte notre réseau national à moyen terme .

Mentionnant par la même occasion que la perte du poste Hassi Messaoud Ouest (ainsi que du poste Bir Ghbalou, Ain Beida_) a engendré des surtension au niveau de la ligne , pour cela une compensation est nécessaire.

Une dernière simulation dans le chapitre IV, qui concerne la perte de synchronisme d'un ou plusieurs groupes de production et après plusieurs scénarios d'incident notre réseau national renforcé avec la ligne 400 kV est suffisamment stable.

A travers cette étude, nous sommes parvenus à connaître l'ajustement exact de tous les équipements de protection de manière à ce que la durée de dépannage sera toujours inférieure à la valeur limite qui causera la perte de la centrale et par conséquent, tout le réseau ; nous sommes parvenus aussi à démontrer la force de l'interconnexion électrique entre les pays du Maghreb « Algérie, Tunisie, Maroc » et l'Europe via la ligne « Maroc-Espagne ».

Nous sommes parvenus à connaître que tout déficit de capacité au niveau du réseau national sera compensé directement du réseau Européen passant par le transfert Maghreb « ONE » ceci est le but principal de la réalisation du réseau du 400 kV pour élargir le réseau électrique entre les pays méditerranéens.

ملخص

الهدف من هذه المذكرة هو إبراز ما سيحدث من تطورات ايجابية للشبكة الوطنية و بالأخص شبكة 400kV في الفترة الممتدة من 2009 إلى غاية 2012 حيث ستعرف الشبكة ازدياد في عدد المراكز الكهربائية إذ سيرتفع من 6 إلى 13 بالإضافة إلى إنشاء محطات توليد جديدة بقدرة 1200 MW في كل من " كدية الدراوش " في عنابة و محطة " تارغا " بعين تموشنت.

توصلنا من خلال دراستنا الواقعية إلى معرفة الضبط الدقيق الذي يجب أن تكون عليه جميع أجهزة الحماية بحيث تكون مدة التخلص النهائي للخلل أقل دائما من القيمة الحدية التي تتسبب في ضياع المحطة و بالتالي الشبكة ككل كما أننا توصلنا إلى إبراز قوة الربط الكهربائي بين الدول المغربية " الجزائر، تونس، المغرب " و أوربا عن طريق الخط " المغرب – اسبانيا " .

وكل نقص في الاستطاعة للشبكة الوطنية يعوض مباشرة من الشبكة الأوربية مرورا بشبكة النقل المغربي "ONE" و هذا هو الهدف الأساسي من إنشاء شبكة 400kV لتوسيع الربط الكهربائي بين دول البحر الأبيض المتوسط.

Résumé

Le but de ce mémoire est de démontrer les développements positifs du réseau national et spécifiquement celui du 400 kV lors la période allant de 2009 à 2012 car en fait, le réseau en question sera consolidé avec d'autres stations électriques c'est-à-dire de 6 à 13.

En outre, la réalisation de nouvelles centrales avec une capacité de 1200MW à « Koudiet Edrrowach » à Annaba et « Terga » à Ain Tmouchent.

A travers cette étude, nous sommes parvenus à connaître l'ajustement exact de tous les équipements de protection de manière à ce que la durée de dépannage sera toujours inférieure à la valeur limite qui causera la perte de la centrale et par conséquent, tout le réseau ; nous sommes parvenus aussi à démontrer la force de l'interconnexion électrique entre les pays du Maghreb « Algérie, Tunisie, Maroc » et l'Europe via la ligne « Maroc-Espagne ».

Nous sommes parvenus à connaître que tout déficit de capacité au niveau du réseau national sera compensé directement du réseau Européen passant par le réseau de transport Marocain « ONE » ceci est le but principal de la réalisation du réseau du 400 kV pour élargir l'interconnexion électrique entre les pays méditerranéens.

Abstract

The objective of this dissertation is to demonstrate the positive developments of the national network and especially the 400 kV one during the period from 2009 to 2012 for in fact, the said network will see a rise in the number of the electric stations that is, from 6 to 13, besides the construction of new generators with a capacity of 1200MW in ‘Koudiet Edrrowach’ in Annaba and ‘Terga’ in Ain Tmouchent.

Through this study we have come to know the exact adjusting of all the protection equipment in a way so that the duration of fixing is always less than the limit value which causes the loss of the station and thus, the whole network, we have also come to demonstrate the power of electrical connection between the Maghreb countries” Algeria, Tunisia, Morocco” and Europe via the line “Morocco-Spain”.

And that any deficiency in power of the national network will be compensated directly from the European network passing through the Maghreb transfer “ONE” and this is the main purpose of the construction of the 400KV network to widen the electric network between the Mediterranean countries.

1K22-1867-0795-66M4-5054-1941-X300

Bibliographie

- [1] Maldonado, G.I. " The performance of North American nuclear power plants during the electric power blackout of August 14, 2003", Volume: 7, pp 4603- 4606 , 2004 IEEE.
- [2] Chris w. Johnson " Analysing the causes of the Italian and Swiss Blackout, 28th September 2003 ", Conferences in Research and Practice in Information Technology Series", Vol. 336 , pp 21-30 , Australie 2007.
- [3] Corsi, S. Sabelli, C " General blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h. 03:28:00", pp 1691-1702 Vol.2 , 2004. IEEE.
- [4] Michel Crappe, "Electric Power Systems", Faculté Polytechnique, Mons, Belgium, Mars 2008 .
- [5] W.D Stevenson, "Elements of Power System Analysis", 4th éd., McGraw-Hill Book 1982.
- [6] B. M Weedy, "Electric Power Systems", 3rd éd., John Wiley & Sons Ltd., London, 1979.
- [7]"Rapport d'activité Hebdomadaire Des Ouvrages Postes « Direction de L'Engineering Réseau Haute Tension Postes SONELGAZ, RH N° 09 KDLP , Alger /2009.
- [8] " Etudes, Fournitures ,Travaux de realisation et mise en serice du Etage 400 kv de Salah Bay " CONTRAT N° 294 – KDL / 029 Direction Postes SONELGAZ ,Alger 2007.
- [9] D. Labed, A.Bouزيد, M. Bouchahdane, «Application of Numerical Distance Relays in Dispersed Generation», IREE International Review of Electrical Engineering , February 2008.
- [10] Christophe Prévé, " Protection of Electrical Networks", AREVA, Mâcon, France, Juin 2006 .
- [11] D. Labed, A.Bouزيد, M. Bouchahdane, "Distance protection based on the dialogue of two protections using the numerical technology of relay: REL316*4(ABB) and 7SA612(Siemens)," , The first Workshop on Renewable Energie and their Application .Laghouat 10-12 May 2008.
- [12] «Répartition des seuils de réglage wattmétrique sur les lignes d'interconnexions maghrébines Algérie – Maroc et Algérie - Tunisie « Commission des interconnexions maghrébines, COMELEC novembre 2007 .
- [13] P.M Anderson, and A. A Fouad, "Power System Control and Stability". The Iowa State University Press, Ames, Iowa, 1977.

- [14] " Consigne d'exploitation du réseau maghrébin interconnecte au réseau européen UCTE)", O N E - S O N E L G A Z - S T E G ,November 2007.
- [15] " Impact de la mise en service du réseau 400kv sur le fonctionnement du SPTE", Direction des Etudes, Opérateur du system Electrique SONELGAZ , Alger Décembre 2007.
- [16] Karunakaran, S. Sajeev, A.P " Overvoltage transient protection network design ", pp 439- 442 , 1999 IEEE.
- [17] « Etude du fonctionnement du système production – transport de l'électricité période 2008-2012» Direction Général du Développement et de la Stratégie, Direction de la Planification .SONELGAZ N°134 DGDS/P 2007.
- [18] " Plan d'Equipement Du Transport d'Electricité 2008 - 2013". Direction général du développement et de la stratégie SONELGAZ, N° 18 DGDS, Alger 2008.
- [19] Zdzislaw Zurakowski , " Education and Training Issues in Electric Power Industry", Workshop on Teaching Resilient Computing Erlangen, Germany May 2007.
- [20] " Plan de développement 2007-2017 Transport d'électricité ", Direction général du développement et de la stratégie SONELGAZ, N°111 DGDS, Alger 2007.
- [21] " Plan de développement 2007-2017 production d'électricité ", Direction général du développement et de la stratégie SONELGAZ, N°110 DGDS, Alger 2007.
- [22] P. Baratella, F. Casamatta & R. Zacheo, " SPIRA-SICRE: an integrated software tool for static and dynamic analyses of large power systems " Software for Electrical Engineering Analysis and Design V volume 3 ,2001.
- [23] P. Baratella, B. Cova, M. Damonte, E. Gaglioti, R. Marconato and P. Scarpellini " Fast simulation of power system dynamics in a general-purpose simulator", Volume 5, Issue 1, pp 123-129, Sciencedirect Janvier 1997.
- [24] "SPIRA - SICRE", SONELGAZ - Rapport de Formation - 17 - 28 Janvier, CESI 2005 - Milano.
- [25] Vassiliadis, N. Nikolaidis, S. Siskos, S. Soudris, D.J, " The effect of the interconnection architecture on the FPGA performance and energy consumption ", pp 213-216 Vol.1 ,2004 IEEE.
- [26] Michel Aguet " Sûreté des grands réseaux électriques " E'Cité – Genève – SIG 1er juillet 2005.

- [27] Labeled Djamel, Bouchahdane Mohamed, Bouzid Aissa, Chenni Rachid «Interconnects maghrebine role in improving the quality of service» Séminaire International « Les Mines au service du développement durable » 08-09 Décembre 2009 Tébessa Algérie.
- [28] " Répartition du transit sur les lignes d'interconnexions Algérie – Maroc avec la mise en service les lignes 400kv Hassi ameur -Bourdim", Opérateur du system Electrique SONELGAZ ,Alger 2009.
- [29] Cova, B. Pincella, C. Simioli, G. Stigliano, G.P. Vailati, R. Zecca, B. «HVDC interconnections in the Mediterranean Basin ». pp 143-148 ,2005 IEEE .
- [30] Labeled Djamel, Bouchahdane Mohamed, Bouzid Aissa "Influence of dispersed generation on network Morocco- Algeria-Tunisia" Workshop International sur les Energies Renouvelables et leurs Applications 17-18 Novembre 2009 Bejaia-Algérie.