
Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS)

Haut-Commissariat

**Étude du réseau complet de Manantali
et des lignes H.T. du système ouest**

RAPPORT SPÉCIAL

**Évaluation de la ligne H.T. Manantali-Tobène
Options monoterne et biterne**

Marché 900/16535

Octobre 1993

**CONSORTIUM HQI/DESSAU/SNC-SHAWINIGAN
Montréal, Canada**

100-01

TABLE DES MATIÈRES

RAPPORT SPÉCIAL

ÉVALUATION DE LA LIGNE H.T. MANANTALI-TOBÈNE OPTIONS MONOTERNE ET BITERNE

TABLE DES MATIÈRES

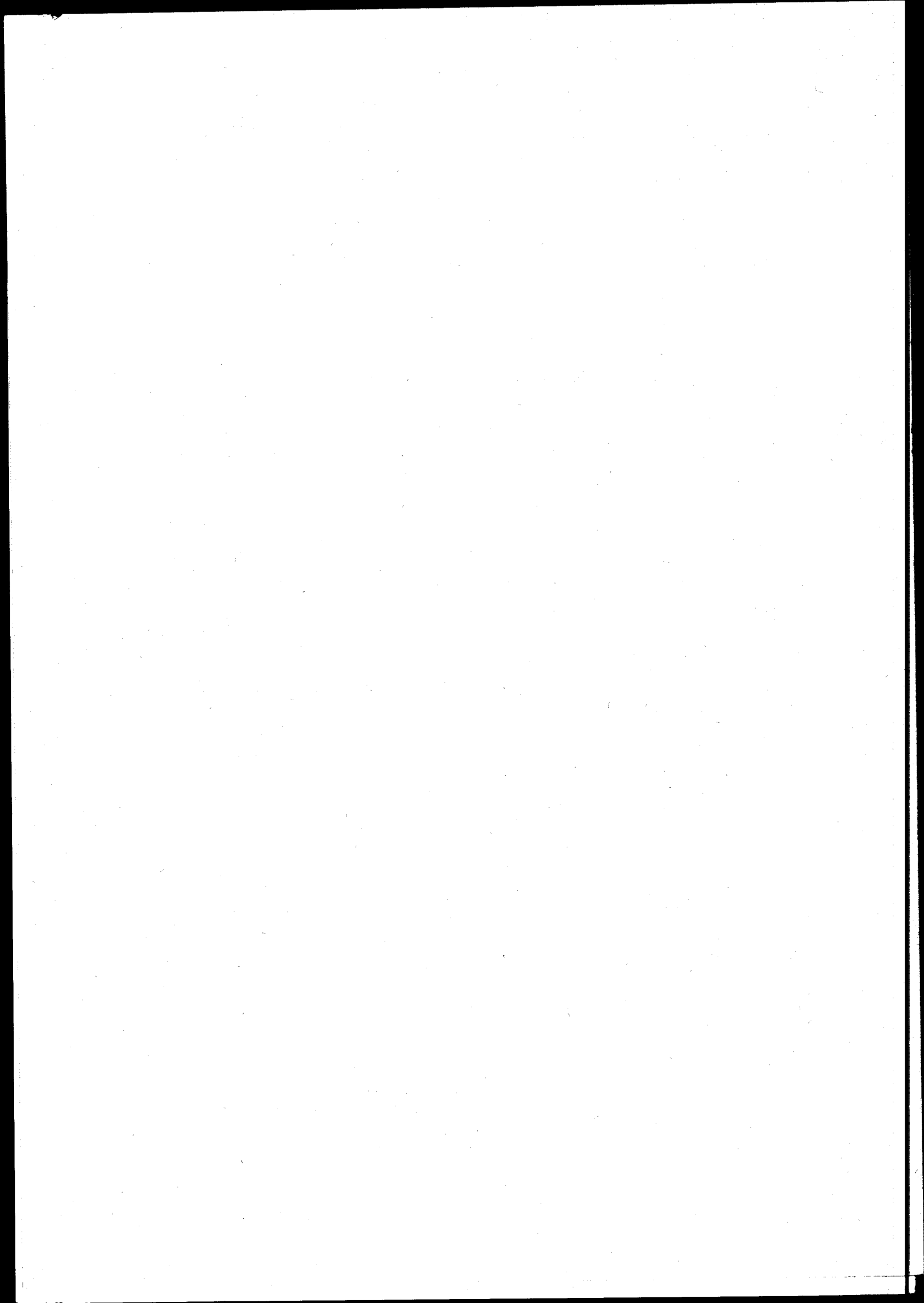
	Page
1.0 INTRODUCTION	1 - 1
1.1 PERSPECTIVE	1 - 1
1.2 SYNTHÈSE DE L'HISTORIQUE	1 - 2
1.2.1 Étude complémentaire des tracés de la ligne ouest de transport de l'énergie hydroélectrique de Manantali (HQI-Dessau, 1986/87)	1 - 2
1.2.2 Étude du réseau de transport à 225 kV de l'énergie de la centrale hydroélectrique de Manantali (Association Momentanée, 1988/89)	1 - 3
1.2.3 Projet Manantali Énergie: Étude économique complémentaire du réseau 225 kV associé à la centrale (Association Momentanée, 1990/91)	1 - 3
1.2.4 Projet Manantali Énergie: Étude additionnelle du réseau 225 kV de la centrale (Association Momentanée, 1991)	1 - 4
1.3 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE	1 - 4
1.4 DESCRIPTION DES SCÉNARIOS	1 - 5
2.0 RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS	2 - 1

TABLE DES MATIÈRES (suite)

	Page
3.0 <u>BASES DE L'ÉTUDE</u>	3 - 1
3.1 SCHÉMA UNIFILAIRE	3 - 2
3.2 PRÉVISION DE LA CHARGE ET DE LA DEMANDE	3 - 6
3.2.1 Prévisions antérieures	3 - 6
3.2.2 Prévisions retenues	3 - 6
3.2.3 Représentation des charges	3 - 7
3.2.4 Courbes des puissances classées	3 - 8
3.3 ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE DISPONIBLE	3 - 16
3.3.1 Production hydroélectrique - Fleuve Sénégal	3 - 16
3.3.2 Énergie de Manantali vers le Mali	3 - 16
3.3.3 Énergie de Manantali vers l'Ouest	3 - 17
3.4 GÉNÉRATION THERMIQUE AU SÉNÉGAL ET EN MAURITANIE	3 - 20
3.4.1 Parc de production en 1996	3 - 20
3.4.2 Parc de production futur	3 - 20
3.5 CAPACITÉ DE TRANSPORT DE PUISSANCE	3 - 23
3.5.1 Transport vers l'Ouest	3 - 23
3.5.2 Transport vers l'Est	3 - 24
3.6 CRITÈRES DE PERFORMANCE	3 - 25
3.6.1 Régime permanent	3 - 25
3.6.2 Performance dynamique	3 - 25
3.6.3 Disponibilité et fiabilité	3 - 26
 4.0 <u>RÉSULTATS DES ÉTUDES</u>	 4 - 1
4.1 MISE SOUS TENSION DE LA LIGNE	4 - 1
4.1.1 Ligne monoterne	4 - 1
4.1.2 Ligne biterne	4 - 2

TABLE DES MATIÈRES (suite)

	Page
4.2 ÉTUDES D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE	4 - 4
4.3 ÉTUDES DE STABILITÉ	4 - 23
4.3.1 Représentation du réseau	4 - 24
4.3.2 Représentation du défaut	4 - 24
4.3.3 Résultats des études de stabilité	4 - 24
4.4 SIMULATION DE L'OPÉRATION DU RÉSEAU	4 - 35
4.4.1 Généralités	4 - 35
4.4.2 Description de l'opération	4 - 35
4.4.3 Résultats	4 - 36
4.5 STABILITÉ DE LA TENSION	4 - 47
5.0 <u>ANALYSE ÉCONOMIQUE</u>	5 - 1
5.1 COÛTS DES LIGNES DE TRANSPORT	5 - 1
5.2 COMPENSATION RÉACTIVE ET SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATION	5 - 6
5.3 COÛTS DES POSTES	5 - 8
5.4 COÛTS DE PRODUCTION	5 - 29
5.4.1 Coûts d'investissement en capital	5 - 30
5.4.2 Coûts de l'énergie	5 - 30
5.4.3 Coûts fixes d'exploitation	5 - 31
5.5 COÛT DE CORRECTION DU FACTEUR DE PUISSANCE DE LA CHARGE	5 - 34
6.0 <u>COÛTS D'EXPLOITATION</u>	6 - 1
6.1 EXPLOITATION ET ENTRETIEN	6 - 2
6.2 PERTES DANS LES LIGNES DE TRANSPORT	6 - 2
6.2.1 Pertes dues à l'effet couronne	6 - 3
6.2.2 Coût des pertes dues à l'effet couronne	6 - 4



1.0

INTRODUCTION

1.1

PERSPECTIVE

L'objectif de l'étude, élément de base du présent rapport, est de permettre à l'OMVS de faire un choix entre un circuit double (biterne) ou simple (monoterne) pour la conception d'une ligne de 225 kV entre Manantali et Tobène, distante de 930 km.

Il a été reconnu que le coût de l'option monoterne est significativement inférieur à celui de l'option biterne. Une étude antérieure réalisée par l'Association Momentanée estimait une différence de coût de l'ordre de 15 000 MFCFA (1989), cette différence approchant de 20 000 MFCFA en 1991.

Il a aussi été reconnu que les pertes associées à l'option monoterne sont supérieures à celles de l'option biterne, que la capacité de transport sont plus faible et que la fiabilité de l'alimentation est réduite.

Étant donné l'avantage très significatif du coût en capital de l'option monoterne, cette étude vise à vérifier si la plus faible performance de cette option, dans le cas le moins favorable, vient contrebalancer la différence de coût en capital. Pour ce faire, cette étude est volontairement biaisée contre l'option monoterne, en particulier sur les aspects suivants:

- i) Pour l'évaluation économique, le choix des conducteurs pour l'option monoterne est de $2 \times 228 \text{ mm}^2$ par phase, contrairement à $2 \times 288 \text{ mm}^2$ comme recommandé dans l'étude précédente. Le conducteur sera optimisé ultérieurement à l'intérieur des études de la Phase 1 telles que définies dans les termes de référence.
- ii) Le coût par kilomètre de ligne est basé sur des estimés détaillés qui ont résulté en un rapport entre les options monoterne et biterne de 1,47. Celui-ci est inférieur au ratio de 1:1,60 établi et utilisé dans une étude précédente.
- iii) Les pertes de la ligne, à des transits de puissance élevés, sont supérieures pour l'option monoterne et pourraient exiger soit une installation devancée ou une plus grande capacité de production thermique dans l'Ouest. Cette étude, comparativement aux précédentes, considère le coût en capital futur qu'engendre une telle possibilité.

- iv) Le raccordement de Nouakchott n'est pas compris dans les études de performance. Par conséquent, les conditions de l'option monoterne en sont plus onéreuses.
- v) Il est présumé que la capacité des bancs de condensateurs série nécessaires pour l'option monoterne est de 39 MVar par banc. Les études ont démontré que pour un transport de 150 MW, cette valeur est de moins de 20 MVar.

1.2

SYNTHÈSE DE L'HISTORIQUE

Le développement du potentiel hydroélectrique de Manantali a été reconnu comme techniquement et économiquement viable depuis plus d'une décennie.

En plus du rapport "Actualisation de l'étude du marché de l'énergie électrique (1985)", les termes de référence citent quatre études réalisées au cours des huit dernières années. Celles-ci ont initialement traité du réseau de transport nécessaire pour le transfert de puissance de l'Est vers l'Ouest puis, dans les années subséquentes, d'un transport Ouest-Est. Cette section présente brièvement une revue de ces études.

1.2.1

Étude complémentaire des tracés de la ligne ouest de transport de l'énergie hydroélectrique de Manantali (HQI - Dessau, 1986/87)

Cette étude considérait cinq scénarios possibles pour le transport à 225 kV entre Manantali et Tobène. Elle concluait qu'une seule ligne biterne, avec 2 conducteurs de 228 mm² par phase, et longeant la rive gauche du fleuve Sénégal devrait être construite. Cette étude se basait sur la récente intégration de Félou et de Kékreti (80 MW et 48 MW respectivement), et sur une période d'étude (1992 à 2010) permettant un transfert de puissance maximum vers l'Ouest de 224 MW. L'étude comprenait des branches monoternes de 90 kV vers Tambacounda, Kaédi, Nouakchott et Kaolack ainsi que diverses lignes à 30 kV.

1.2.2 Étude du réseau de transport à 225 kV de l'énergie de la centrale hydroélectrique de Manantali (Association Momentanée, 1988/89)

Cette étude considérait quatre scénarios possibles pour le transport à 225 kV entre Manantali et Tobène. Elle concluait qu'une seule ligne biterne, avec 2 conducteurs de 228 mm² par phase, longeant la rive gauche du fleuve Sénégal et incluant aussi des branches 90 kV vers Tambacounda, Kaédi, Nouakchott et Kaolack, constituait la solution optimale. Le transfert maximum vers l'Ouest était évalué à 100 MW dans le cas d'une seule ligne monoterne; à 225 MW pour deux lignes monoternes (une via le fleuve et l'autre via Tambacounda) pourvu que l'on installe deux compensateurs statiques de ± 100 MVAR; et jusqu'à 370 MW pour l'option biterne considérant l'installation d'un compensateur statique de ± 200 MVAR à Dagana. L'année horizon de cette étude était 2019.

1.2.3 Projet Manantali Énergie: Étude économique complémentaire du réseau 225 kV associé à la centrale (Association Momentanée, 1990/91)

Les scénarios considérés dans cette étude concernaient: le non développement de Manantali; le développement de Manantali pour ne desservir que le Mali; et deux routes alternatives d'une ligne biterne avec Manantali desservant aussi l'Ouest. Encore une fois, il a été conclu que la ligne longeant la rive gauche du fleuve Sénégal était supérieure au trajet via Tambacounda. Il a toutefois été démontré, compte tenu des coûts projetés du pétrole et l'utilisation de centrales thermiques plus efficaces, que le développement d'autres centrales hydroélectriques ne serait pas économique à l'horizon de l'étude. Le délai, pour construire Gouina et Félou, par exemple, réduit la charge de pointe et l'exigence de transfert d'énergie vers l'Ouest. Ainsi, une ligne biterne avec des conducteurs plus légers ou une ligne monoterne pourrait être économiquement justifiable. Le transfert de puissance maximum vers l'Ouest était de 135 MW.

De plus, cette étude tenait compte de la réduction de la production de Manantali (de 697 GWh/an à 619 GWh/an) due aux déversements d'eau, en août (1000 m³) et octobre (2000 m³), pour fin d'irrigation - "Crue artificielle".

Cette étude, aussi conduite jusqu'en 2019, démontrait que, même avec un prix du pétrole brut réduit à 15\$ US/baril ou augmenté à 30\$ US/baril, le développement de Manantali avec une ligne de transport vers l'Ouest était économique, et ce, pour des taux d'actualisation de 10% dans le premier cas et pour tous taux d'actualisation inférieurs à 14% (le plus élevé considéré) dans le second cas.

1.2.4

Projet Manantali Énergie: Étude additionnelle du réseau 225 kV de la centrale (Association Momentanée, 1991)

Tenant compte de l'observation de l'étude précédente spécifiant qu'une ligne biterne avec conducteurs plus légers ou une ligne monoterne pouvait être plus économique qu'une ligne biterne avec 2 conducteurs de 228 mm², cette étude considérait les choix suivants: une seule ligne monoterne avec conducteurs 2 X 228 mm² ou 2 X 288 mm² ainsi qu'une ligne biterne avec conducteurs 1 X 288 mm², 1 X 336 mm², ou 1 X 475 mm². L'étude démontrait la supériorité de l'option monoterne sur la biterne (2 X 228 mm² ou allégé) à tous les taux d'actualisation (jusqu'à 14%) et ce, pour les conditions particulières de transfert de puissance et d'énergie (i.e. transfert maximum de 135 MW) développées dans les études précédentes.

Afin de rendre l'option monoterne techniquement adéquate, la ligne devrait être compensée (environ 40%); requerrait le raccordement d'une production d'environ 20 MW en tout temps à Dakar (pour la stabilité de la tension); et nécessiterait un système de délestage rapide à Dakar (pour un niveau acceptable de fiabilité suivant un défaut).

1.3

OBJECTIFS DE L'ÉTUDE

Les études du réseau de transport électrique à partir de Manantali telles que décrites dans les termes de référence du marché 900/16535 comportent trois objectifs principaux. Le premier objectif est de produire une recommandation définitive au sujet de l'alternative biterne-monoterne. Le second objectif est de déterminer le niveau de tension du branchement vers Kaédi, et possiblement Boghé. Le troisième objectif est l'optimisation du réseau de transport choisi.

Les termes de référence exigent que les évaluations soient basées sur les études antérieures réalisées par l'Association Momentanée et le groupe HQI-DESSAU entre 1986 et 1991. Le tracé des lignes de transport ainsi que les tensions d'exploitation ont déjà été déterminés et ne sont pas révisés dans la présente étude. Les documents de référence consultés sont énumérés à la section 3.0 et sont identifiés dans ce rapport par des numéros de référence (i.e. Doc #).

Dans la mesure du possible, les données fournies dans les termes de référence ont été utilisées. Cependant, celles-ci ne sont pas complètes et certaines données ont été tirées des études précédentes en mettant l'emphasis sur les informations les plus récentes.

Le présent rapport couvre le premier objectif des études de la Phase 1 à savoir présenter une recommandation définitive entre les options monoterne et biterne.

Les termes de référence font état d'un ré-examen rigoureux des hypothèses de bases développées dans les études citées plus haut, et en particulier celles concernant les coûts de production. La révision de ces études montre clairement que la viabilité de l'option monoterne dépend des facteurs suivants:

- i) la limitation du transit de puissance Est-Ouest à une valeur de l'ordre de 150 MW;
- ii) la démonstration que les pertes plus élevées de la ligne monoterne ne rendent pas cette option non économique;
- iii) la démonstration que l'option monoterne permet une fiabilité d'alimentation acceptable.

Cette étude aborde ces points de la façon suivante:

- i) Sélection d'un niveau désiré de puissance transportée de 150 MW, examinée en fonction des exigences des réseaux électriques des états membres, avec revue de la demande et des besoins d'énergie projetés en tenant compte de la puissance et de l'énergie productible à Manantali.
- ii) Confirmation du coût en capital et des pertes du réseau de transport, suivie par l'estimation du coût des pertes.
- iii) Examen des performances en régime permanent et transitoire du réseau afin de confirmer les recommandations des études antérieures en ce qui concerne la production minimum à Dakar, suivi par l'estimation de l'impact économique pour fournir une fiabilité et une disponibilité du réseau de transport acceptables.

1.4

DESCRIPTION DES SCÉNARIOS

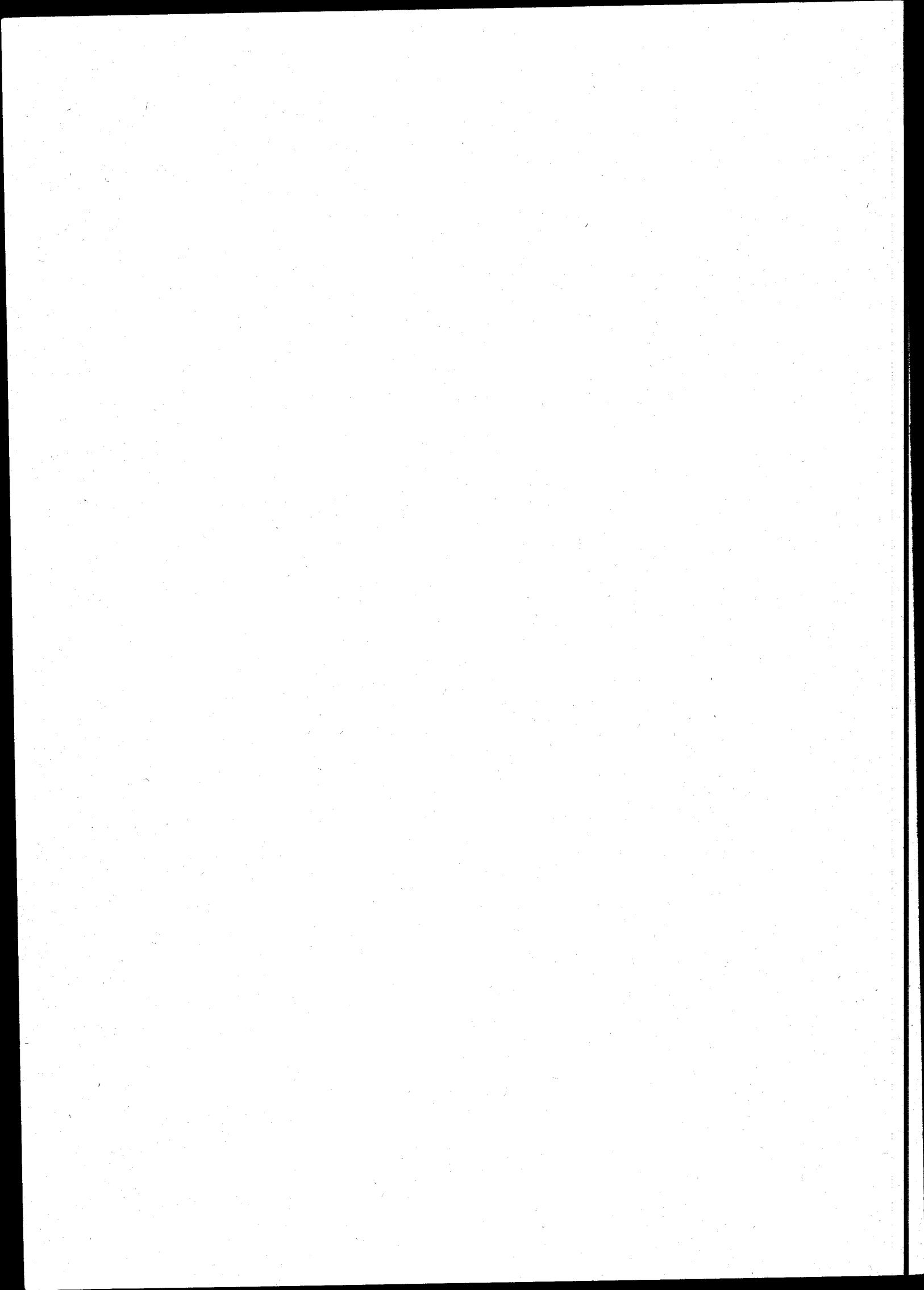
Les termes de référence de l'étude demandent la considération du cas de base et des trois scénarios décrits ci-dessous:

- i) Cas de base: Une ligne biterne de 225 kV de Manantali à Sakal et l'addition d'un second circuit à la ligne de transport existante Sakal-Tobène. La ligne de transport doit avoir des postes intermédiaires situés à Kayes, Matam (Ouro Sogui) et Dagana.

- ii) Scénario 1: Une ligne monoterne de 225 kV de Manantali à Sakal avec postes intermédiaires à Kayes, Matam (Ouro Sogui) et Dagana.
- iii) Scénario 2: Deux lignes monoternes de Manantali à Sakal construites soit sur le même droit de passage ou sur deux droits de passage séparés mais parallèles et pouvant être installées, selon la nécessité, en même temps ou à des périodes différentes.
- iv) Scénario 3: Une ligne biterne de Manantali à Sakal comme le cas de base avec seulement un terne initialement équipé. Le second terne, entre Manantali et Tobène, serait installé à une date ultérieure lorsque requis.

Dans tous les cas, la ligne Manantali-Bamako sera une ligne monoterne à 225 kV.

2.0 RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS



RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS

Comme mentionné à la section 1.3, le principal objectif de cette étude spéciale est de permettre de faire une recommandation, pour la ligne de transport à 225 kV entre Manantali et Tobène, entre une conception monoterne ou biterne.

Le coût en investissements de la ligne monoterne est considérablement moins important que celui de la ligne biterne: la différence de coût est de l'ordre de 14 800 MFCFA soit environ 60 millions \$ US. La ligne de transport elle-même contribue pour 13 100 MFCFA à cette différence tandis que les postes, la compensation série de la ligne de transport et le système de télécommunications y contribuent pour 1 700 MFCFA. Cette différence se situe à 16 300 MFCFA lorsque les coûts d'opération et d'entretien sont pris en compte. Le Tableau 2.1 résume la comparaison entre les deux options.

Le coût économique équivalent des indisponibilités, les pertes additionnelles associées à la ligne monoterne et le coût d'une production locale, réduisent cette différence à 11 600 MFCFA actualisée à un taux de 10% sur la durée de vie espérée du projet.

Bien que l'option monoterne comporte quelques désavantages (voir Doc. #4, - Rapport définitif), ceux-ci ne devraient pas être exagérés. L'option monoterne est techniquement acceptable pour les besoins de transport de puissance vers l'Ouest à partir de la centrale Manantali et d'autres futurs développements hydroélectriques, ainsi que pour le transport futur éventuel d'une production thermique de l'Ouest vers le Mali.

Le présent rapport démontre que la ligne monoterne aura un niveau de disponibilité et de fiabilité acceptable en autant que:

- i) au moins 80 à 90% des réenclenchements monophasés suivant un défaut fugitif phase-terre dû à la foudre, soient réussis;
- ii) une production thermique partiellement chargée soit en opération dans l'ouest lorsque la puissance provenant de Manantali dépasse 100 MW (app.), afin de fournir une réserve. Le niveau de réserve requis dépend de la puissance transmise;
- iii) un délestage rapide dans la région de Dakar soit initié durant les défauts lorsque les conditions de charge le rendent nécessaire afin de maintenir la stabilité du réseau. Ceci s'applique aussi à Nouakchott lorsque celle-ci sera raccordée;
- iv) la puissance transportée de Manantali vers l'Ouest soit limitée à environ 150 MW;

- v) des dispositifs de correction du facteur de puissance soient raccordés au réseau dans les régions de Dakar et Nouakchott pour limiter la production de réactif de la génération locale à une valeur compatible avec la capacité des génératrices et avec les exigences du réseau durant les conditions transitoires;
- vi) une génération soit ajoutée dans l'Ouest afin de répondre aux exigences globales du réseau principalement tel que proposé dans les études antérieures, pour permettre le retrait de vieilles unités et rencontrer la demande avec une capacité de réserve raisonnable.

En respectant les conditions énumérées plus haut, le nombre prévu d'indisponibilités non planifiées de la ligne de transport de Manantali vers l'Ouest ne devrait pas excéder 9,5 par année. Ce n'est que 4 indisponibilités non planifiées de plus que pour l'option biterne.

Conformément aux termes de référence, les autres variantes examinées et décrites à la Section 1.4 ont les limitations suivantes:

Alternative 2: Deux lignes monoterne

Cette option implique qu'un premier circuit sera construit exactement de la même façon que l'alternative 1 et que le second le sera à une date ultérieure. Cette alternative pourrait être réalisable si l'alternative 1 est retenue, cependant son coût total est très dépendant de sa date de construction.

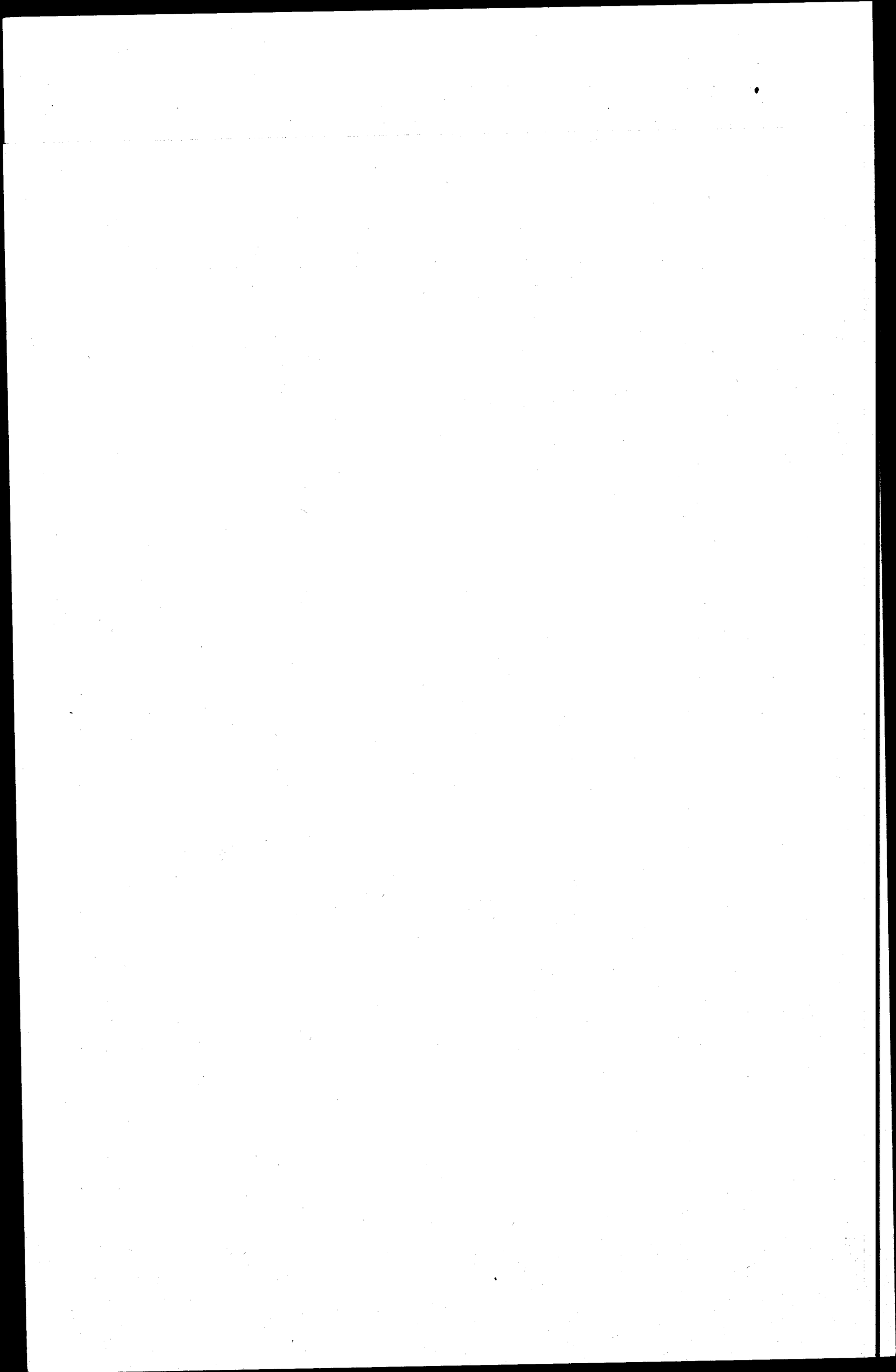
Alternative 3: Circuit biterne avec un seul terne équipé en phase initiale

Cette alternative est initialement moins onéreuse que le circuit biterne de base, mais cependant plus coûteux que l'alternative 1 avec les mêmes limitations. L'avantage économique de cette alternative reste néanmoins très dépendant de la date d'installation du deuxième terne.

Du fait que la ligne est techniquement acceptable et que le coût différentiel total est d'au moins 11 600 MFCFA en faveur de l'option monoterne, il est donc conclu que l'option monoterne doit être adoptée pour la conception d'une ligne de transport entre Manantali et Tobène.

TABLEAU 2.1
COMPARAISON DES ALTERNATIVES

LIGNE BITERNE		LIGNE MONOTERNE		Différence
Coûts d'investissement	MFCFA	Coûts d'investissement	MFCFA	MFCFA
- Ligne de transport	38166	- Ligne de transport	25097	- 13 069
- Postes	15116	- Postes	13652	- 1 464
- Condensateurs shunt	1428	- Condensateurs shunt	1190	- 238
- Opération et entretien	6227	- Opération et entretien	4677	- 1550
Coût actualisé total	60937	Coût actualisé total	44616	- 16321
Désavantages quantifiables		Avantages quantifiables		
- Plus de pertes par effet couronne (3,2 GWh/an)	388	- Moins de pertes par effet couronne (1,2 GWh/an)	139	- 249
Total des désavantages quantifiables	388	Total des avantages quantifiables	139	- 249
Avantages quantifiables		Désavantages quantifiables		
- Moins de pertes dans la ligne (467,2 GWh)		- Plus de pertes dans la ligne (791,7 GWh)		+ 3 894
- Capacité de transport plus grande (>200 MW)		- Capacité de transport plus faible (<150 MW)		+ 356
- Production thermique future minimale		- Production thermique future supplémentaire	427	+ 427
- Indisponibilités non planifiées plus faibles (5,1/an)	170	- Plus d'indisponibilités non-planifiées (9.5/an)	220	+ 50
- Indisponibilités planifiées plus faibles (24 h/an)	7	- Plus d'indisponibilités planifiées (72 h/an)	22	+ 15
-		- Doit utiliser une réserve pour stabilité	214	+ 214
Total des avantages quantifiables	177	Total des désavantages quantifiables	883	+ 4956
		DIFFÉRENCE TOTALE		- 11614
Désavantages non quantifiables				
- Besoin possible de compensateurs statiques				
Avantages non quantifiables				
- Devancement possible des futures unités hydroélectriques				
- Flexibilité d'opération accrue				
- Exigences de protection moins sévères				



BASES DE L'ÉTUDE

Dans le présent rapport, les références aux études antérieures sont indiquées par des numéros de documents. Les numéros utilisés correspondent aux études suivantes:

1. Étude complémentaire des tracés de la ligne ouest de transport de l'énergie hydroélectrique de Manantali: Le groupe HQI-DESSAU (Rapport Final - Mars 1987).
2. Étude du réseau de transport 225 kV de l'énergie de la Centrale de Manantali: Association Momentanée (Rapport Final - Avril 1989).
3. Projet Manantali Énergie - Étude économique complémentaire du réseau 225 kV associé à la centrale: Association Momentanée (Rapport Final - Juillet 1991).
4. Projet Manantali Énergie - Étude additionnelle du réseau 225 kV de la Centrale - Scénarios monoterne et biterne allégé: Association Momentanée (Rapport Définitif - Décembre 1991).
5. Programme d'équipement de production sur le réseau interconnecté à moyen et long terme: SÉNÉLEC - Direction des études générales (Septembre 1991).
6. Prévision de la demande d'énergie de la région de Dakar (1992-2005): SÉNÉLEC (1991).
7. Données de production (Centrale de Nouakchott): SONÉLEC - Service de la centrale (Mai 1993).
8. Énergie du Mali: Télécopie datée du 23 septembre 1993.

Dans le présent rapport certains termes ont été définis pour distinguer les années qui ont des précipitations différentes, les capacités saisonnières de production hydroélectriques et les saisons sèches et humides d'une même année.

Année sèche : Année avec précipitations égales à la moyenne des précipitations observées de 1970 à 1989 et crue artificielle pour irriguer 50 000 hectares.

Année normale : Année avec précipitations égales à la moyenne des précipitations observées de 1904 à 1984 et crue artificielle pour irriguer 100 000 hectares.

Année humide : Année avec assez de précipitations pour augmenter le productible de Manantali de 200 GWh tout en maintenant une crue artificielle.

Période de production haute:

Période de l'année comprise entre les mois d'août et de novembre inclusivement, en années normales et années humides, et d'août à octobre en années sèches.

Période de production basse:

Autres mois de l'année.

Saison humide : Période de l'année comprise entre les mois d'août et octobre, inclusivement.

Saison sèche : Autres mois de l'année.

3.1

SCHEMA UNIFILAIRE

Le schéma unifilaire utilisé pour les études de réseau réalisées pour la Phase 1 de l'étude est celui montré à la Figure 3.1.1. Ce schéma est principalement tel que décrit dans les termes de référence. Les distances entre les postes sont celles données dans les termes de référence. Le réseau de la Mauritanie, montré au schéma unifilaire, n'est pas encore optimisé. Cette optimisation fera l'objet d'un prochain rapport.

Deux transformateurs abaisseurs de 75 MVA, 225/90 kV, sont utilisés à Tobène tel qu'indiqué dans les termes de référence. Il est donc présumé que la ligne Tobène-Cap des Biches continuera à opérer à 90 kV. Il est également supposé qu'un poste sera construit à Sakal pour raccordement au réseau 30 kV de la SÉNÉLEC et qu'un transformateur 20 MVA, 225/30 kV sera installé par la SÉNÉLEC.

Les termes de référence mentionnent aussi que le tronçon de ligne à 225 kV entre Tobène et Sakal a été construit par la SÉNÉLEC et qu'il consiste en une ligne biterne dont seul un terne est installé. Il a été présumé pour cette étude que les caractéristiques de cette ligne sont les mêmes que celles de la ligne monoterne entre Manantali et Sakal.

Pour les études réalisées à l'aide des logiciels de réseau, la représentation des caractéristiques de la ligne de transport de l'OMVS a été déterminée selon les configurations de lignes et pylônes montrées aux Figures 5.1.1 et 5.1.2. Les caractéristiques des lignes de la SÉNÉLEC ont été dérivées des données fournies par la SÉNÉLEC. La résistance de la ligne de transport a été calculée en supposant une température du conducteur de 75°C. Les principales caractéristique des lignes de transport sont:

	225 kV		225 kV	90 kV	
	Monoterne		Biterne	Monoterne	
	OMVS	SÉNÉLEC	OMVS	OMVS	SÉNÉLEC
Résistance (R) Ω /phase/km	0,086	0,092	0,086	0,173	0,128
Réactance (X) Ω /phase/km	0,302	0,423	0,300	0,402	0,410
Susceptance (B) μ S/phase/km	3,74	2,72	3,84	2,88	2,88
Charge nominale kVAr/km	189	22,0*	194	23,2	23,2

* Ligne 225 kV entre Tobène et Cap des Biches exploitée à 90 kV.

Les réactances des transformateurs ont été fixées à 15% de la puissance nominale sauf lorsque connues d'études antérieures.

Les caractéristiques utilisées pour les génératrices dans les études de stabilité correspondent à des valeurs typiques pour ce type de génératrices. Les valeurs utilisées correspondent à celles de l'étude antérieure, Doc. #4.

Les réactances shunt utilisées pour contrôler la tension de ligne, sont présumées comme étant de 20 MVAR nominal par banc triphasé. Cette valeur a été utilisée dans toutes les études antérieures. Le nombre de réactances shunt requis est vérifié par des études de mise sous tension de la ligne tandis que des études d'écoulement de puissance permettent de déterminer si leur raccordement doit se faire sur la ligne ou à la barre.

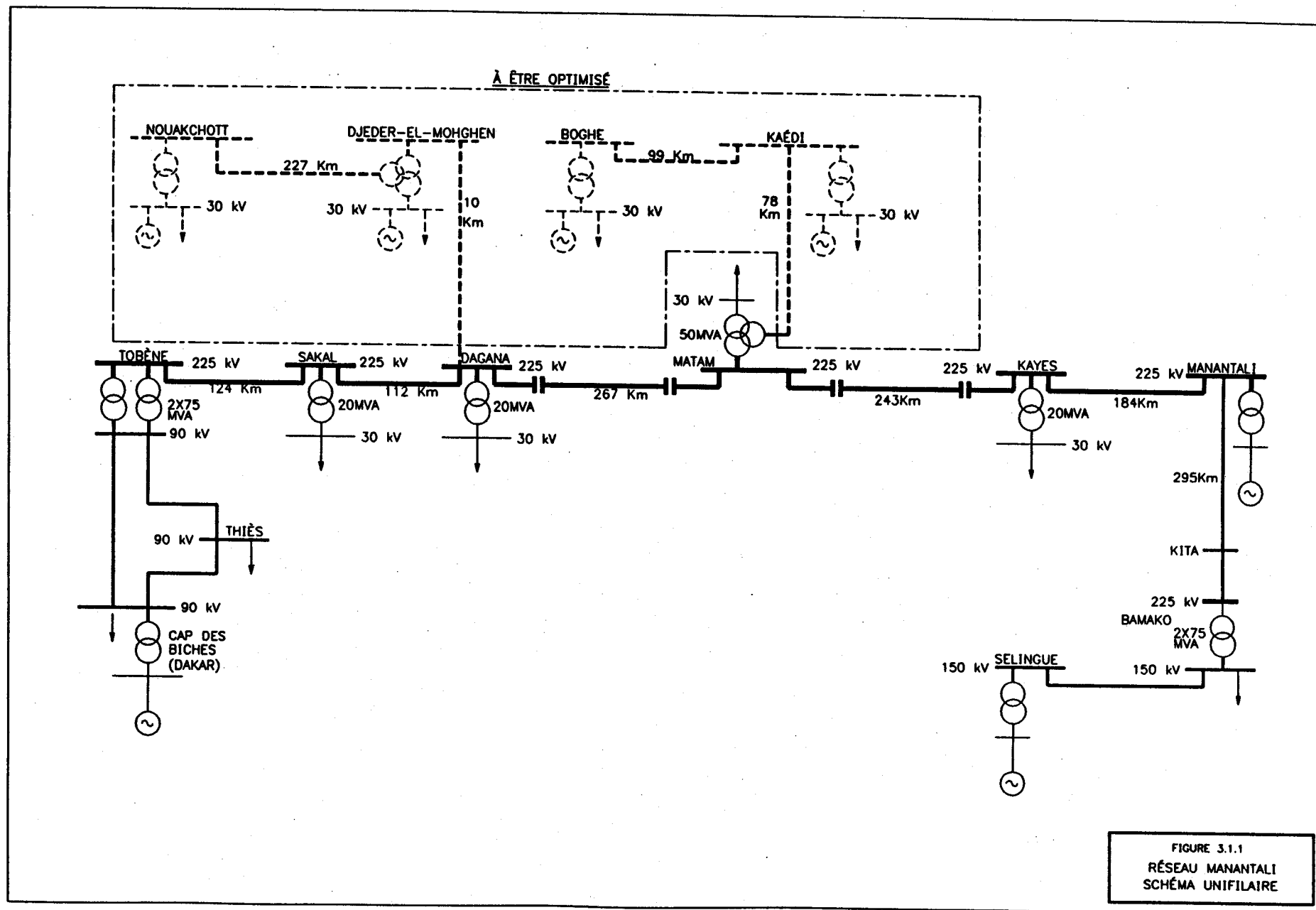
L'option monoterne exige une compensation série afin d'accroître la stabilité de la ligne de transport. Dans l'étude antérieure, Doc. # 4, une compensation de 48% de la réactance de ligne entre Manantali et Tobène est proposée et ce, par l'installation de quatre bancs de condensateurs, chacun de 12%, aux deux extrémités des tronçons Kayes-Matam et Matam-Dagana.

La réactance totale de la ligne monoterne entre Manantali et Tobène est de 280.9 Ω ; ainsi, un banc de 12% aura une impédance de 33.7 Ω /phase. Pour un transit de puissance maximum de l'ordre de 170 MVA (environ 420 A), la capacité en opération continue des condensateurs série sera d'environ 20 MVAR. Le Doc. #4 considèrerait une valeur de 39 MVAR, valeur plus importante que les besoins identifiés. On suppose que cette valeur avait été retenue pour permettre, dans l'éventualité d'un développement du réseau, d'accroître la capacité de transit de puissance, tout en gardant la stabilité. Cette capacité de 39 MVAR correspond à un transit d'environ 240 MVA à 225 kV, similaire au transfert de puissance maximum de 224 MW dérivé du Doc. #1.

Une capacité de 39 MVAR par banc est sévère pour la ligne monoterne, mais cette valeur a été conservée puisqu'elle réduit l'avantage économique de l'option monoterne.

La dimension, la capacité et la localisation des condensateurs série seront révisées lors des études d'optimisation. Les études d'écoulement de puissance et de stabilité seront également réalisées avec un banc hors service; toutefois, l'augmentation du pourcentage de compensation, permettant de maintenir normalement un banc en réserve, aurait peu d'effet sur le coût global du réseau de transport.

Il est à noter que l'OMVS a, par le passé, considéré que des compensateurs statiques (SVS) ne sont pas appropriés pour la ligne de transport Manantali-Tobène. Il est de notre opinion que de tels dispositifs pourraient être appliquées de façon fiable pour le Sénégal. S'ils sont jugés appropriés, ils seront considérés dans les études d'optimisation.



3.2

PRÉVISION DE LA CHARGE ET DE LA DEMANDE

Il est nécessaire de représenter, dans une étude de performance, les diverses charges. La prévision de la demande est aussi requise pour l'optimisation ainsi que pour le choix de la tension du branchement avec la Mauritanie.

3.2.1

Prévisions antérieures

Le Tableau 3.2.1 montre les prévisions des charges et de la demande des études antérieures données en référence (Doc.#1, 2 et 3). Il est à souligner que les charges des différentes barres omnibus, telles que représentées sur le schéma unifilaire (voir Figure 3.1.1), ont été développées à partir des estimés des charges des diverses régions établies dans les rapports précédents comme l'indique le Tableau 3.2.1.

Il est à remarquer, au Tableau 3.2.1, que les prévisions de la charge préparées en 1990 sont considérablement inférieures à celles des études précédentes (Doc. #1 et 2) et qu'elles reflètent une croissance plus faible qu'anticipée au cours des cinq dernières années environ. Les Figures 3.2.1, 3.2.2 et 3.2.3 illustrent les prévisions de la demande des états membres en fonction des années telles que données aux Doc. #1, 2 et 3, ainsi que les prévisions préparées par la SÉNÉLEC en 1992 pour le Sénégal.

3.2.2

Prévisions retenues

Les données de charge observées jusqu'à 1992 ont été fournies par la SONÉLEC et l'EDM (Énergie du Mali) et une prévision de la demande pour 1992 a été donnée par la SÉNÉLEC.

Les données fournies par la SÉNÉLEC (Doc. #6) indiquent que l'augmentation annuelle de la demande, considérant un taux de croissance moyen, est anticipé être de 5,15%/année de 1990 à 2005. En 1996, la demande devrait être de l'ordre de 934,8 GWh pour le réseau interconnecté, ce qui est inférieure à la prévision fournie au Doc. #3 (969,8 GWh); cependant la demande sera, en l'an 2000, supérieure à celle donnée au Doc. #3. Il peut aussi être noté qu'il est attendu que la part de la demande de Dakar, par rapport à la demande du pays, passe de 57,6% (1996) à 48,9% de la demande totale en 2005. Il est aussi prévu que le facteur de charge de 70% en 1987 décroisse jusqu'à environ 60% à long terme. Le taux de croissance moyen prévu après l'an 2005 est estimé être de l'ordre de 3,5%/année.

Les données de la SONÉLEC (Doc. #7) montrent que la demande de 1992 était de 76,58 GWh, soit environ 10% plus élevée que celle de 1990. Ceci reflète un effort de conservation en 1991 et une restriction de la demande due à des limitations de capacité. La SONÉLEC s'attend à une augmentation annuelle de la demande de 10%. Entre 1992 et la date de mise en service de Manantali le

taux de croissance demeurera restreint par la capacité limitée des moyens de production en place. Pour les besoins de l'étude et afin de comparer les options monoterne et biterne, il a été présumé que la demande de Nouakchott croîtra à un rythme de 6%/année pour atteindre 96,68 GWh en 1996 et que, par la suite, elle augmentera de 10% annuellement jusqu'en 2005. Après 2005, un taux de 6,5%/année a été utilisé.

Les données fournies par l'EDM (Doc. #8) indiquent que la demande attendue sur le réseau interconnecté, excluant Kayes, serait de 281,1 GWh en 1996, augmentant à 695,9 en 2010. Ceci correspond à un taux de croissance moyen de 6,69%/année, ce qui est pratiquement similaire à celui utilisé dans le Doc. #3.

Les charges intermédiaires ont très peu d'influence sur cette étude et les valeurs données au Doc. #3 (voir Tableau 3.2.1) ont été employées telles quelles, celles-ci étant les prévisions les plus récentes.

Les prévisions de la charge et de la demande pour cette étude sont montrées au Tableau 3.2.2.

Pour l'étude ultérieure de l'alimentation de Nouakchott et de Kaédi/Boghé, les prévisions de la demande seront considérées plus en détail.

3.2.3

Représentation des charges

Pour les études d'écoulement de puissance et de stabilité, les charges ont été représentées comme des charges discrètes connectées à leur barre correspondante, tel qu'indiqué ci-après.

Pour le Mali, une charge unique correspondant à la charge totale du réseau interconnecté du Mali (incluant la boucle) a été reliée à Bamako. Les charges à Kayes et à Kita sont montrées séparément.

Pour la Mauritanie, la charge à Rosso/Djeder-El-Mohghen comprend les charges de Keur Macene et lorsque mentionné, de R'kiz et de Mederdra. La charge à Boghé comprend Aleg tandis que celle de Kaédi comprend Bababé et Mbagne.

Pour le Sénégal, tout le réseau interconnecté, excluant St-Louis, Louga et Kaolack, est présumé être raccordé à Cap des Biches; la charge de Kaolack a été branchée à Thiès; celle de Louga et de St-Louis à Sakal; celle de Rosso, Richard Toll et Dagana à Dagana et le réseau 30 kV autour de Matam a été branché à Ouro Sogui. La charge de Kidira a été combinée avec celle de Bakel.

Dans le cadre de la présente étude, on présume que le facteur de puissance des principales charges est de 0,95 inductif. La compensation réactive au niveau du réseau de distribution, nécessaire pour atteindre ce facteur de puissance, est présumée être installée par les autorités nationales d'électricité respectives. Le facteur de puissance des charges isolées du réseau telles que Kayes, Matam, Kaédi, Dagana, Sakal, Rosso, etc. est supposé comme étant de 0,90 inductif.

Dans les cas spécifiques où la production de Dakar est réduite et qu'elle ne parvient pas raisonnablement à fournir la puissance réactive requise par les charges de la région de Dakar, le facteur de puissance de ces dernières est augmenté afin de limiter à 0,90 le facteur de puissance des génératrices à Dakar. Ceci est décrit à la Section 4.2.

3.2.4 Courbes des puissance classées

Les courbes de puissance classée utilisées dans cette étude sont basées sur les données fournies par la SÉNÉLEC (Doc. #5). Puisque la grande charge d'importance dans l'Ouest est celle de Dakar, il est considéré raisonnable de représenter la demande du réseau interconnecté sénégalais et celle de Nouakchott (lorsqu'incluse) par la même courbe de puissance.

Comme le montre la Figure 3.2.4(a), la demande de Dakar est caractérisée par trois périodes distinctes:

- Période pleine : Période couvrant les mois de juillet à octobre inclusivement avec une demande égale à 100% de la pointe annuelle et à 36,23% de l'énergie annuelle.
- Période intermédiaire: Période couvrant les mois de mai, juin, novembre et décembre avec une demande égale à 95% de la pointe annuelle et à 33,37% de l'énergie annuelle.
- Période creuse : Période couvrant les mois de janvier à avril inclusivement avec une demande égale à 90% de la pointe annuelle et à 30,40% de l'énergie annuelle.

La production hydroélectrique du fleuve Sénégal est caractérisée par deux périodes distinctes: la période de production haute couvrant les mois d'août à novembre lors d'années de précipitations normales et élevées (sauf le mois de novembre lors d'années de faibles précipitations) et la période de production basse pour les autres mois de l'année.

De façon à représenter correctement l'exploitation du réseau de transport Manantali-Tobène, il est nécessaire de développer les caractéristiques des charges de façon à considérer les périodes de production haute et basse. Les données fournies par la SÉNÉLEC ont été analysées sur une base mensuelle et deux types de courbes de puissances classées ont été développées. Celles-ci sont illustrées à la Figure 3.2.4(b). Ces courbes ont par la suite été représentées par une série de charges exprimées en "per unit" de la charge moyenne sur une année complète par rapport à un pourcentage du temps.

La demande de pointe indiquée dans les données de la SÉNÉLEC est 1,44 fois la demande annuelle moyenne, ce qui représente un facteur de charge de l'ordre de 70%.

Ce facteur de charge est plus élevé que celui escompté et peut avoir été artificiellement haussé à cause de restrictions de capacité. Pour les besoins de l'étude, une valeur de 65% a été présumée pour les charges majeures de Dakar et de Nouakchott. Pour les charges intermédiaires, les facteurs de charge indiqués au Tableau 3.2.1 ont été considérés. Un facteur de charge de 65% correspond à une demande de pointe de 1.54 fois la demande annuelle moyenne.

Il est à noter que la demande de pointe détermine la capacité en génération qui doit être installée sur le réseau et, comme discuté à la section 6.4, c'est la demande en période de production basse qui détermine la capacité requise en génération d'origine thermique dans l'Ouest.

FIGURE 3.2.1

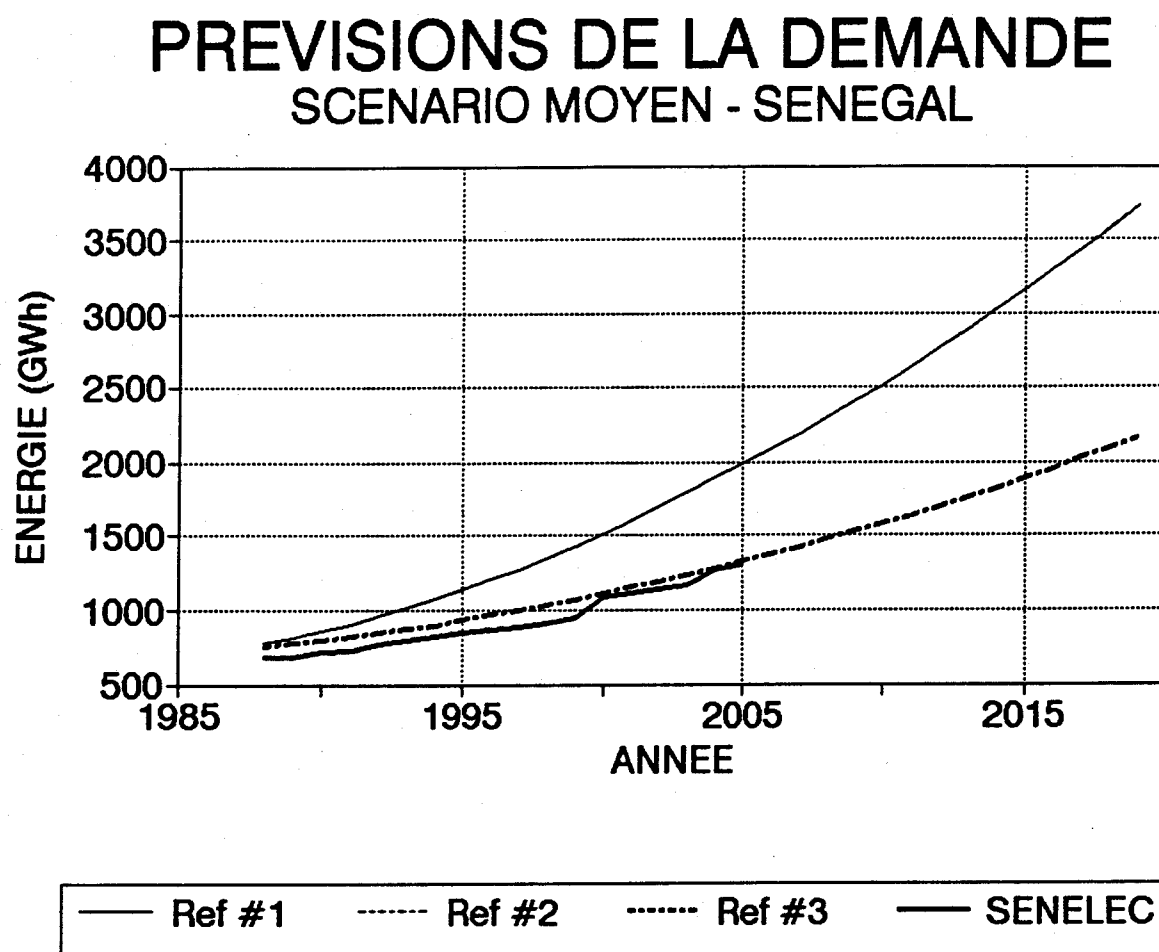


FIGURE 3.2.2

PREVISIONS DE LA DEMANDE SCENARIO MOYEN - MALI

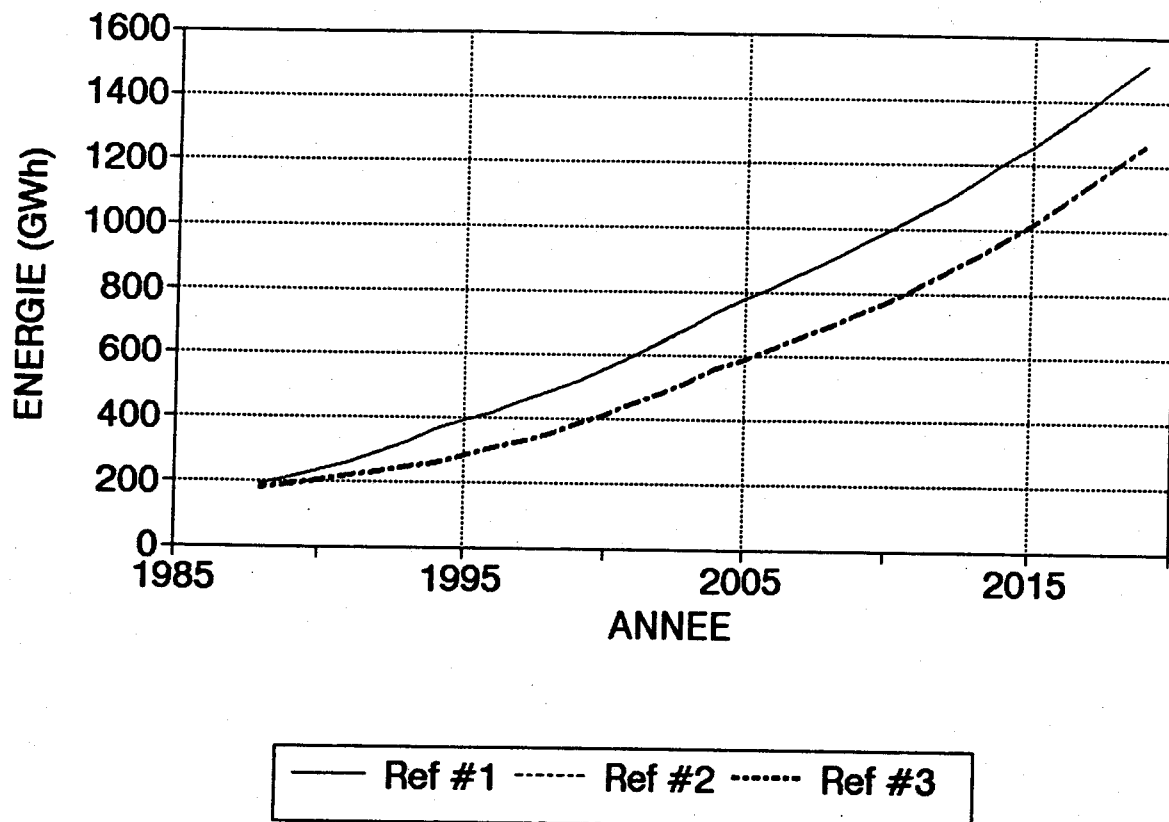


FIGURE 3.2.3

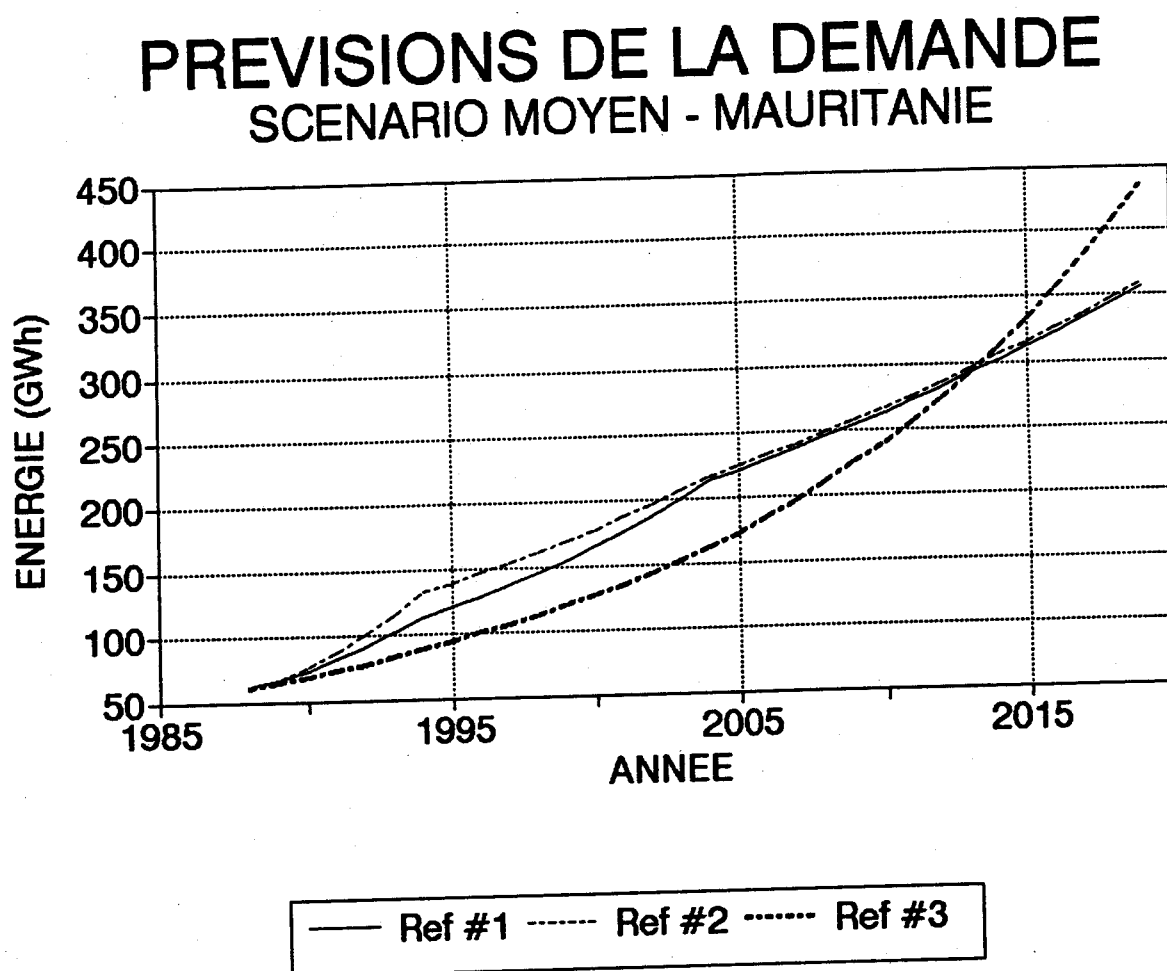


FIGURE 3.2.4: COURBES DE PUISSANCES CLASSEES

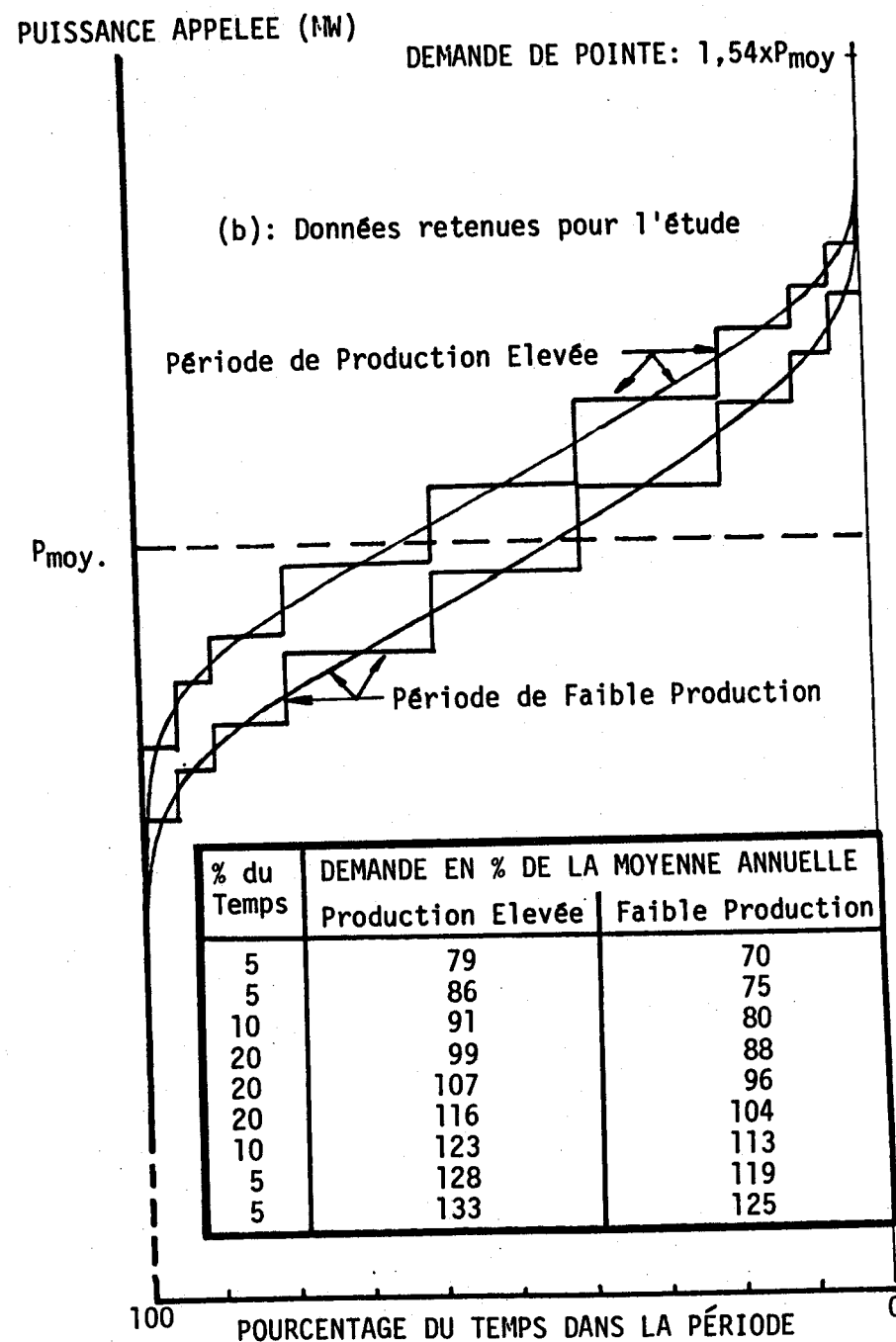
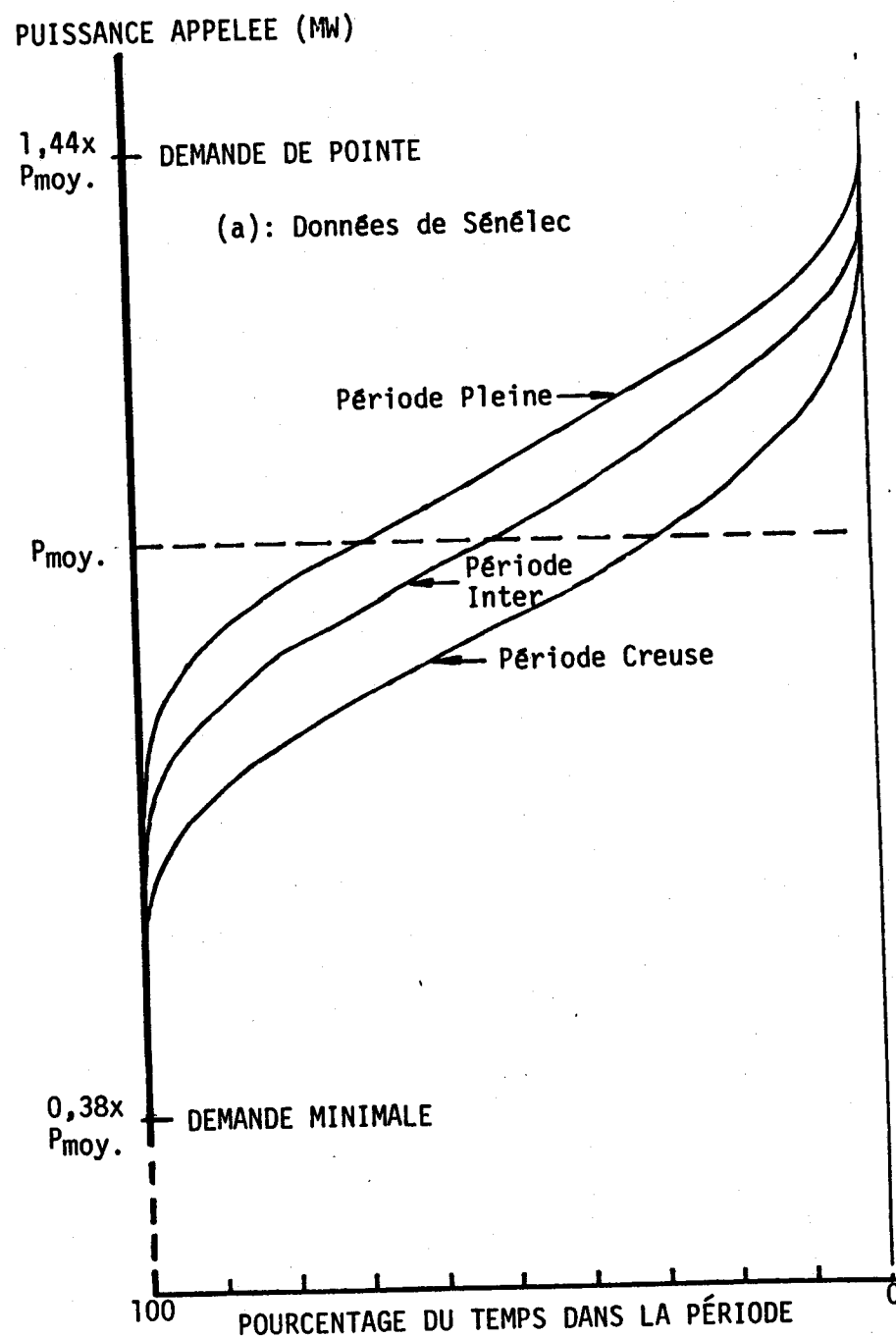


TABLEAU 3.2.1

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE PAR RÉGION

PROVENANT D'ÉTUDES ANTÉRIEURES

POSTE/RÉGION	Année	1996			2000			2010		
	Doc.#	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Mali Bamako/Boucle	GWh	385.2	439.0	315.7	544.1	611.6	440.3	879.5	1001.1	776.1
	MWmin		28.2	20.5		39.4	27.7		65.7	49.7
	MWmax	81.3	89.1	63.4	112.8	123.8	91.2	171.0	198.7	157.8
Kayes	GWh	19.6		4.4	34.9		5.6	154.8		10.1
	MWmin			0.2			0.3			0.5
	MWmax	5.2		1.0	9.3		1.2	42.5		2.3
Kita	GWh	1.3			2.2			4.4		
	MWmin									
	MWmax	0.3			0.5			1.0		
Mauritanie Nouakchott	GWh	150.3	131.7	99.7	195.4	173.8	126.1	292.4	265.2	238.7
	MWmin		8.2	6.4		10.9	7.9		16.6	10.9
	MWmax	31.2	27.6	20.2	40.6	36.1	26.2	60.7	55.0	35.9
Rosso/Keur Macene/ Rkiz/Mederdra	GWh	10.9	3.7	4.6	13.7	4.9	6.9	24.3	8.9	13.5
	MWmin		0.2	0.2		0.3	0.3		0.6	0.7
	MWmax	2.6	0.9	1.1	3.5	1.2	1.8	6.8	2.4	3.4
Boghé/Aleg	GWh	6.0		1.7	7.7		2.2	15.2		4.4
	MWmin			0.1			0.1			0.3
	MWmax	1.6		0.5	2.1		0.6	4.8		1.2
Kaédi/Bababe/Mbagne	GWh	4.5	5.3	3.9	9.0	8.5	5.8	21.2	19.4	12.6
	MWmin		0.8	0.2		0.7	0.4		1.6	0.8
	MWmax	2.0	1.6	1.0	3.1	2.8	1.4	7.6	6.4	3.1
Sénégal Dakar (Cap des Biches)	GWh	1107.9	1209.7	901.7	1404.2	1520.0	1041.6	2464.4	2565.8	1492.4
	MWmin		96.2	71.0		123.1	83.4		207.8	121.1
	MWmax	181.4	199.8	147.4	229.5	251.2	170.3	399.5	424.1	247.2
Thies/Kaolack	GWh	56.3	57.7	27.8	71.1	71.1	30.9	114.7	114.7	41.5
	MWmin		4.8		6.0	6.0	1.8		9.6	3.1
	MWmax	8.7	8.6	6.4	11.0	11.0	6.9	17.8	17.8	7.4
Sakal/Louga/St.Louis	GWh	65.8	62.4	40.4	85.1	83.7	45.0	124.3	126.0	60.3
	MWmin		5.3	3.2		5.6	3.6		7.1	4.8
	MWmax	14.2	9.6	6.6	14.7	16.2	7.3	28.8	29.2	9.9
Dagana/Rosso/R.Toll	GWh	3.5	2.2	2.6	5.7	3.6	4.1	24.1	8.0	9.9
	MWmin		0.2	0.2		0.4	0.3		1.0	0.9
	MWmax	1.4	0.6	0.6	2.6	1.4	1.3	13.3	3.8	3.0
Matam/Hore Fonde-Senne	GWh	3.4	3.0	2.4	5.8	4.9	3.5	20.8	11.3	7.2
	MWmin		0.1	0.1		0.2	0.1		0.4	0.3
	MWmax	1.2	0.7	0.7	2.1	1.5	1.1	9.7	3.8	2.2
Bakel/Kidira	GWh	0.9	0.8	0.7	1.5	1.1	1.1	4.5	2.5	2.5
	MWmin		0.0	0.0		0.1	0.1		0.2	0.2
	MWmax	0.2	0.2	0.2	0.5	0.3	0.3	2.0	0.9	0.7

TABLEAU 3.2.2

PREVISIONS DE LA DEMANDE SUPPOSEE POUR CETTE ETUDE

POSTE/REGION	ANNEE	1996	2000	2005	2010	2015	2020
Mali	GWh	281.1	404.3	541.1	695.9	962.0	1 329.8
Bamako/Boucle	MWmax	56.8	81.8	109.0	140.3	193.0	267.0
Kayes	GWh	4.0	5.8	7.2	8.2	9.3	10.5
	MWmax	0.9	1.3	1.6	1.9	2.1	2.4
Kita	GWh	1.0	1.3	1.9	2.2	2.5	2.8
	MWmax	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6
Mauritanie	GWh	96.7	141.5	228.0	312.3	427.9	586.3
Nouakchott	MWmax	17.0	24.9	40.0	54.8	75.1	103.0
Rosso/Keur Macene/ Rkiz/Mederdra	GWh	4.6	6.9	9.7	13.5	18.9	26.4
	MWmax	1.1	1.8	2.5	3.4	4.8	6.6
Boghe/Aleg	GWh	1.7	2.2	3.1	4.4	6.2	8.6
	MWmax	0.5	0.6	0.9	1.2	1.7	2.3
Kaedi/Bababe/Mbagne	GWh	3.9	5.8	9.2	12.6	17.5	24.1
	MWmax	1.0	1.4	2.2	3.1	4.3	5.8
Senegal	GWh	866.7	1 138.0	1 446.8	1 721.0	2 047.3	2 435.6
Dakar (Cap des Biches)	MWmax	151.2	199.0	253.9	302.8	316.1	429.4
Kaolack	GWh	27.8	30.9	35.8	41.5	48.2	55.8
	MWmax	6.4	6.9	7.1	7.4	7.8	9.1
Sakal/Louga/St.Louis	GWh	40.4	45.0	52.1	60.3	69.4	79.9
	MWmax	6.6	7.3	8.5	9.9	11.3	13.1
Dagana/Rosso/R.Toll	GWh	2.6	4.1	6.4	9.9	12.9	15.0
	MWmax	0.6	1.3	2.0	3.0	3.6	3.8
Matam/Hore Fonde-Semme	GWh	2.4	3.5	5.0	7.2	9.5	11.6
	MWmax	0.7	1.1	1.5	2.2	2.7	3.1
Bakel/Kidira	GWh	0.7	1.1	1.7	2.5	3.4	4.2
	MWmax	0.2	0.3	0.5	0.7	0.9	1.1

3.3

ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE DISPONIBLE

3.3.1

Production hydroélectrique - Fleuve Sénégal

L'énergie totale disponible à partir de Manantali et des futurs projets de développement hydroélectrique en aval dépend des précipitations dans une année particulière et des programmes d'irrigation d'eau (crue artificielle).

Pour les besoins de cette étude l'énergie moyenne disponible, sur une base mensuelle, a été présumée telle que montré au Tableau 3.3.1. L'énergie moyenne disponible pour une année sèche a été basée sur les données des précipitations observées sur la période 1970-1989 et celle pour une année normale sur les données de 1904 à 1984. Il est à noter qu'en incluant les données de précipitations, pour la période entre 1985 et 1989, dans le calcul d'une année normale, ceci réduirait l'énergie moyenne disponible de Manantali à environ 803 GWh/année. Cependant pour les besoins de l'étude, la valeur donnée au Tableau 3.3.1, 825,4 GWh/année, a été retenue.

L'énergie disponible peut être augmentée lors d'une année humide d'environ 200 GWh. Il est à noter que l'énergie maximale qui peut être produite par une installation de 200 MW fonctionnant à plein régime durant les quatre mois de la période de production haute est de 585,6 GWh (soit 158,1 GWh de plus que pour une année normale). Les 41,9 GWh de surplus sont présumés disponibles pour la période de production basse. Ceci donne un total de 585,6 GWh durant la période de production haute et de 439,7 GWh durant la période basse pour Manantali lors d'une année de précipitations élevées.

Selon le Tableau 3.3.1, il apparaît que durant une année de précipitations normales, la capacité disponible à partir de Manantali est significativement plus élevée durant les mois d'août à novembre que durant le reste de l'année. De façon à s'assurer que l'exploitation du réseau puisse reconnaître l'énergie disponible en novembre lors d'années normales, cette période de quatre (4) mois a été classifiée comme période de production haute. Cependant, il faut noter que seuls les mois d'août à octobre sont considérés comme saison humide. Durant les années sèches, la période de production haute et la saison pluvieuse coïncident.

3.3.2

Énergie de Manantali vers le Mali

L'énergie de Manantali qui sera absorbée par le Mali a été estimée en soustrayant l'énergie susceptible d'être générée par Sélingué et Sotuba de la demande en énergie du réseau interconnecté malien, en incluant les pertes de la ligne de transport Manantali/Bamako.

La demande énergétique du réseau interconnecté malien a été dérivée des prévisions de demande les plus récentes fournies par l'EDM basées sur un taux de croissance moyen. L'énergie requise par Kayes a été soustraite puisque celle-ci sera fournie par la ligne de transport vers l'Ouest.

L'énergie produite par les centrales hydroélectriques de Sélingué (44 MW, 210 GWh/année nominal) et Sotuba (5 MW, 38 GWh/année nominal) dépendra des précipitations actuelles. La production moyenne de 248 GWh/année n'a, à ce jour, jamais été atteinte (1985-1992); la production observée la plus élevée a été de 196,6 GWh en 1992. Ainsi, une production moyenne de 200 GWh/année a été utilisée pour la période couverte par cette étude.

Pour les besoins de l'étude, l'énergie susceptible d'être fournie à partir de Manantali pour le Mali, en 1996 a été considérée à 9% de la production moyenne d'une année normale de Manantali (i.e. 9% de 825,4 GWh = 74,3 GWh), augmentant à un rythme de 3,5%/année (i.e. 12,5% de 825,4 GWh = 103,2 GWh en 1997, etc.) pour atteindre un maximum de 52,0% (i.e. 429,2 GWh) en 2009. L'hypothèse voulant que le Mali ne puisse absorber plus de 52% de la production nominale de Manantali est pessimiste; cependant si le Mali absorbe plus d'énergie, ce qui est probable, alors une production hydroélectrique additionnelle devra être développée afin de remplacer l'énergie absorbée par le Mali.

		Année			
		1996	2000	2005	2010
Demande du Mali (excluant Kayes)	GWh	281.1	404.3	541.1	695.9
Production hydroélectrique du Mali	GWh	207.3	217.5	215.3	225.0
Énergie requise pour Bamako	GWh	73.8	186.8	325.8	409.7
Pertes estimées Lignes de transport	GWh	0.5	3.0	8.5	19.5
Énergie requise de Manantali	GWh	74.3	189.8	334.3	429.2

3.3.3

Énergie de Manantali vers l'Ouest

L'énergie disponible de Manantali pour le transport vers l'Ouest a été présumée être la totalité de l'énergie produite à Manantali, moins celle transmise au Mali. De façon à assurer la simulation de l'exploitation du réseau sur une base saisonnière pour la période d'étude, l'énergie disponible pour les années normales, humides et sèches (voir Tableau 3.3.1) a été répartie entre les périodes de production haute et basse telle qu'indiquée au le tableau 3.3.2.

TABLEAU 3.3.1

PRODUCTIBLES (GWh) MOYENS**DES CENTRALES DU BASSIN DU FLEUVE SÉNÉGAL**

	ANNÉE NORMALE (Moyenne des années 1904-1984)			ANNÉE SÈCHE (Moyenne des années 1970-1989)		
CRUE ARTIFICIELLE	6 600 Mm³			3 400 Mm³		
D'IRRIGATION DE	100 000 Ha			50 000 Ha		
	Manantali	Félou	Gouina	Manantali	Félou	Gouina
Janvier	50.9	19.0	17.1	41.9	16.4	15.6
Février	45.1	16.6	15.0	38.0	15.0	14.3
Mars	49.5	18.7	16.9	42.9	17.6	16.8
Avril	47.6	18.2	16.4	41.3	17.4	16.7
Mai	48.9	18.6	16.8	42.7	18.0	17.2
Juin	47.1	17.1	15.4	40.7	16.7	16.0
Juillet	52.1	28.4	25.0	40.9	26.4	25.4
Août	110.2	58.6	58.0	59.5	50.0	49.1
Septembre	108.0	56.7	56.2	95.8	56.7	56.2
Octobre	111.6	58.6	58.0	99.1	55.4	54.3
Novembre	97.7	38.8	35.4	37.8	17.2	16.4
Décembre	56.6	21.6	19.5	38.8	15.7	14.9
TOTAL	825.4	370.9	349.7	619.3	322.6	313.0
Période de:						
production élevée *	427.5	212.7	207.6	254.4	162.1	159.6
Faible production	397.8	158.2	142.1	365.0	160.4	153.3

* 4 mois (122 jours) dans l'année normale,
3 mois (92 jours) dans l'année sèche

TABLEAU 3.3.2

ÉNERGIE DE MANANTALI DISPONIBLE POUR L'OUEST (GWh)

PRODUCTION		ANNÉE NORMALE		ANNÉE HUMIDE		ANNÉE SÈCHE	
		HAUTE	BASSE	HAUTE	BASSE	HAUTE	BASSE
NOMBRE DE MOIS		4	8	4	8	3	9
ÉNERGIE TOTALE DISPONIBLE		427.5	397.8	585.6	439.7	254.4	365.0
1996	GWh	389.0	362.1	547.1	404.0	223.9	321.2
1997	GWh	374.0	348.2	532.1	390.1	212.0	304.2
1998	GWh	359.1	334.2	517.2	376.1	200.2	287.2
1999	GWh	344.1	320.3	502.2	362.2	188.3	270.1
2000	GWh	329.2	306.4	487.3	348.3	176.4	253.1
2001	GWh	314.2	292.5	472.5	334.4	164.6	236.1
2002	GWh	299.2	278.5	457.3	320.4	152.7	219.1
2003	GWh	284.3	264.6	442.4	306.5	140.8	202.0
2004	GWh	269.3	250.7	427.4	292.6	129.0	185.0
2005	GWh	254.4	236.8	412.5	278.7	122.1	175.2
2006	GWh	239.4	222.8	397.5	264.7	122.1	175.2
2007	GWh	224.4	208.9	382.5	250.8	122.1	175.2
2008	GWh	209.5	195.0	367.6	236.9	122.1	175.2
2009	GWh	205.1	190.9	363.2	232.8	122.1	175.2
2010 +	GWh	205.1	190.9	363.2	232.8	122.1	175.2

3.4

GÉNÉRATION THERMIQUE AU SÉNÉGAL ET EN MAURITANIE

Pour les besoins de l'étude, il est nécessaire de considérer la capacité installée et les coûts d'opération de la génération thermique existante dans l'Ouest, de même que les dates d'installation, les coûts en capital et d'opération des groupes de génération additionnels qui seront installés sur les réseaux de la SÉNÉLEC et de la SONÉLEC durant la période d'étude.

3.4.1

Parc de production en 1996

Avant la mise en service de la ligne de transport Manantali-Tobène et le raccordement de Nouakchott à cette dernière, les réseaux de la SÉNÉLEC et de la SONÉLEC nécessiteront une production thermique suffisante pour rencontrer la demande.

Le Tableau 3.4.1 donne l'ensemble des moyens de production thermique existants ainsi que leur date de déclassement. Les données pour la SÉNÉLEC proviennent du Doc. # 5 et ceux pour la SONÉLEC du Doc. # 3.

Le Doc. # 5 donne la séquence d'installation des équipements de la SÉNÉLEC à l'horizon 2005, basé sur les mises en service de Manantali en 1995, de Félou en 1998 et de groupes diesel lents par la suite. Il a été présumé que les 18 MW d'unités diesel (C 403 et C 404) prévus d'être installés respectivement en 1992 et 1994, le seront en 1996. Que le groupe TAG-3 soit installé ou non en 1996 n'est actuellement pas connu, cependant la demande de pointe en 1996 (164 MW) sera probablement satisfaite sans ce groupe et il n'en a donc pas été tenu compte dans la présente étude.

Le Doc. # 3 indique que les groupes diesels installés à Nouakchott (4x7 MW) seront renforcés par l'addition de 10 MW en turbine à gaz en 1996 et que des turbines à gaz additionnelles seront installées après le déclassement des groupes diesels en 2004. L'installation des 10 MW prévue en 1996 n'est toujours pas confirmée; néanmoins elle apparaît justifiée par la demande croissante de Nouakchott et donc a été retenue pour les besoins de l'étude.

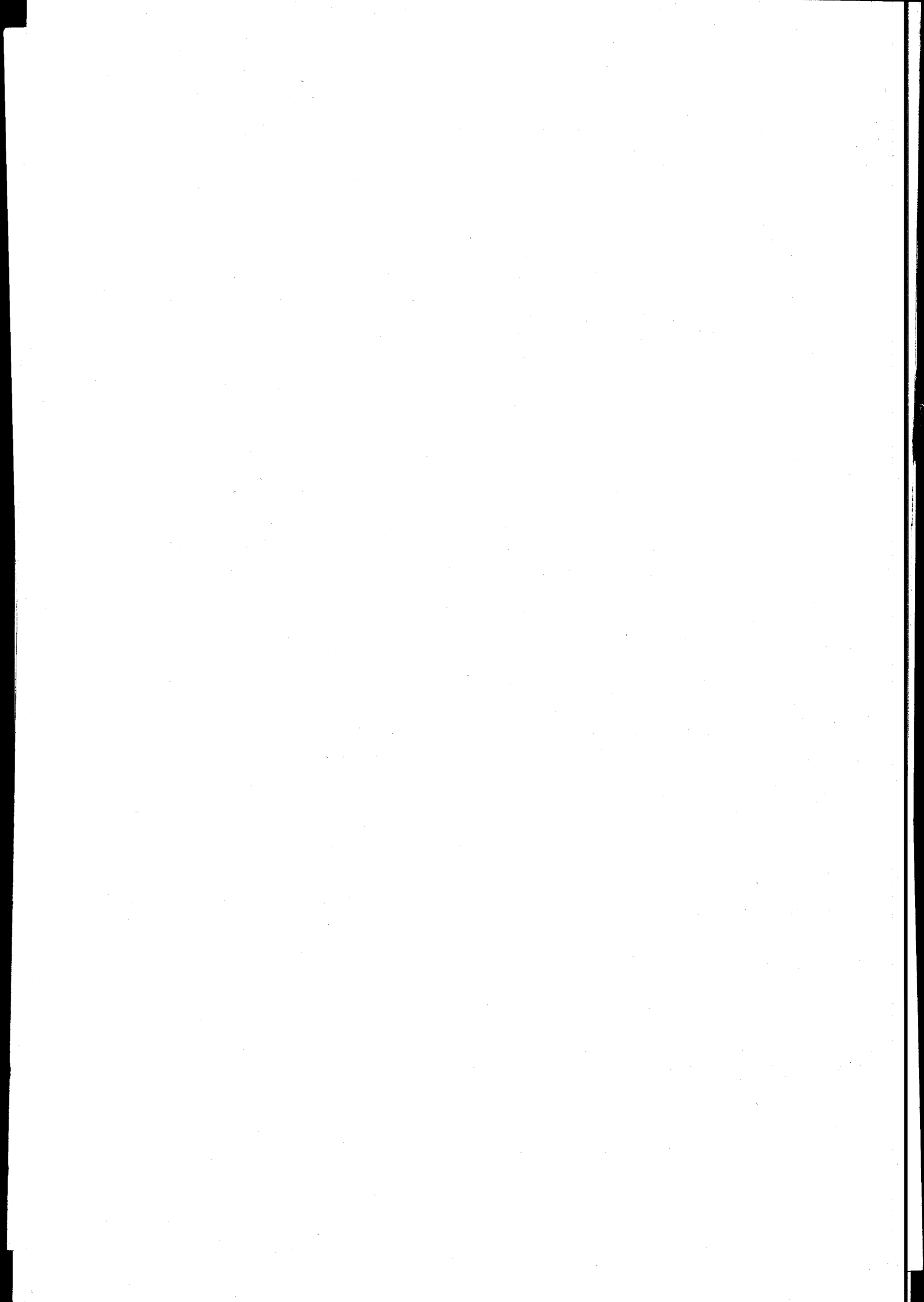
3.4.2

Parc de production futur

Il a été présumé qu'après 1996, l'addition de groupes thermiques dans l'Ouest sera réalisée en tenant compte de la disponibilité de la puissance hydroélectrique du fleuve Sénégal. Dans le cadre de cette étude, les dates de développement de cette génération ne sont pas importantes car elles seront les mêmes quelque soit le type de ligne (monoterne ou biterne) construit de Manantali à Tobène. Cet aspect est explicité à la Section 6.4 du présent rapport.

Pour le Sénégal, il a été présumé que des groupes diesel lents seront installés, environ 22,7 MW (PCN). Les coûts en capital et d'opération sont donnés à la Section 5.4.

Pour la Mauritanie, le besoin en groupes thermiques additionnels sera très dépendant de l'énergie disponible de Manantali. Basé sur les charges présumées dans cette étude (96.7 GWh en 1996 augmentant de 10%/année jusqu'en 2005 et de 6,5%/année par la suite), la demande en énergie de Nouakchott seulement excédera de 15% la production en énergie d'une année normale de Manantali, dès 1999. En 2005, par exemple, l'énergie nécessaire pour Nouakchott sera de 230 GWh, soit 28% de la production de Manantali. La demande de pointe sera de l'ordre de 40 MW. Après le déclassement des groupes diesel en 2004, il apparaît que de la génération additionnelle à faible coût, telle que des groupes diesel lents, sera nécessaire; cependant des considérations économiques pourront montrer que cette addition est préférable à Dakar. Dans ce cas, l'installation de turbines à gaz à Nouakchott pour pallier aux défaillances de courte durée de la ligne Dagana/Djéder-El-Mohghen serait attendue.



4.0 RÉSULTATS DES ÉTUDES

4.1 MISE SOUS TENSION DE LA LIGNE

4.1.1 Ligne monoterne

Afin de confirmer le nombre de réactances shunt requis pour la ligne monoterne, les études de mise sous tension de la ligne décrites au Doc. #4 (Rapport définitif, section 2.3.1.4) ont été reproduites en utilisant des conducteurs $2 \times 228 \text{ mm}^2$ ainsi que les paramètres de la ligne de transport donnés à la section 3.1.

Les résultats sont montrés au Tableau 4.1.1. Pour cette étude, la ligne Manantali-Bamako est considérée initialement non connectée. Dans tous les cas, la ligne à connecter est alimentée sans aucune réactance à l'extrémité opposée et les conditions préalables à la connexion ne sont pas établies avec des tensions de barres artificiellement basses.

Les tensions côté ligne des compensateurs série sont montrées au Tableau 4.1.1 dans les colonnes "Ligne".

La séquence de manoeuvre des réactances et de mise sous tension de la ligne proposée est présentée au Tableau 4.1.1. Des séquences alternatives sont données dans certaines circonstances afin d'éviter des tensions marginalement élevées (mais acceptables dans le contexte d'une mise sous tension de ligne) suite à la mise sous tension d'un tronçon mais avant la manoeuvre d'une réactance.

À titre de référence, un cas est montré pour la totalité de la ligne de Bamako à Tobène sans charge.

Il apparait qu'un total de 10 réactances shunt de 20 MVar chacune est suffisant pour permettre une mise sous tension complète de la ligne et que, pour le tronçon Manantali-Tobène, 9 réactances permettent de maintenir un très bon profil de tension sans que les génératrices de Manantali aient à absorber de puissance réactive. Ce profil montre que, avec des conducteurs de 228 mm^2 , une seule réactance shunt est requise à Dagana, comparativement aux deux présumées dans le document #4, donnant ainsi un total de neuf pour la ligne vers l'Ouest, une de moins que dans le Doc. #4.

La puissance réactive absorbée par les génératrices à Manantali suivant une mise sous tension de la ligne et avant la manoeuvre d'une réactance pourrait être réduite par la mise en circuit de la seconde réactance à Manantali avant la mise sous tension du tronçon vers Kayes, de la seconde réactance à Kayes avant la mise sous tension du tronçon vers Matam, etc. ou en raccordant quelques réactances à la ligne plutôt qu'à la barre. La différence entre les

étapes 5 et 5a montre que cette procédure provoque une réduction dans l'absorption de réactif mais aussi des tensions de barres plus faibles avant une manoeuvre. Le fait que des conditions acceptables soient atteintes avec une réactance non utilisée améliore la disponibilité du réseau de transport.

Comme mentionné au Doc. #4, des économies dans le coût des postes pourraient être réalisées en raccordant quelques réactances à la ligne plutôt qu'à la barre.

4.1.2

Ligne biterne

L'étude de mise sous tension complète n'a pas été répétée pour la ligne biterne. Toutefois, le nombre de réactances a été vérifié par l'étude d'écoulement de puissance (voir section 4.2). Il a été confirmé qu'un total de 17 réactances shunt est requis entre Manantali et Tobène afin de maintenir la tension, en circuit ouvert, à l'intérieur de limites raisonnables.

Il a été également remarqué que plusieurs réactances, au minimum deux à Matam et deux à Dagana, doivent être raccordées aux lignes entre Dagana et Matam (ou mises sous tension avec les lignes) afin d'éviter une réduction inadmissible de la tension si ce tronçon devait être mis hors circuit. L'utilisation de réactances raccordées à la ligne aidera également à prévenir les tensions élevées à l'extrémité opposée du tronçon de ligne durant sa mise sous tension. La Figure 2.22 du Doc. #4 (Rapport final) indique que, sans ce raccordement à la ligne, la tension à Dagana, peut atteindre 298 kV, lorsque la ligne est mise sous tension à partir de Matam. De la même manière, il se pourrait que deux des réactances à Sakal doivent être raccordées à la ligne.

TABLEAU 4.1.1

TENSIONS EN pu LE LONG DE LA LIGNE 225 kV

	BAMAKO	MANANTALI	KAYES		MATAM			DAGANA		SAKAL	TOBÈNE	GÉNÉRATRICES A MANANTALI		ÉTAPE
			Barre	Ligne	Ligne	Barre	Ligne	Ligne	Barre			MW	MVAR	#
Nombre de réactances shunt mises sous tension jusqu'à Kayes		1 1,010	1,030									0,10	-15,34	1
Nombre de réactances shunt après manoeuvre des réactances mises sous tension jusqu'à Matam		2 0,984 1,015	1 0,981 1,065	1,033	1,068	1,068						0,00 0,91	24,74 -22,90	2 3
Nombre de réactances shunt après manoeuvre des réactances mises sous tension jusqu'à Dagana		2 0,975 1,008	2 0,957 1,045	0,954 1,007	0,929 1,057	2 0,955 1,050	1,015	1,058	1,058			0,25 1,30	38,10 -11,67	4 5
Nombre de réactances shunt après manoeuvre des réactances mises sous tension jusqu'à Dagana		2 0,987 1,023	2 0,991 1,085	0,974 1,031	0,978 1,115	1 0,991 1,093	1,057	1,101	1,101			0,06 2,88	19,39 -34,70	4a 5a
Nombre de réactances shunt après manoeuvre des réactances mises sous tension jusqu'à Sakal		2 0,994 1,009	2 1,008 1,048	0,984 1,008	1,003 1,060	2 1,009 1,052	0,990 1,017	0,998 1,062	1 1,011 1,061	1,068		0,19 1,41	9,66 -13,18	6 7
Nombre de réactances shunt après manoeuvre des réactances mises sous tension jusqu'à Tobène		2 0,995 1,011	2 1,010 1,055	0,986 1,013	1,006 1,071	2 1,012 1,060	0,991 1,022	1,001 1,073	1 1,014 1,070	1 1,007 1,080	0,090	0,24 1,80	8,36 -17,31	8 9
Nombre de réactances shunt après manoeuvre des réactances		2 0,997	2 1,016	0,989	1,015	2 1,019	0,996	1,011	1 1,022	1 1,018	1 1,012	0,37	4,75	10
Nombre de réactances shunt ligne complète, circuit ouvert	1 1,035	2 1,021	2 1,041	1,013	1,039	2 1,043	1,020	1,036	1 1,046	1 1,042	1 1,036	0,39	-31,86	
Nombre de réactances shunt mises sous tension jusqu'à Bamako	1,078	1 1,025										0,44	-38,20	1
Nombre de réactances shunt après manoeuvre des réactances	1 1,025	1 1,011										0,03	-16,13	2
Nombre de réactances shunt après manoeuvre des réactances	1 1,011	2 0,997										0,03	4,05	2a

ÉTUDES D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE

Les études d'écoulement de puissance ont été réalisées pour les deux options, monoterne et biterne, avec des conducteurs $2 \times 228 \text{ mm}^2$. Le but de ces études est d'établir les pertes et celles-ci sont données au Tableau 6.2.1.

Les écoulements de puissance ont été exécutés avec les charges maximums pour 1996, telles que données au Tableau 3.2.1, (colonne #3). Les pertes de la ligne de transport auraient été légèrement réduites, pour une puissance transmise de Manantali donnée, si les charges pour les années 2000 et 2005 avaient été utilisées.

Les résultats des écoulements de puissance avec des transits de 0, 30, 60, 90, 120 et 150 MW, sont montrés à titre de référence aux Figures 4.2.1 à 4.2.6 pour le cas monoterne avec conducteurs $2 \times 228 \text{ mm}^2$ et aux Figures 4.2.8 à 4.2.15 pour le cas biterne de base (incluant les écoulements de puissance pour les transits de 180 et 200 MW).

Pour ces deux options, les génératrices de Manantali sont montrées comme absorbant de la puissance réactive. Ceci indique qu'au moins une réactance shunt est probablement nécessaire dans les deux cas. La réactance shunt additionnelle devrait vraisemblablement être installée à Kayes; par contre, l'optimisation de la taille des condensateurs série pourrait éliminer le besoin de cette réactance.

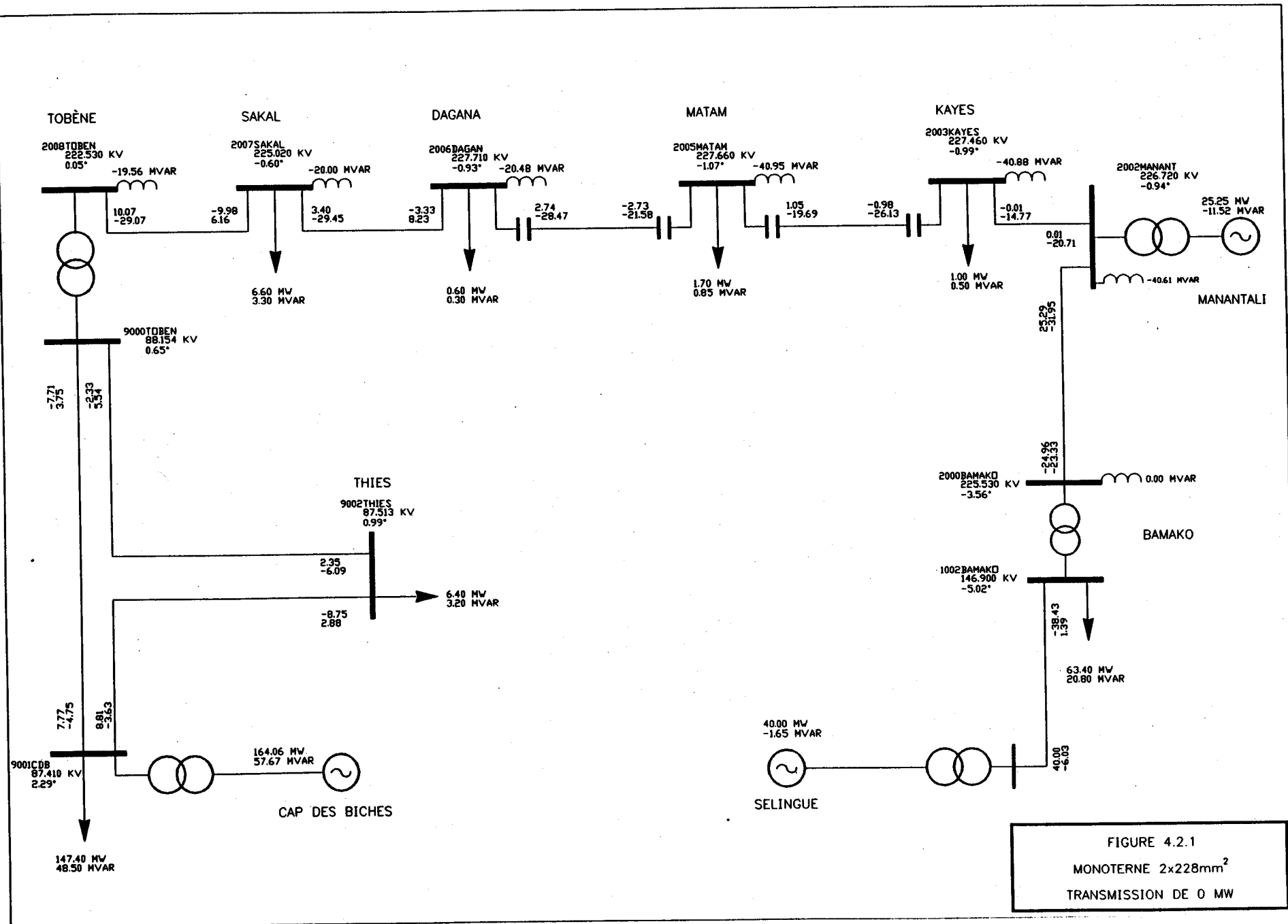
Puisqu'il est fort possible que la réactance additionnelle soit requise quelque soit l'option, le coût relatif ne diffère pas et cette réactance n'est pas considérée dans l'étude.

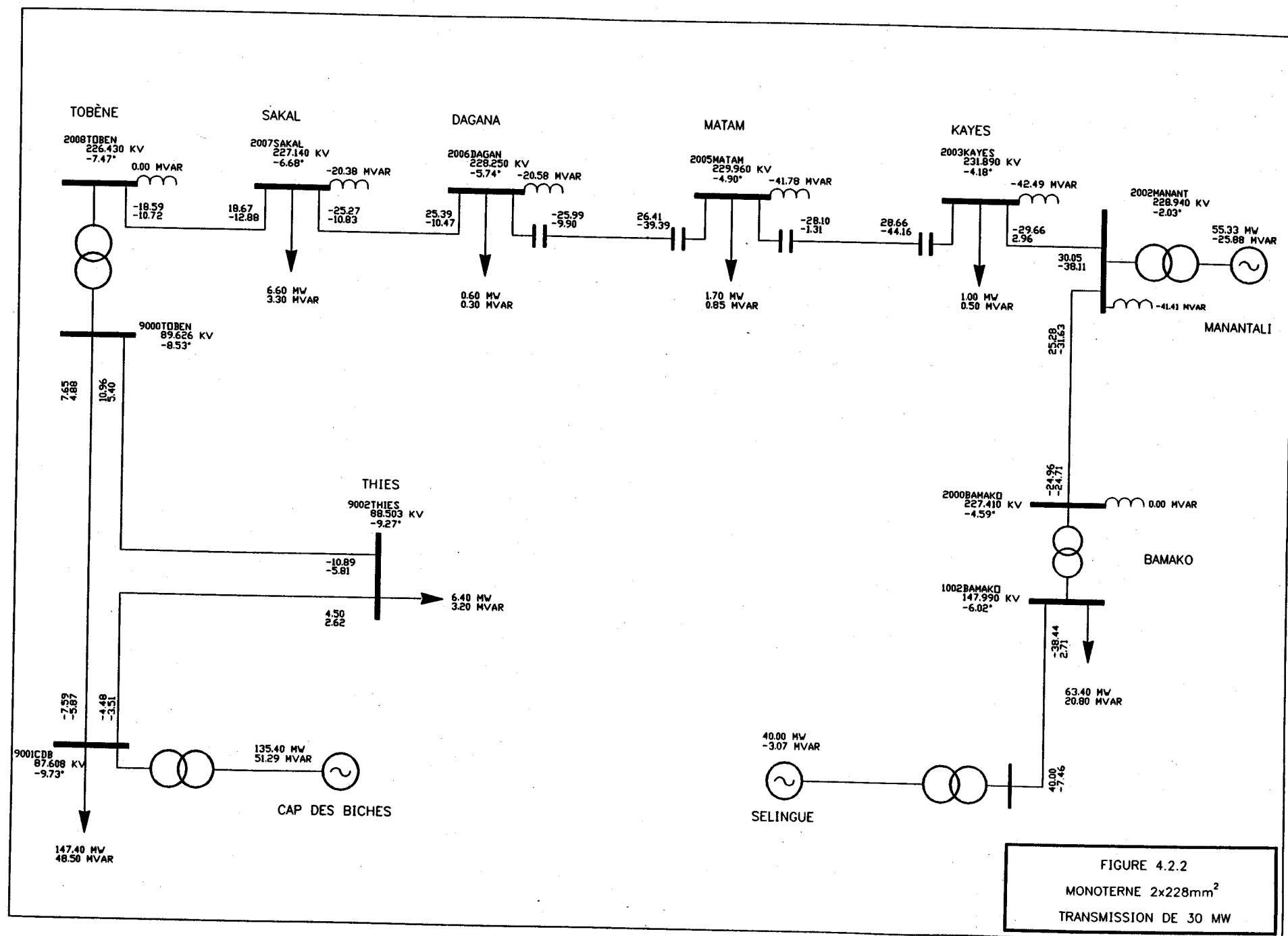
Sous des conditions de transit maximum de Manantali vers l'Ouest, avec un minimum de génération à Dakar, il y a nécessité de fournir un support réactif (condensateurs shunt) dans l'Ouest soit pour réduire la contribution réactive des groupes thermiques, soit pour élever la tension. Trois écoulements de puissance simulant un transit maximum de puissance (150 MW pour l'option monoterne, 180 et 200 MW pour l'option biterne) avec génération minimale à Dakar (24 MW - cas monoterne, 0 MW - cas biterne) ont été effectués et sont illustrés aux Figures 4.2.7, 4.2.16 et 4.2.17. La taille des condensateurs shunt nécessaires, présumés installés sur la barre 90 kV de Cap des Biches (qu'il serait cependant préférable de distribuer à moyenne tension sur les artères de distribution de la région de Dakar) a été évaluée à 75 MVar pour l'option monoterne et à 95 MVar pour l'option biterne. Le coût de ces condensateurs est donné à la Section 5.5.

Dans le cas d'un circuit monoterne, il a été trouvé que la taille des condensateurs shunt pouvait être réduite d'environ 5 MVar si un des bancs de condensateurs série à Matam était relocalisé à Tobène. Une réduction moindre (environ 3 MVar) pourrait être obtenue avec une relocalisation à Sakal. La localisation de la compensation série dans le cadre de l'option

monoterne sera optimisée ultérieurement, si ce type de ligne est retenu.

Les condensateurs shunt nécessaires dans le cas d'une ligne biterne à un transit de 200 MW (95 MVar) ne sont requis que lorsqu'aucune génération thermique locale n'est connectée. Cette condition n'est rencontrée que lors de période de pointe de certaines années. Il serait donc plus économique de réduire l'installation des condensateurs shunt et d'accepter un peu de génération locale. Si, par exemple, le transit était réduit à 180 MW, la compensation shunt requise serait diminuée à 75 MVar avec 0 MW de génération locale connectée. Le fait de limiter la puissance transportée de la ligne biterne à 180 MW réduirait toutefois le bénéfice obtenu d'un transit plus élevé comme discuté à la Section 6.3.





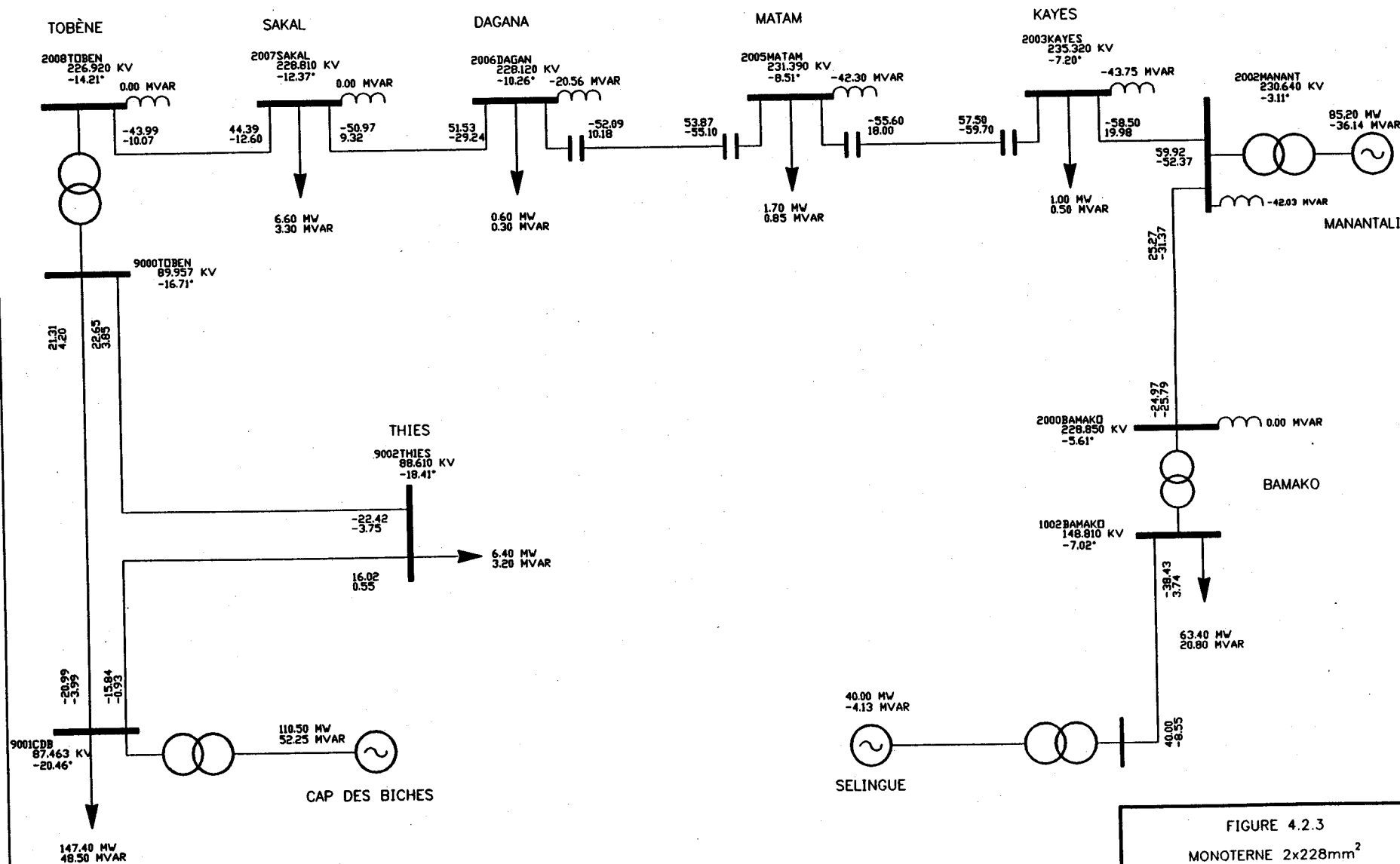
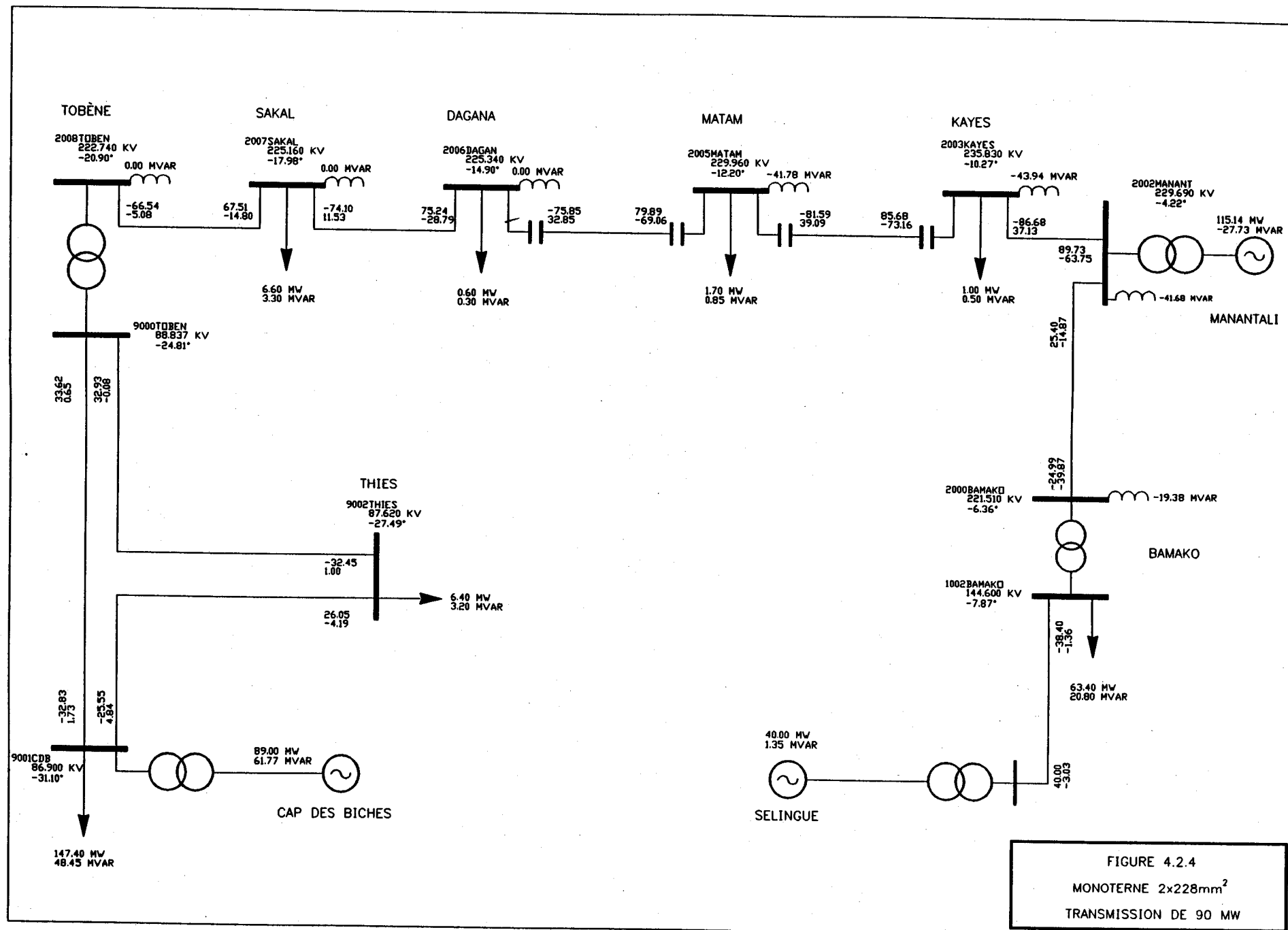
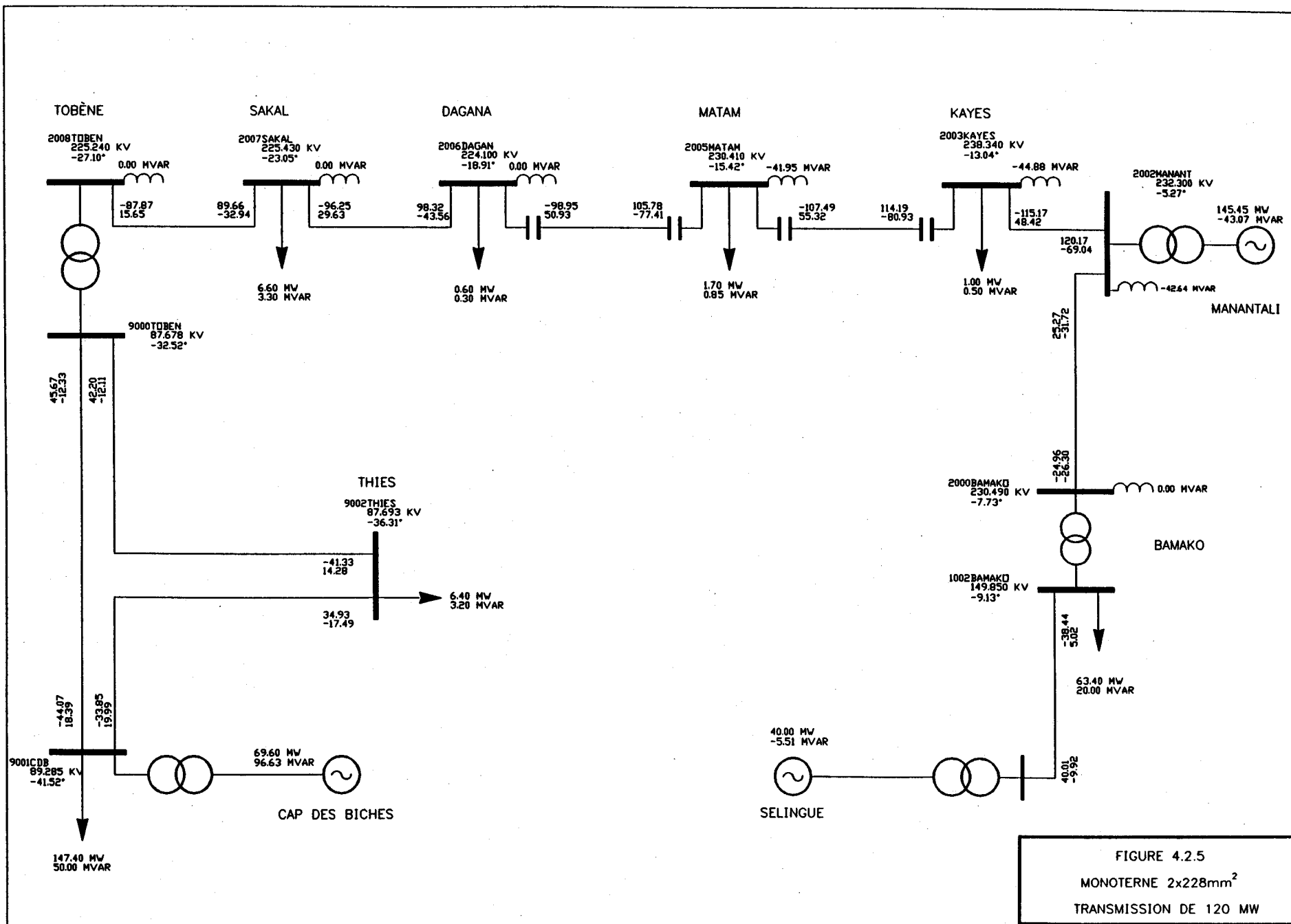
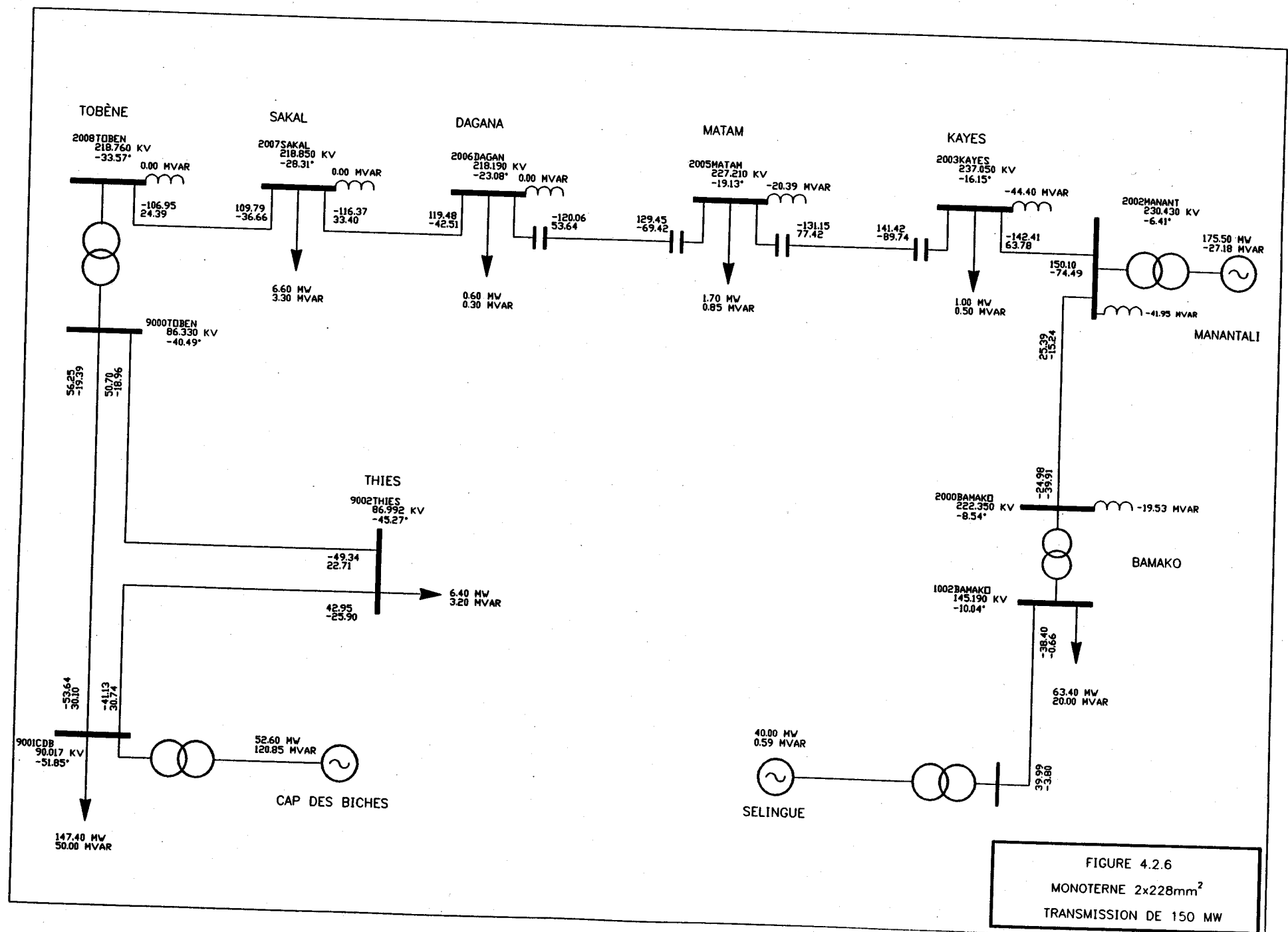
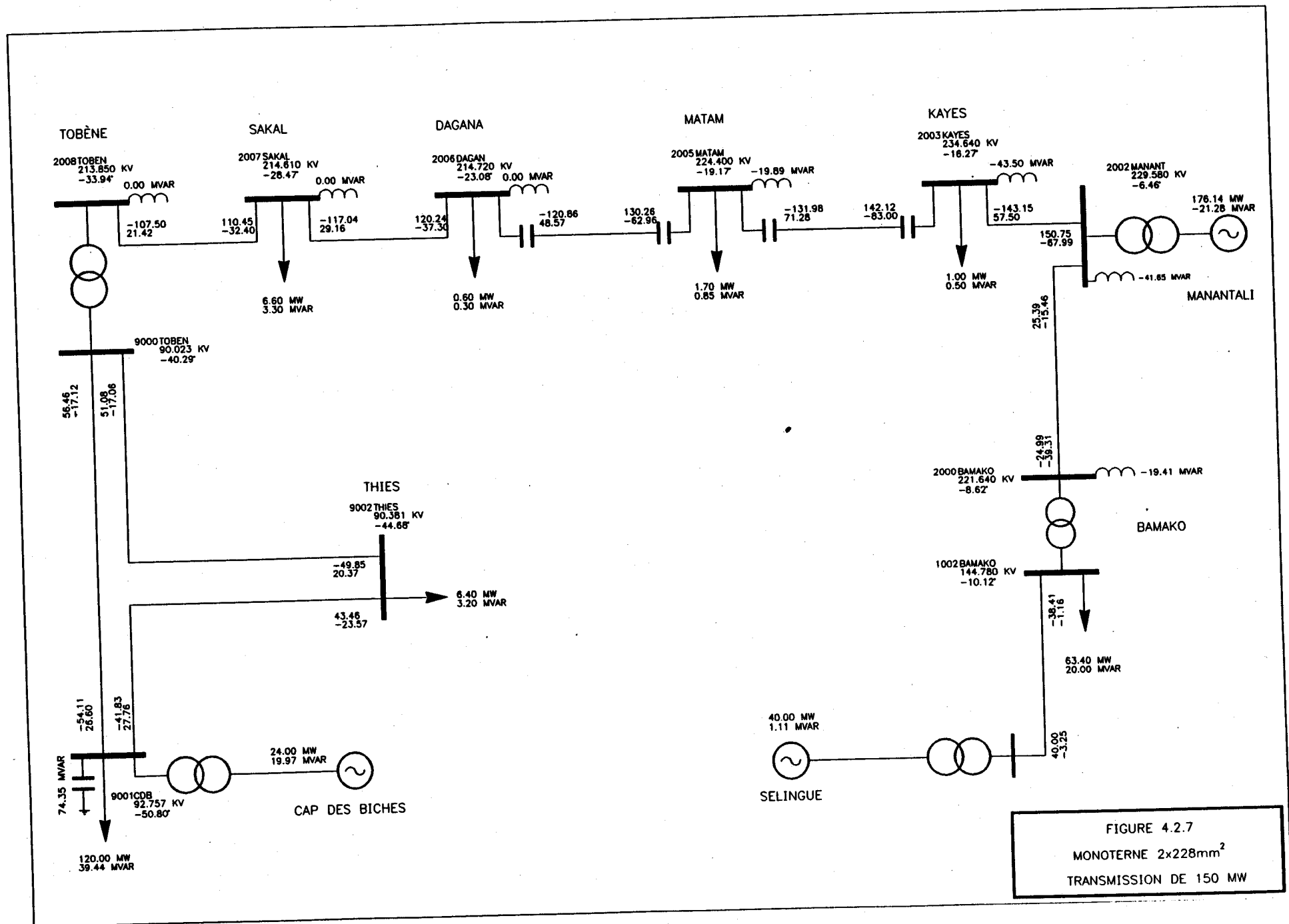


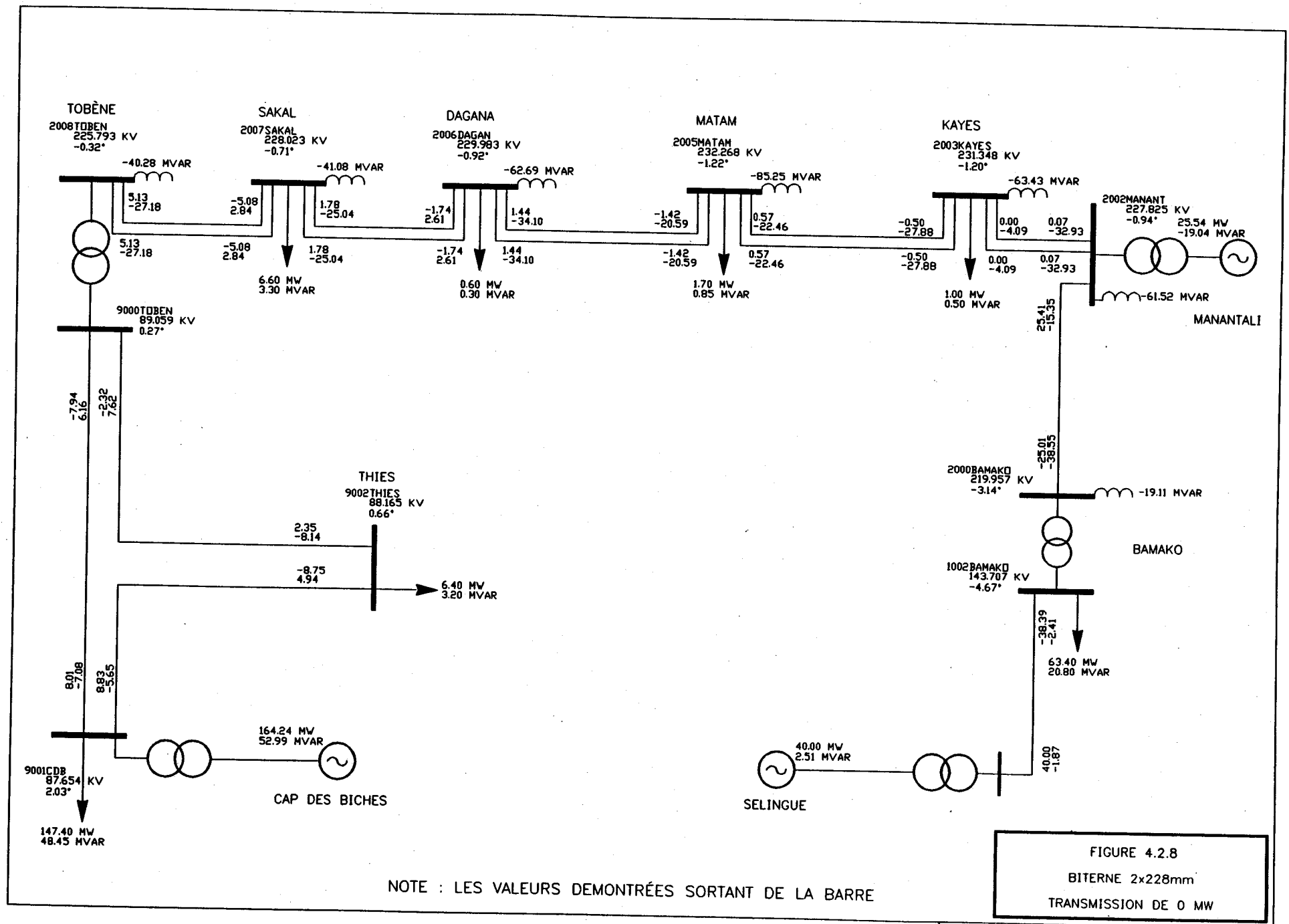
FIGURE 4.2.3
 MONOTERNE 2x228mm²
 TRANSMISSION DE 60 MW

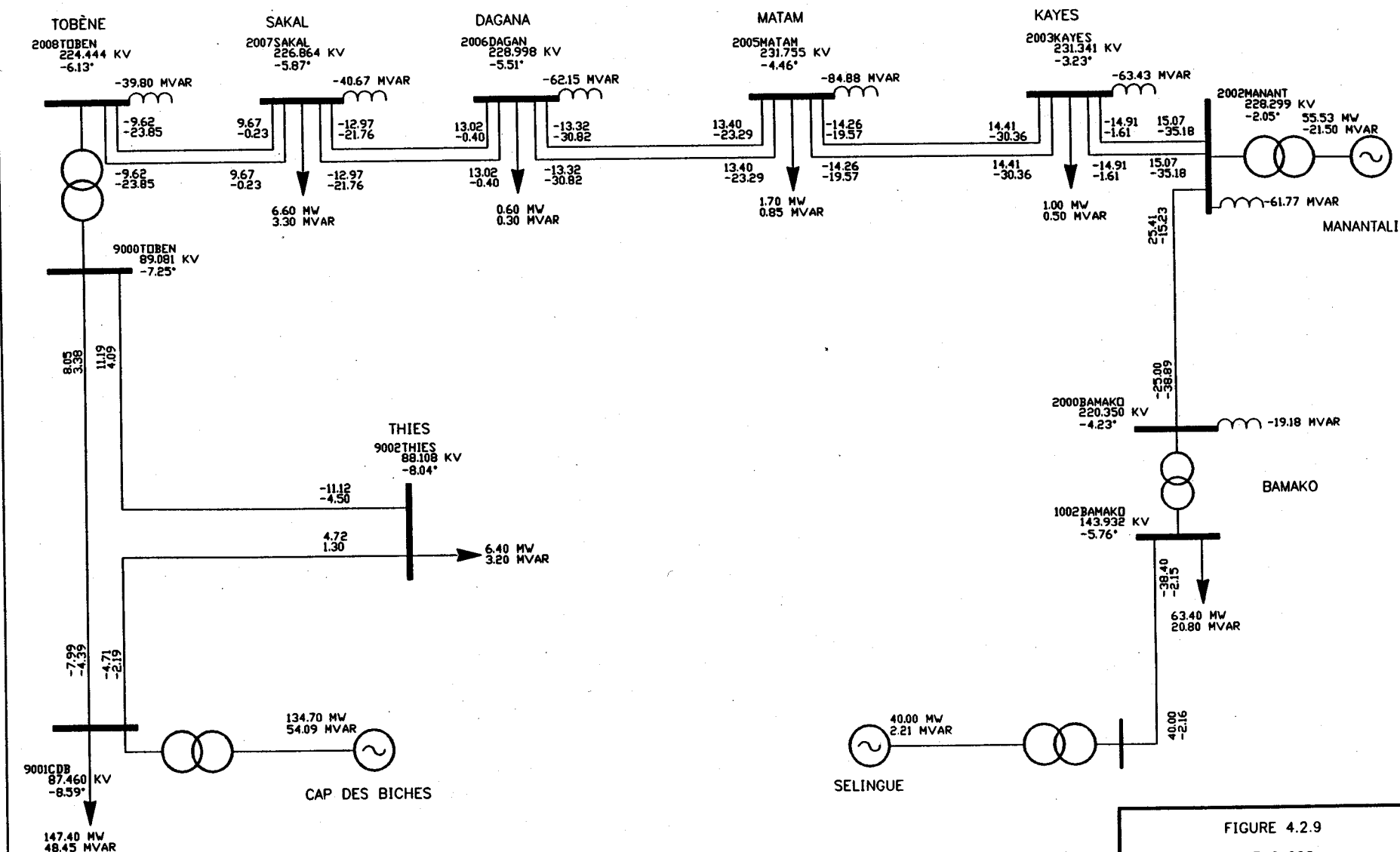












NOTE : LES VALEURS DEMONTRÉES SORTANT DE LA BARRE

FIGURE 4.2.9
BITERNE 2x228mm
TRANSMISSION DE 30 MW

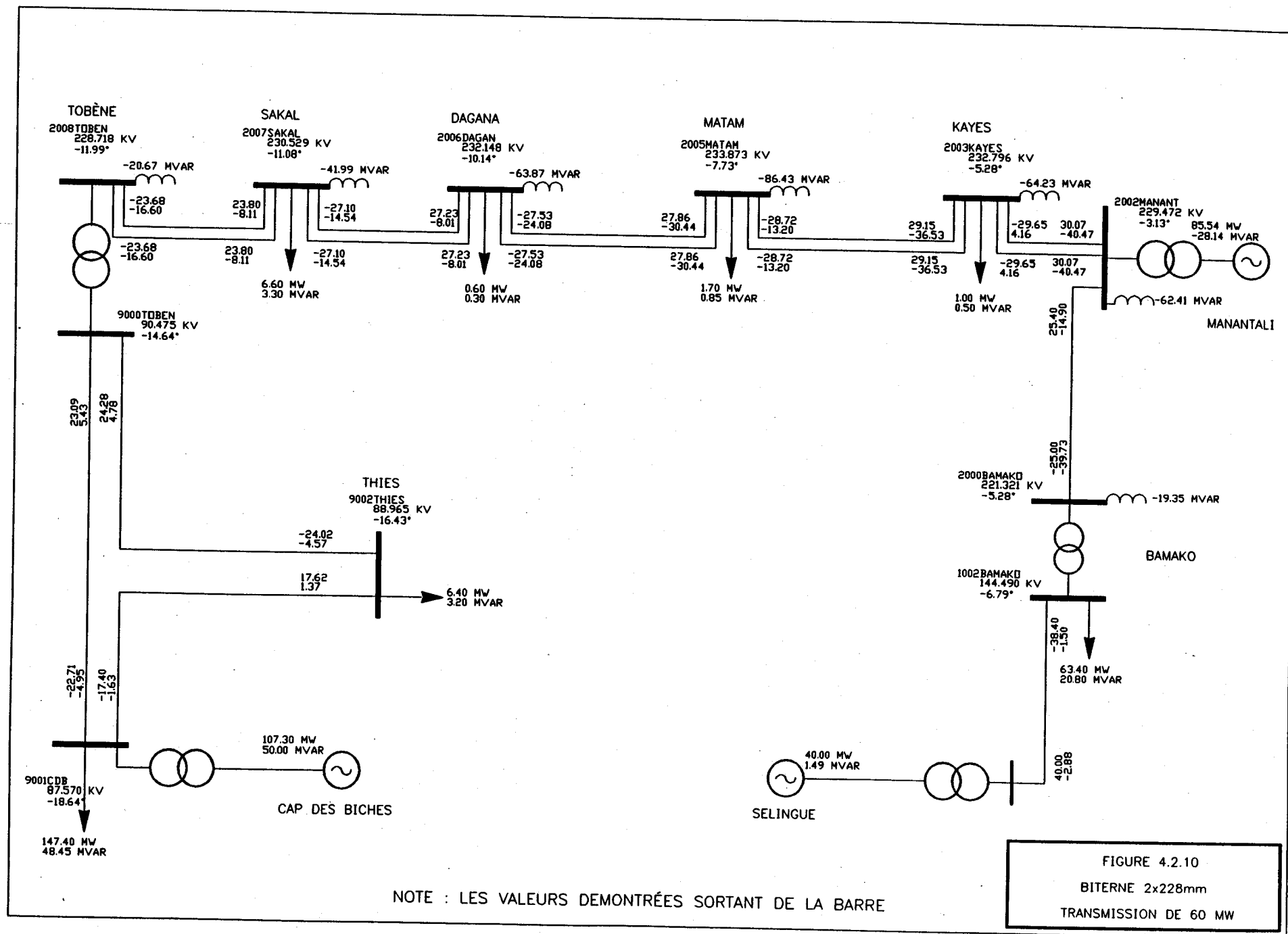
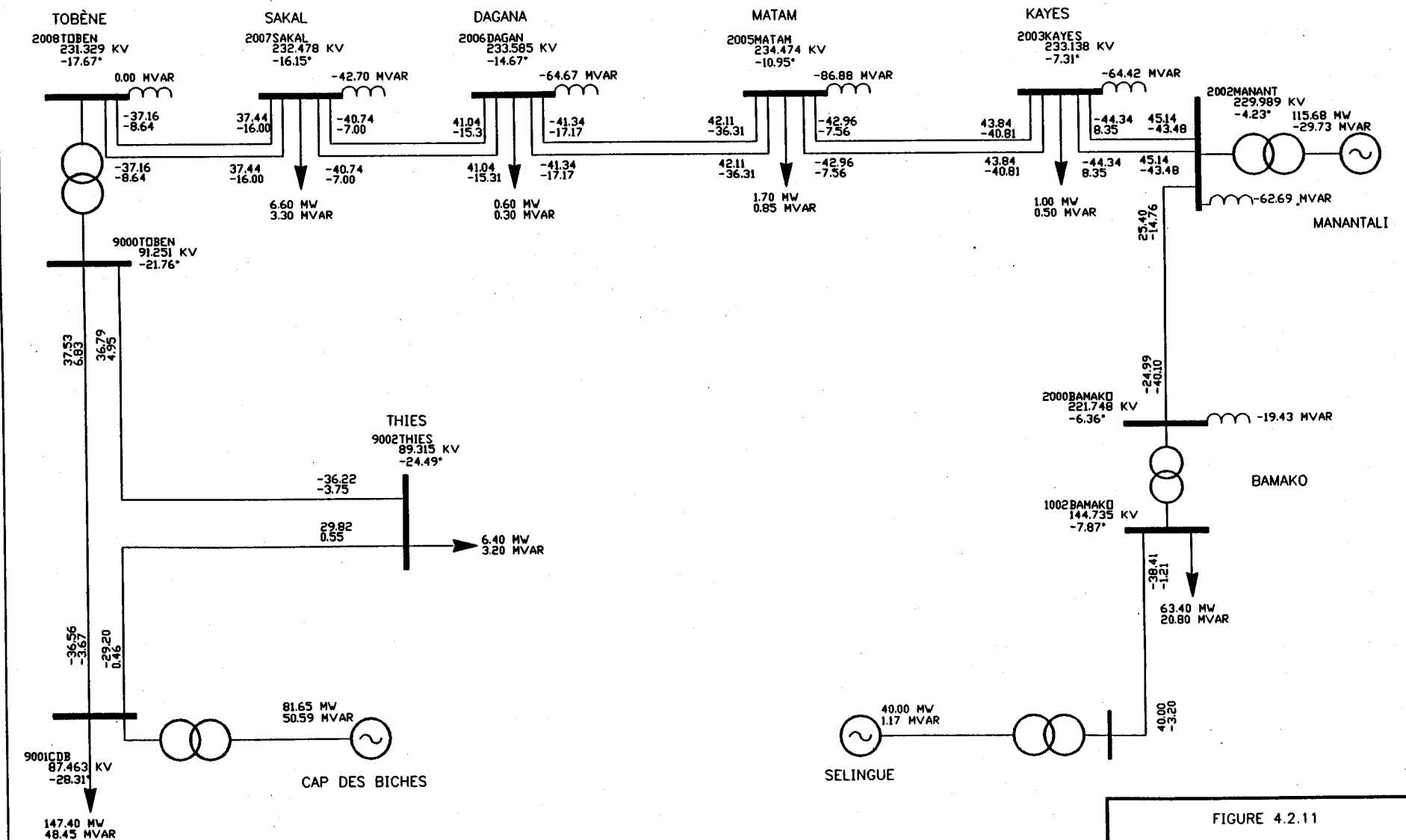
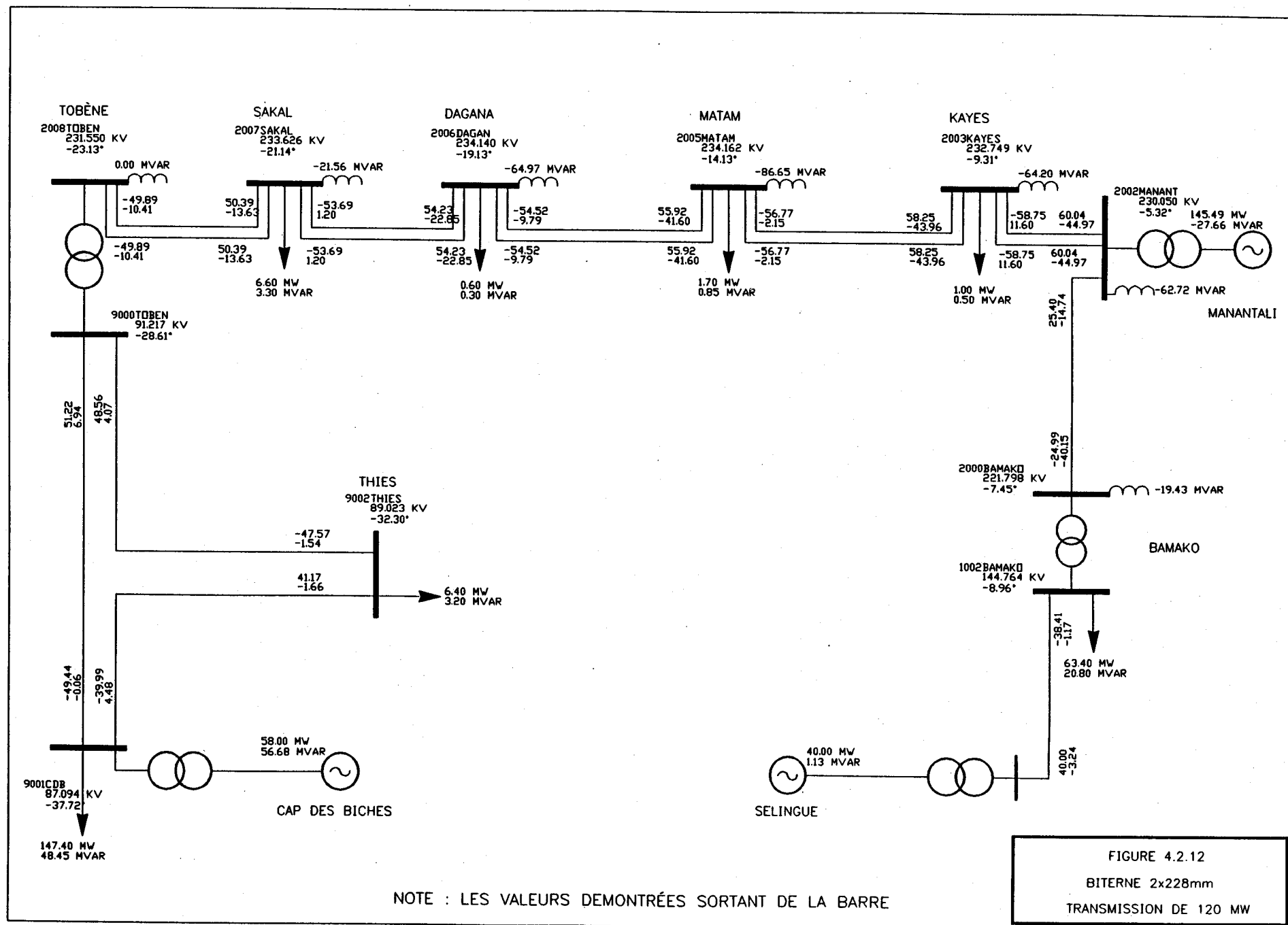


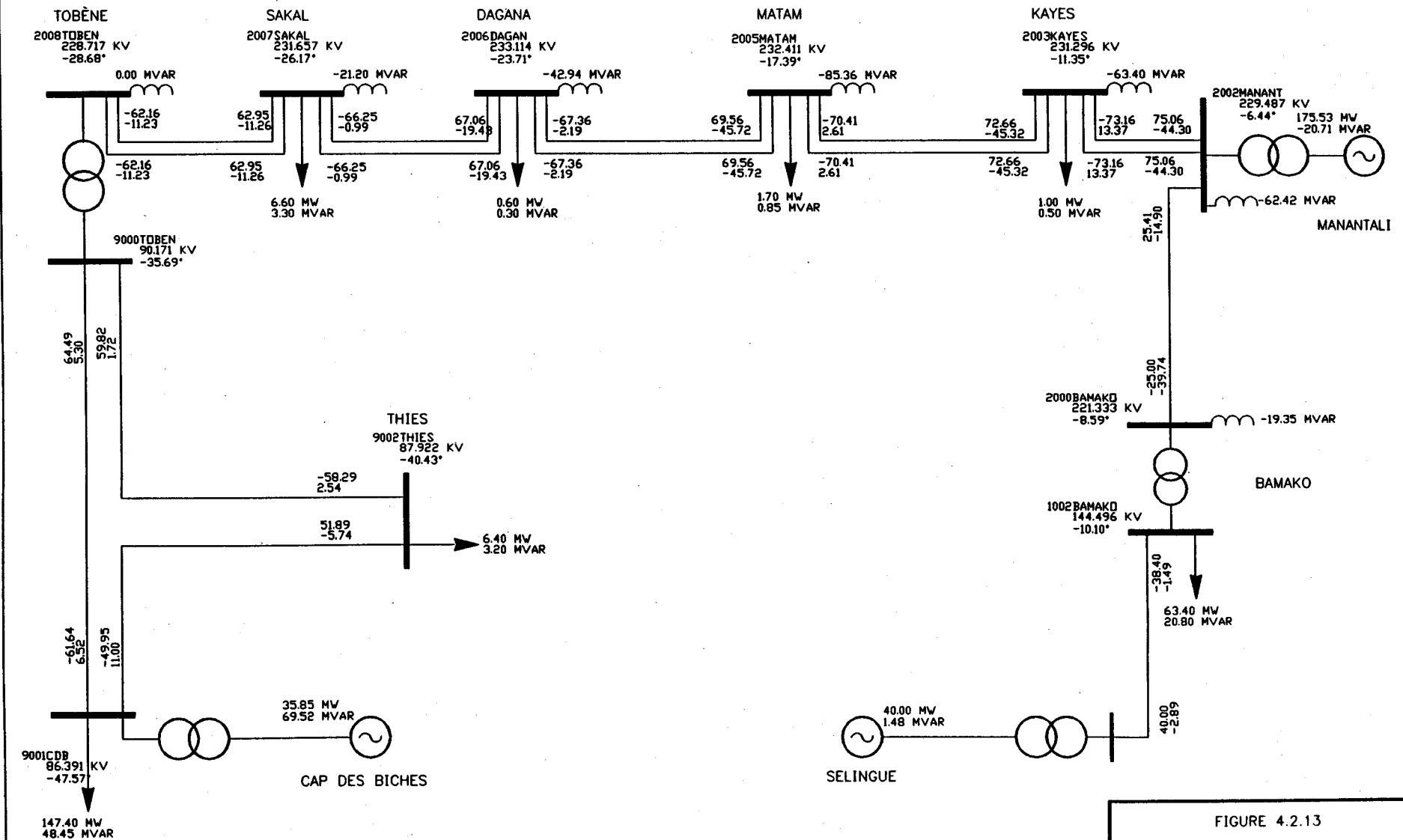
FIGURE 4.2.10
BITERNE 2x228mm
TRANSMISSION DE 60 MW



NOTE : LES VALEURS DEMONTRÉES SORTANT DE LA BARRE

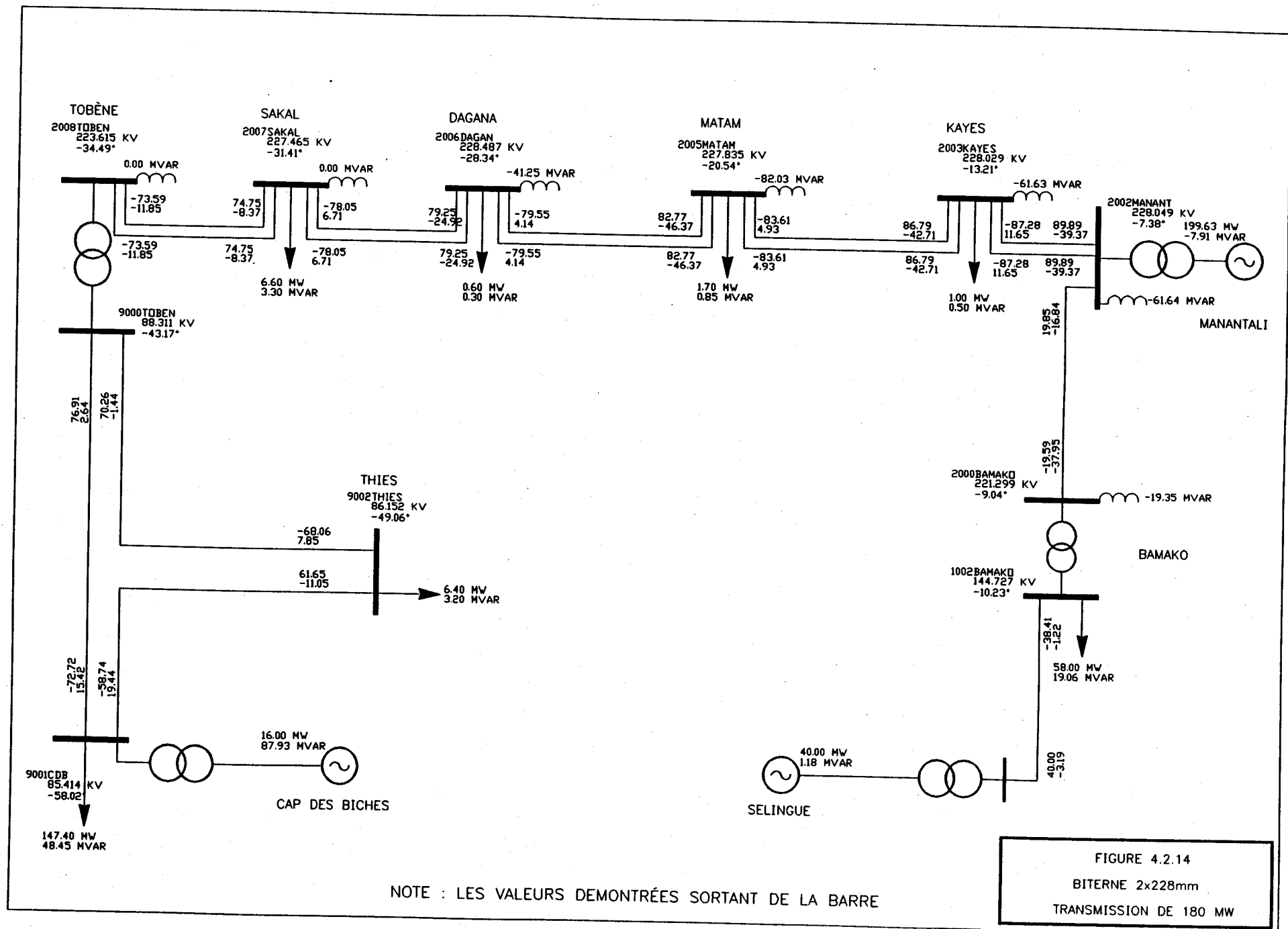
FIGURE 4.2.11
BITERNE 2x228mm
TRANSMISSION DE 90 MW

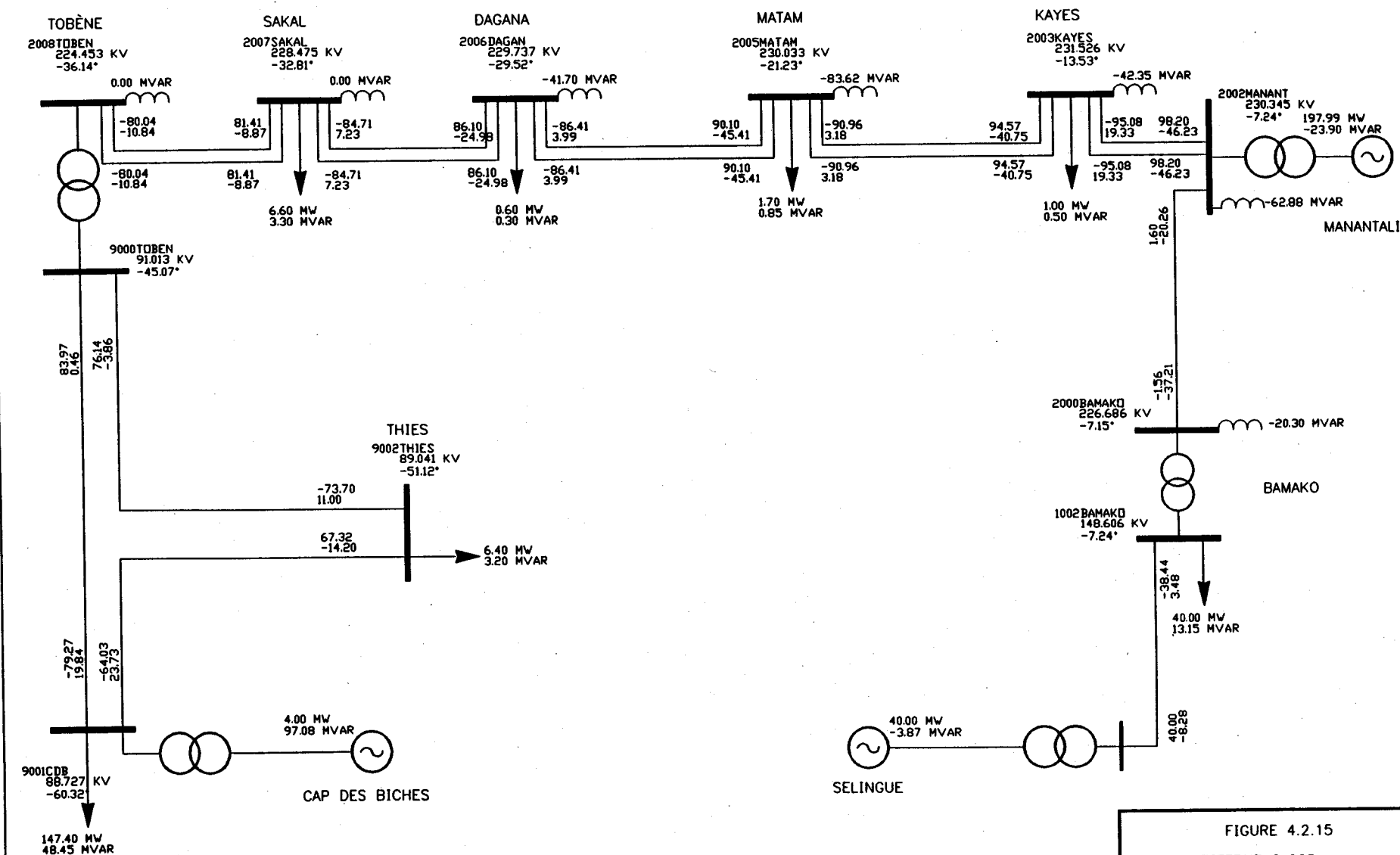




NOTE : LES VALEURS DEMONTRÉES SORTANT DE LA BARRE

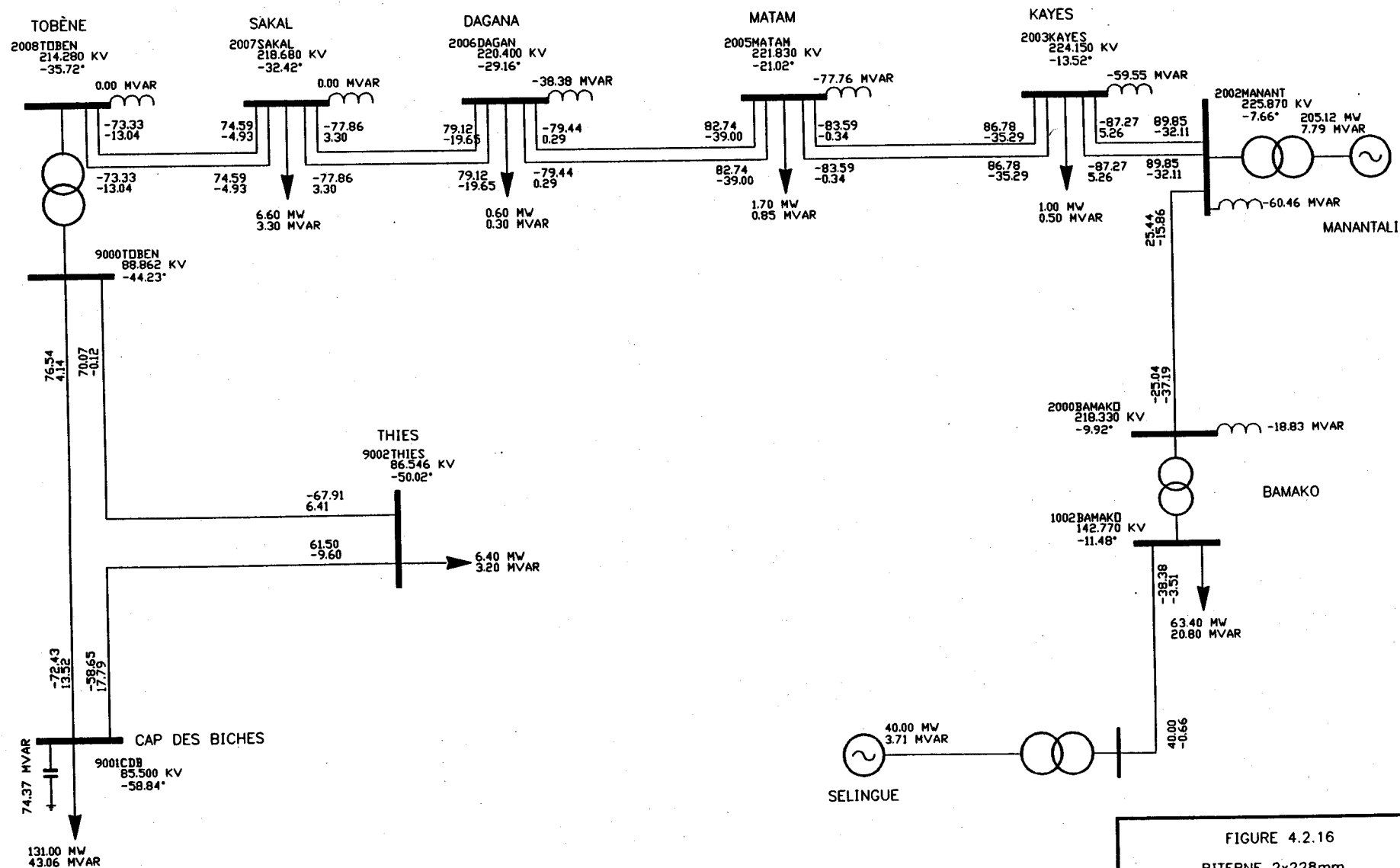
FIGURE 4.2.13
BITERNE 2x228mm
TRANSMISSION DE 150 MW





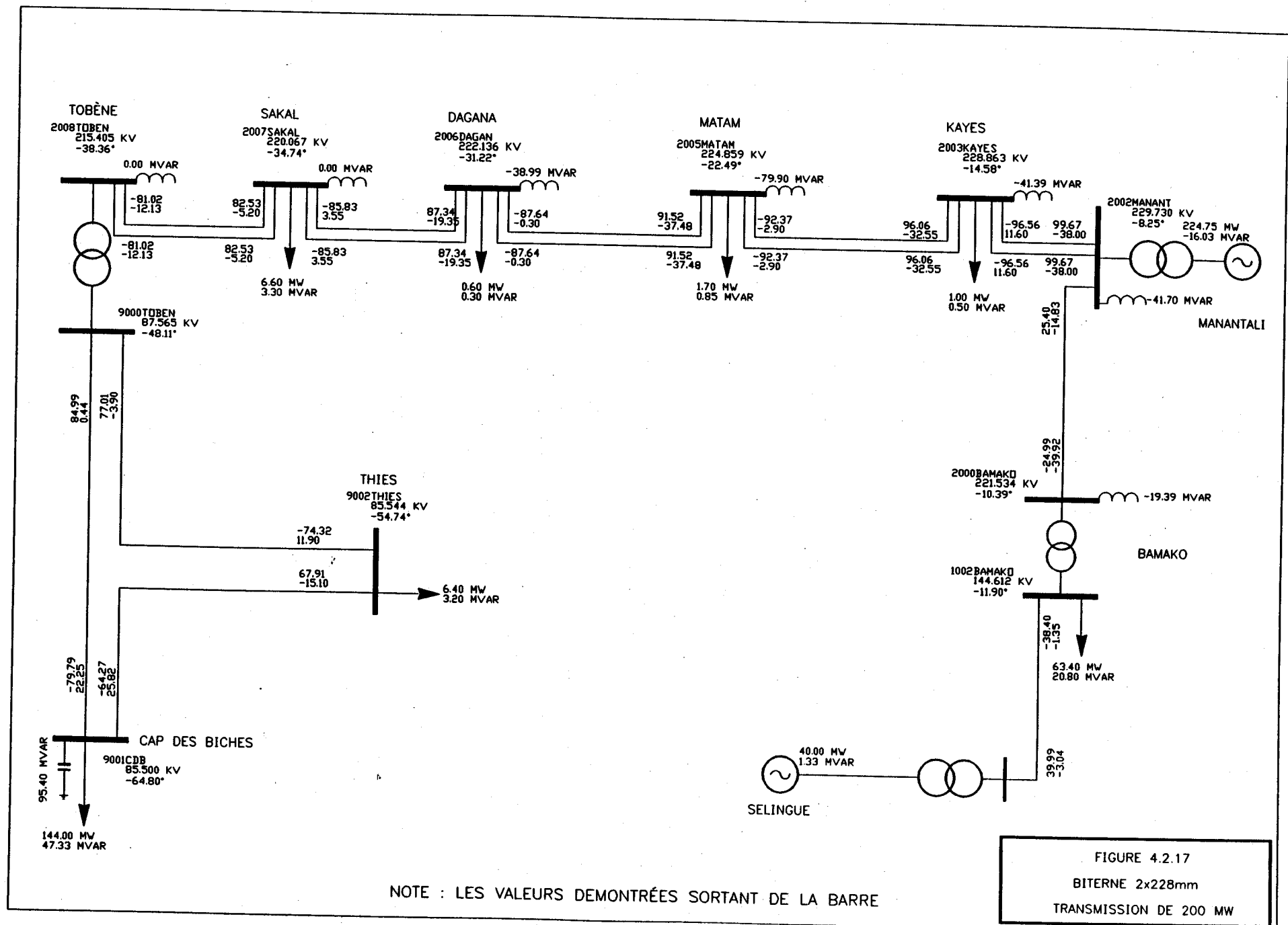
NOTE : LES VALEURS DEMONTRÉES SORTANT DE LA BARRE

FIGURE 4.2.15
BITERNE 2x228mm
TRANSMISSION DE 200 MW



NOTE : LES VALEURS DEMONTRÉES SORTANT DE LA BARRE

FIGURE 4.2.16
BITERNE 2x228mm
TRANSMISSION DE 180 MW



ÉTUDES DE STABILITÉ

La viabilité réelle de l'option monoterne est, à un très haut degré, dépendante de la capacité du réseau à se rétablir de défauts phase-terre avec le minimum de perturbation sur les réseaux de puissance des états membres.

La cause la plus probable d'un défaut à la terre est la foudre. Le nombre total d'amorçages par année sur la ligne à 225 kV Manantali-Tobène est estimé à 22 (Doc. #2, Annexe F). De plus, un total d'environ 5 indisponibilités par année est prévu à cause d'accidents et autres défaillances.

Si tous ces événements menaient à une interruption de service du réseau de transport, la fiabilité de l'alimentation serait considérée faible et probablement inacceptable pour les clients même si la puissance était rétablie après quelques minutes par la mise en route d'une génération locale.

Même si l'on assume qu'un défaut causé par la foudre ne devrait pas entraîner de réparation avant une remise sous tension, la durée probable d'une indisponibilité de la ligne est prévue être d'au moins 6 heures. Le temps moyen de réparation des autres types d'indisponibilités forcées est supposé être de 45 heures. Un total d'environ 350 heures par année d'indisponibilités forcées est donc prévisible; i.e. une disponibilité de 96%, que l'on peut également considérer comme faible.

Afin de réduire le nombre et la durée des indisponibilités non planifiées, il est proposé d'installer un système de réenclenchement monophasé sur la ligne de transport 225 kV. Il est toutefois nécessaire de démontrer l'efficacité de cette solution à prévenir la grande majorité des interruptions de service occasionnées par des défauts dus à la foudre.

L'étude antérieure sur la ligne monoterne, Doc. #4, montre que la stabilité du réseau serait maintenue avec un réenclenchement de phase après 1,2 secondes pourvu que:

- i) une génération d'au moins 40 MW (estimée à 48 MVA nominal) soit raccordée à Dakar avec un minimum de 20 MW de production réelle et une puissance transmise de Manantali d'au plus 120 MW;
- ii) le délestage de charges dans la région de Dakar soit provoqué rapidement suivant un défaut si la puissance transmise est entre 120 et 150 MW.

De façon à vérifier les résultats de cette étude antérieure, les cas critiques d'un transport de puissance d'environ 120 et 150 MW sans délestage ont été examinés.

4.3.1

Représentation du réseau

Les études de stabilité réalisées en 1991 pour la ligne monoterne (Doc. #4, Rapport définitif, section 2.3) étaient basées sur:

- i) des conducteurs $2 \times 288 \text{ mm}^2$;
- ii) une ligne à 225 kV entre Tobène et Cap des Biches.

Il y a lieu de croire que la stabilité du réseau est meilleure dans ce cas qu'avec le réseau tel que défini dans les termes de référence (avec conducteurs $2 \times 228 \text{ mm}^2$). La résistance plus faible de la ligne composée de conducteurs $2 \times 288 \text{ mm}^2$ engendre une différence d'angle initial moindre entre les génératrices de Manantali et de Dakar ($27,1^\circ$ avec 120 MW transportés entre Manantali et Tobène avec conducteurs $2 \times 228 \text{ mm}^2$, $26,1^\circ$ avec conducteurs $2 \times 288 \text{ mm}^2$) et une puissance transportée plus élevée après un défaut. Le choix de 225 kV sur le tronçon Tobène-Cap des Biches augmente la génération de puissance réactive dans la région de Dakar d'environ 10 MVAR et améliore donc la puissance transportée à la suite d'un défaut.

Les cas de stabilité examinés pour cette étude ont été effectués avec des conducteurs $2 \times 228 \text{ mm}^2$ et une exploitation de la ligne entre Tobène et Cap des Biches à 90 kV.

4.3.2

Représentation du défaut

Afin de vérifier les résultats de stabilité présentés au Doc. #4, les mêmes temps de d'élimination du défaut et de réenclenchement ont été utilisés. Un défaut phase-terre à impédance nulle a été appliqué successivement à Matam et à Manantali. Après 6 cycles (120 ms), le défaut a été retiré par l'ouverture d'une phase soit du tronçon de ligne Matam-Dagana ou du tronçon Manantali-Kayes. Après 60 cycles (1200 ms) suivant l'application du défaut, la phase ouverte a été refermée simultanément aux deux extrémités.

Les angles des génératrices à Dakar et à Selingue ont été comparés à l'angle des génératrices à Manantali.

4.3.3

Résultats des études de stabilité

Le Tableau 4.3.1 résume les résultats des cas de stabilité significatifs qui ont été étudiés. Les cas de stabilité réalisés sous des conditions moins sévères ne sont pas inclus dans ce tableau.

Tous les cas de stabilité ont été effectués pour l'option monoterne avec des conducteurs $2 \times 228 \text{ mm}^2$ et la ligne Tobène - Cap-des-Biches opérant à 90 kV. Dans la plupart des cas, la charge de Nouakchott a été tenue en compte.

Les Figures 4.3.1 et 4.3.2 montrent les angles des génératrices à Selingue et à Cap-des-Biches par rapport à l'angle des génératrices de Manantali pour un défaut monophasé appliqué respectivement à Matam (Figure 4.3.1) puis à Manantali (Figure 4.3.2) dans le cas spécifique où 120 MW de puissance sont transités de Manantali vers l'Ouest et sans aucune charge pour Nouakchott. Il peut être noté que cette condition est considérée plus sévère que celle incluant Nouakchott puisqu'elle maximise les contraintes de charge du réseau de la SÉNÉLEC pour ce transit particulier.

On peut voir, à partir des Figures 4.3.1 et 4.3.2 que le synchronisme entre les génératrices de Cap-des-Biches et de Manantali a été maintenu durant et suite à un défaut. La capacité du réseau à se rétablir d'un défaut monophasé éliminé, sans délestage, par un réenclenchement monophasé à un transit de 120 MW a ainsi été confirmée lorsque 50 MVA de génération sont raccordés à Dakar.

Les Figures 4.3.3 à 4.3.6 montrent, pour le cas présenté à la Figure 4.3.2, les tensions à différentes barres omnibus; la fréquence des réseaux du Sénégal et du Mali; et la puissance de sortie réelle et réactive des génératrices à Selingue, Manantali et Cap des Biches.

Aucune surtension de 50 Hz significative n'a été trouvée; la plus haute tension étant d'environ 1,18 pu. Ceci ne devrait donc pas provoquer une saturation du transformateur et conséquemment la production d'harmoniques importantes. La conception du transformateur devrait toutefois assurer une valeur de coude suffisamment élevée. La variation de fréquence est inférieure à 0,5 Hz et est considérée acceptable. Les puissances de sortie réelle et réactive de la génératrice sont largement telles qu'attendues et ne dépassent pas les caractéristiques des unités.

Tel qu'indiqué au Tableau 4.3.1, d'autres cas de stabilité ont été effectuées pour:

- i) identifier si la réserve nécessaire à Dakar pouvait être significativement réduite en deça de 20 MW avec un transit de 120 MW de Manantali;
- ii) identifier la réserve nécessaire à Dakar lors d'un transit de Manantali supérieur à 120 MW;
- iii) identifier les effets de la charge et de la génération de Nouakchott.

On peut noter que l'addition d'une ligne de transport et d'une charge à Nouakchott a amélioré, comme prévu, la stabilité du réseau puisqu'avec une puissance transmise de Manantali de 120 MW, il a été trouvé que la production dans l'Ouest pourrait être réduite de 50 MVA à moins de 40 MVA; néanmoins il a été trouvé que 30 MVA (donnant une réserve d'environ 5 MW) étaient suffisants pour maintenir la stabilité à ce niveau de transit.

La production nécessaire dans l'Ouest afin de permettre une puissance transmise de Manantali de 150 MW a été déterminée de l'ordre de 60 MVA (comparativement aux environs de 40 MVA pour 120 MW); toutefois la production requise pour permettre, sans délestage, un réenclenchement monophasé réussi a été constatée être considérablement plus élevée à un transit de 170 MW.

De toute évidence, la capacité de transport d'une ligne monoterne pourrait être augmentée au dessus de 170 MW; avec néanmoins, un délestage ou l'ajout de compensateurs statiques. Pour les besoins de l'étude, il a été présumé que la puissance transportée de Manantali vers l'Ouest sera limitée à 150 MW. À ce niveau de transit, la fiabilité est considérée avoir été prouvée.

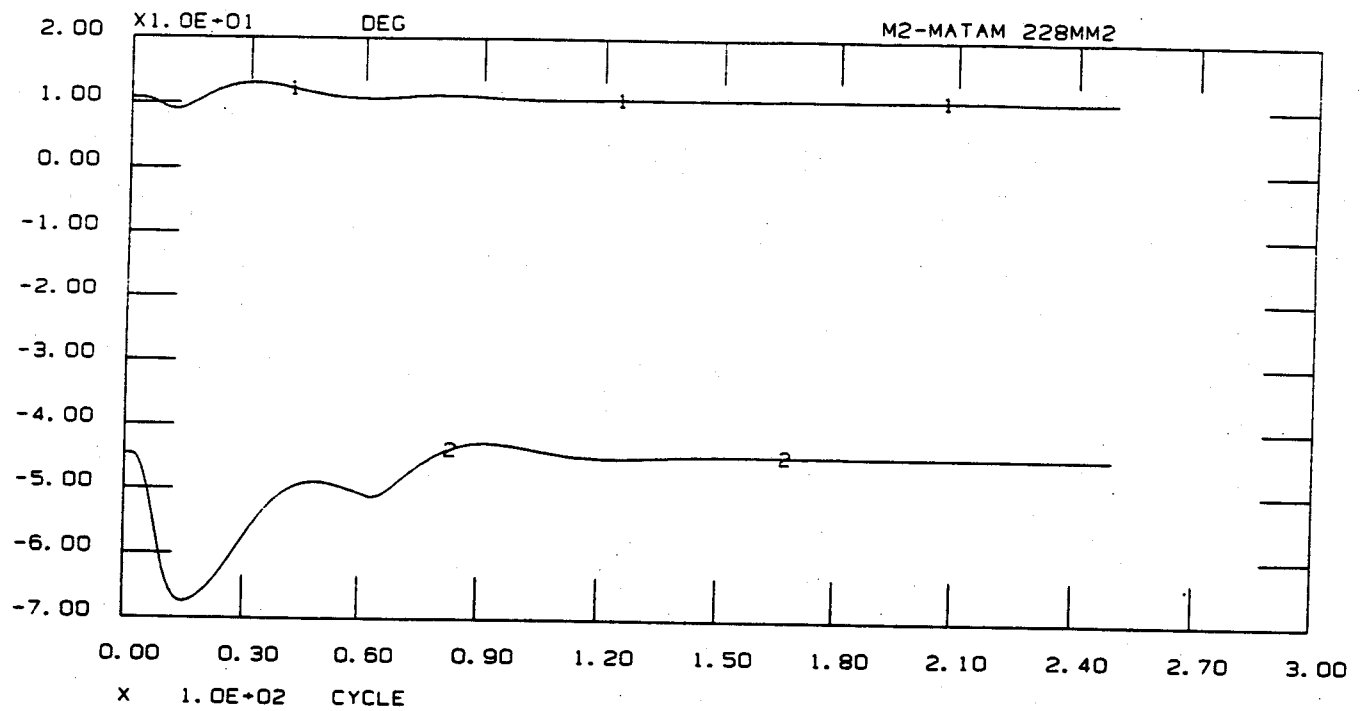
L'effet causé par la mise hors service d'un condensateur série a également été examiné et les études de stabilité ont démontré que le réseau reste stable avec ce niveau de contingence. Avec un (1) condensateur de Matam retiré dans le tronçon de ligne Matam - Dagana, le réseau a gardé sa stabilité suite à un défaut phase-terre à Manantali avec une production de réserve tournante à Cap des Biches de 60 MVA et un transit de 150 MW.

Il est probable que l'optimisation de la compensation et que la considération d'un délestage permettent de présumer un niveau de transit supérieur à 150 MW; toutefois, il n'a pas été possible d'entreprendre cette étude à l'intérieur du temps disponible.

Pour les besoins de l'étude, il a été présumé que de la génération thermique locale serait raccordée à Dakar pour garder une certaine réserve de façon à assurer la stabilité avec un transit supérieur à 90 MW. La puissance nominale (MVA) et la charge maximale à laquelle il faudrait opérer en fonction de la puissance transmise depuis Manantali vers l'Ouest est indiquée à la Figure 4.3.7. Il est à noter que les études antérieures avaient montré qu'aucune génération locale n'était nécessaire pour assurer la stabilité avec un transit inférieur à 100 MW; cependant, cette valeur a été réduite à 90 MW pour cette étude afin de garder une marge de sécurité ainsi qu'une meilleure flexibilité d'opération.

FIGURE 4.3.1

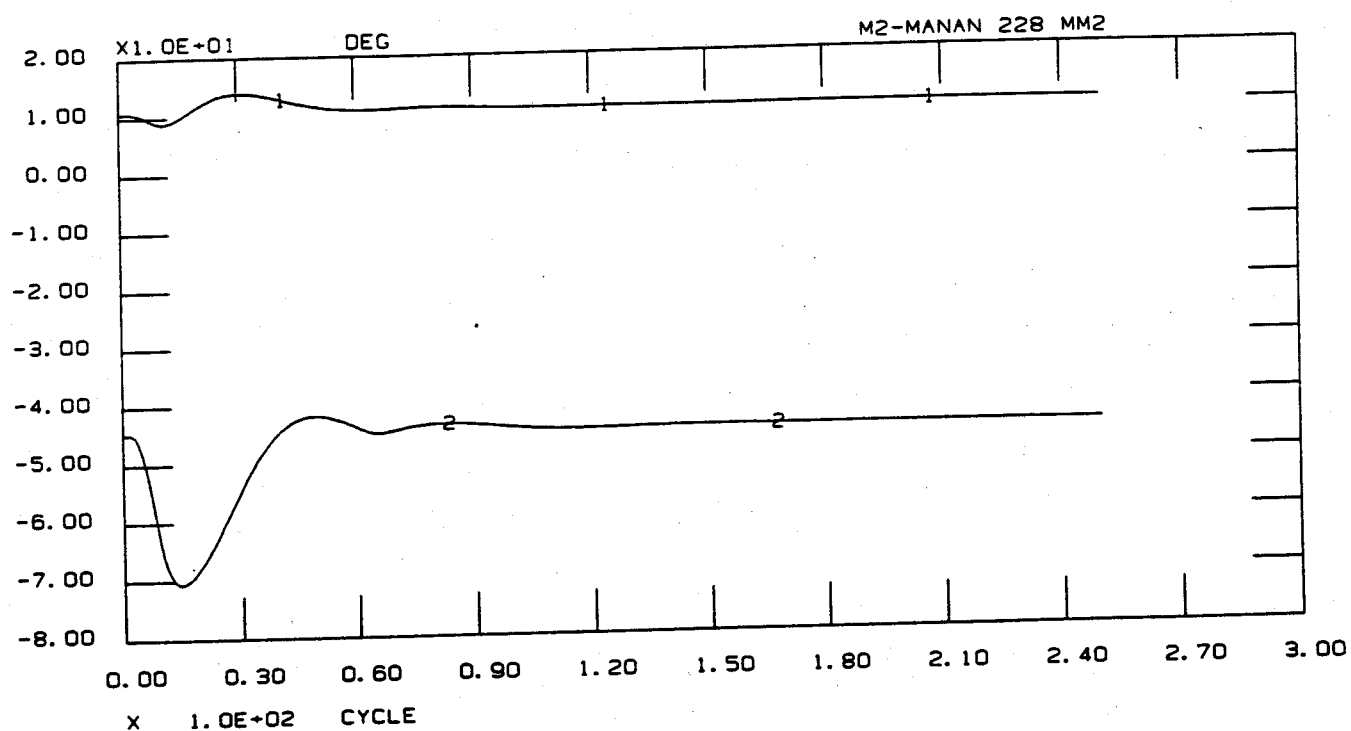
ANGLES POUR UN DEFAUT PHASE-TERRE APPLIQUE A MATAM



- 1: Selling
- 2: Cap des Biches

FIGURE 4.3.2

ANGLES POUR UN DEFAUT PHASE-TERRE APPLIQUE A MANANTALI



- 1: Sellinge
- 2: Cap des Biches

FIGURE 4.3.3
TENSIONS

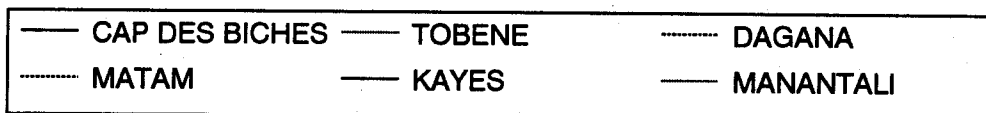
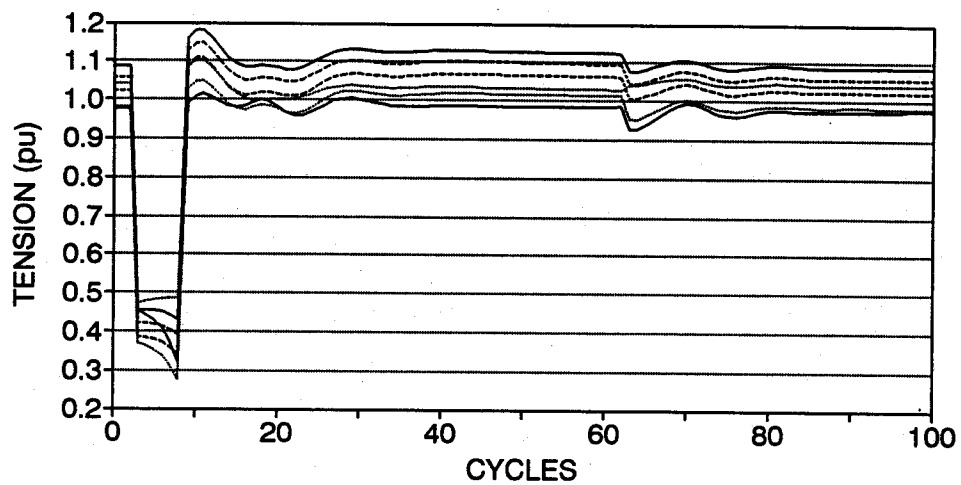


FIGURE 4.3.4
FREQUENCE AU SENEGAL ET MALI

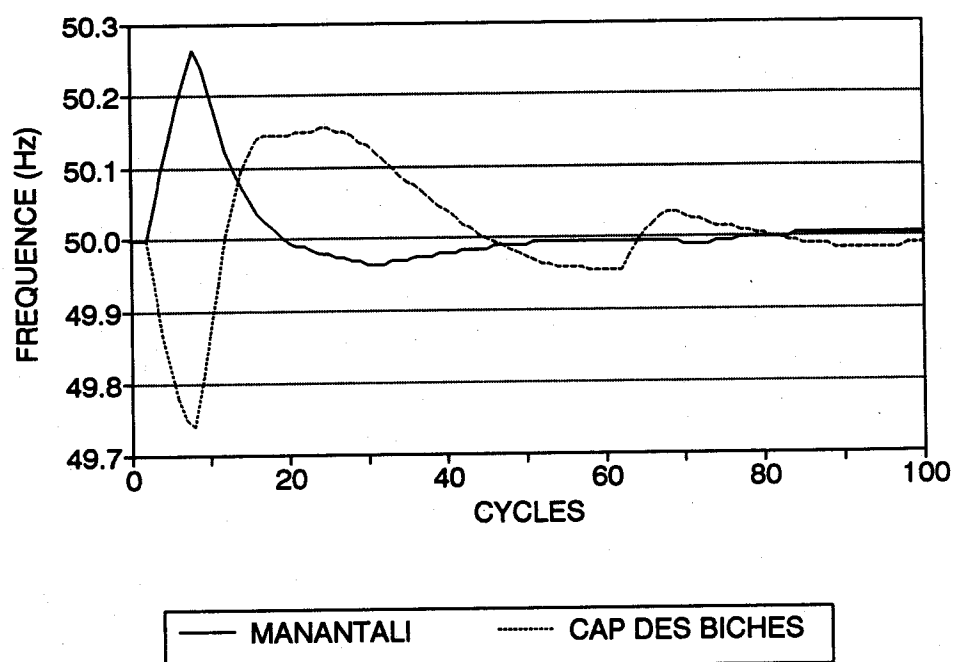
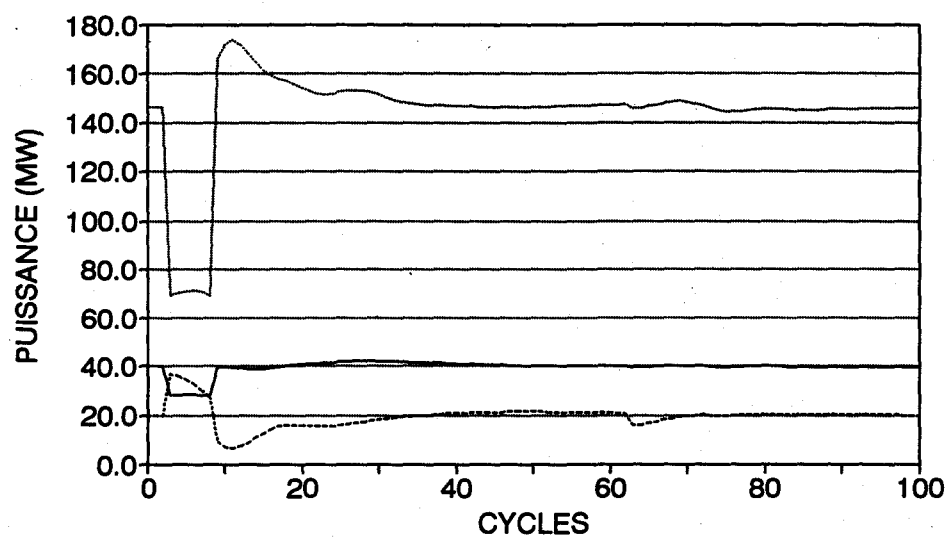
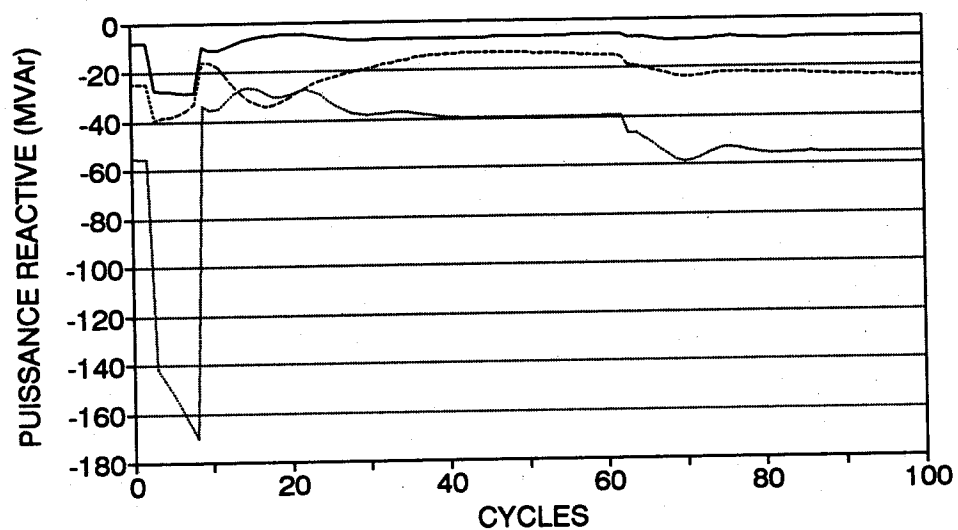


FIGURE 4.3.5 PUISSANCE REELLE
DES GENERATRICES



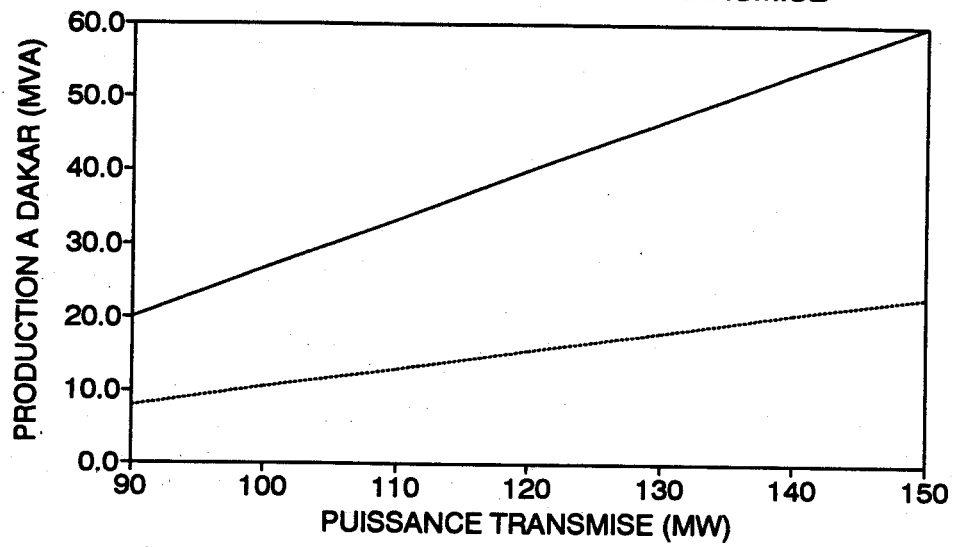
— SELINGUE — MANANTALI CAP DES BICHES

FIGURE 4.3.6 PUISSANCE REACTIVE
DES GENERATRICES



— SELINGUE	— MANANTALI CAP DES BICHES
------------	-------------	----------------------

FIGURE 4.3.7 PRODUCTION LOCALE A DAKAR
REQUISE POUR LA PUISSANCE TRANSMISE



— RACCORDES MVA CHARGE MAXIMALE

TABLEAU 4.3.1

RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DES ÉTUDES DE STABILITÉ

<u>CONDITIONS INITIALES</u>							
Puissance transportée	MW	120.9	120.4	120.4	150.3	151.2	169.9
Charge de Dakar	MW	100	79.3	79.3	98.3	98.3	109.2
Charge de Nouakchott	MW	—	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Autres charges *		13.6	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7
Génération à Manantali							
- Puissance installée	MVA	230	230	230	230	230	230
- Production	MW	146	146	146	176	176	195
	MVA _r	-55	-33	-33	-33	-31	-36
Génération à Dakar							
- Puissance installée	MVA	48	30	48	60	50	135
- Production	MW	20	20	20	20	15	20
	MVA _r	25	4	4	17	22	24
Génération à Nouakchott							
- Puissance installée	MVA	—	—	—	—	20	—
- Production	MW	20	—	—	—	5	—
	MVA _r	—	—	—	—	0	—
Localisation du défaut							
- Manantali		X	X	X	X	X	X
- Matam		X		X	X		
Synchronisme retenu		Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui

* Incluant la charge à Dagana (0.6 MW), Sakal (6.6 MW), Thiès (6.4 MW) et, lorsque nécessaire, at Rosso/Djeder El Mohghen (1.1 MW).

4.4

SIMULATION DE L'OPÉRATION DU RÉSEAU

4.4.1

Généralités

La comparaison de l'alternative monoterne/biterne entre Manantali et Tobène nécessite d'évaluer les inconvénients associés à l'option monoterne. Pour cette évaluation, il faut considérer l'opération du réseau sur la période d'étude.

Pour mener les études de réseau avec le plus de précisions possibles; la forme des courbes de puissances classées utilisées pour représenter la demande des charges d'importance (Dakar et Nouakchott) a été redéveloppée (voir Section 3.2.4) en utilisant un plus grand nombre de niveaux de charge que précédemment (i.e. Doc. #4) et en considérant les variations saisonnières.

Cette section présente les simulations et résultats obtenus. Le calcul économique des différences de coût d'opération du réseau de transport entre Manantali et l'Ouest, pour les options monoterne et biterne, est décrit à la Section 6. Il est à noter, cependant, que l'énergie totale transportée vers l'Ouest est très peu différente entre les options monoterne et biterne durant les années normales et que cette différence sera réduite à pratiquement zéro si la ligne de transport est mise en service en 1997 plutôt qu'en 1996.

4.4.2

Description de l'opération

Pour les besoins des simulations, il a été présumé que Manantali serait opérée, dans un premier temps, comme centrale de pointe; la génération thermique serait, quant à elle, utilisée pour desservir les charges qui ne sont pas alimentées par Manantali de façon à minimiser en tout temps la capacité de génération thermique raccordée.

Pour l'option monoterne, la puissance transmise de Manantali a été limitée à 150 MW et la génération thermique a été installée à Dakar pour fournir la réserve nécessaire pour les besoins de la stabilité du réseau. L'énergie additionnelle requise pour répondre à la demande a été présumée être fournie par des groupes thermiques opérant en production constante sur toute la période d'étude.

La Figure 4.4.1 illustre ces dernières considérations, comme par exemple le cas d'une période de production haute en l'an 2000 avec précipitations normales et avec Nouakchott. Cette figure montre que la génération est supérieure à la charge, la différence étant causée par les pertes associées au réseau de transport.

La génération locale minimale requise pour assurer la stabilité de l'option monoterne dépend du niveau de puissance transporté. Celle-ci a été présumée être de zéro pour une puissance transportée inférieure à 90 MW, de 8 MW (groupe de 20 MVA nominal) à 90 MW et augmentant de façon linéaire jusqu'à 24 MW (groupe de 60 MVA nominal) pour 150 MW transportés. Ceci est pessimiste relativement aux résultats présentés à la Section 4.3 puisque les études antérieures montraient qu'aucune réserve tournante n'était nécessaire jusqu'à un niveau de transit de 100 MW.

4.4.3

Résultats

Les Tableaux 4.4.1 à 4.4.3 montrent de façon détaillée les résultats des simulations pour 1996, 2000 et 2010 dans le cas d'une année de précipitations normales sans tenir compte de Nouakchott.

Sur chaque tableau, quatre (4) types de calculs sont présentés, deux (2) pour l'option biterne (avec conducteur $2 \times 228 \text{ mm}^2/\text{phase}$) et deux (2) pour l'option monoterne (avec conducteur $2 \times 228 \text{ mm}^2/\text{phase}$); chacun représentant les périodes de production haute et basse.

Par rapport au Tableau 4.4.1, la charge moyenne en 1996 a été calculée être de 106,7 MW (934,8 GWh - voir Section 3.2.2). Le facteur de charge pour chaque 5% de période de temps a été dérivé de la Figure 3.2.4(b); par exemple, la demande la plus élevée pour la période de production haute est de 141,9 MW (133% de la demande moyenne de 106,7 MW). Dans le cas d'une ligne biterne, la charge totale peut être alimentée de Manantali par un transit de 159,2 MW puisque les pertes à ce niveau de transit s'élèvent à 17,3 MW. Aucune génération d'appoint n'est nécessaire.

Pour l'option monoterne, la charge totale ne peut être entièrement alimentée par Manantali puisque les pertes (environ 30 MW) nécessiteraient plus de 150 MW de transit à partir de Manantali et qu'environ 60 MVA (fournissant environ 24 MW) de réserve thermique locale sont requis pour la stabilité du réseau. Pour satisfaire une demande de 141,9 MW, le transit nécessaire est de 148,8 MW, parce que celui-ci requiert une génération locale de 23,7 MW et engendre des pertes dans la ligne de 30,5 MW ($148,8 - 30,5 + 23,7 = 141,9$).

Des calculs similaires ont été réalisés pour les autres niveaux de charge de la période de production haute et les valeurs de l'énergie totale sont calculées en se basant sur le nombre total d'heures dans la période (122 jours, 2 928 heures). Il peut être noté qu'aucune génération locale n'est requise dans l'option biterne et que l'énergie générée à Manantali pour le transport vers l'Ouest (369,2 GWh) est inférieure à l'énergie disponible de Manantali pour transport vers l'Ouest (389,0 GWh - voir Section 3.3.3). Dans l'option monoterne, l'énergie soutirée de Manantali est moindre (351,5 GWh) et les pertes plus élevées (de 27,7 GWh); de plus 45,35 GWh doivent être produits de façon locale.

Durant la période de production basse (243 jours, 5 832 heures), l'énergie disponible de Manantali (362,1 GWh - voir Section 3.3.3) n'est pas suffisante pour satisfaire la demande (599,7 GWh), et de la génération locale est nécessaire pour les options biterne et monoterne. Dans l'option biterne, l'énergie à générer de façon locale est de 263,5 GWh et celle-ci est présumée comme valeur de base (45,2 MW continuellement). Toute l'énergie disponible de Manantali est transmise (362,1 GWh). Dans l'option monoterne, la génération locale est toujours supérieure au minimum requis pour maintenir la stabilité du réseau et est aussi une charge de base. La plus grande énergie générée localement ne reflète que la différence dans les pertes de la ligne de transport, toute l'énergie de Manantali étant transmise.

Les calculs ci-haut ne déterminent pas de façon précise les besoins en génération au moment de la pointe. En 1996, durant la période de production basse, la demande du réseau pourrait atteindre 95% de la demande de pointe annuelle (164,3 MW avec un facteur de charge de 0,65) soit 156,1 MW. Dans l'option biterne, avec une génération thermique de base de 45,2 MW, le transit maximum de Manantali, si la capacité était disponible, pourrait atteindre 121,9 MW. Si la capacité à Manantali n'est pas suffisante à cause de faibles précipitations ou de demandes simultanées de la part du Mali, alors la génération locale pourrait atteindre 133,2 MW. On peut donc voir que la génération requise à Dakar est pratiquement la même pour les deux options. La génération locale requise pour la demande de pointe est décrite à la Section 4.5.

Le Tableau 4.4.2 montre le même type de calcul réalisé pour l'année 2000. La demande est augmentée (à 1213,9 GWh ou 138,6 MW en moyenne) et l'énergie disponible de Manantali est réduite (à 329,2 GWh en période de production haute, et à 306,4 GWh en période de production basse). Il peut être noté que, pour l'option monoterne, la génération locale requise pour rencontrer la demande est toujours supérieure à celle nécessaire pour maintenir la stabilité. Alors, aucune génération thermique additionnelle n'est requise et toute l'énergie disponible de Manantali est transportée dans les périodes de production basse et haute. La puissance transmise de Manantali est limitée par la capacité maximum utilisée pour la ligne monoterne (150 MW) pendant environ 10% de la période de production haute; cependant aucune énergie n'est perdue. La différence en génération locale pour les options monoterne et biterne est égale à la différence en pertes.

Le Tableau 4.4.3 montre les mêmes calculs pour l'année 2010. La demande est alors de 1821,8 GWh et l'énergie disponible à Manantali est réduite à 396 GWh au total. La charge moyenne sur la ligne de transport pendant la période de production haute n'est que de 70 MW pour les deux options et il est clair que même la ligne monoterne pourrait accommoder une génération additionnelle de l'ordre de 230 GWh, ce qui est supérieur à la production d'une année normale de, par exemple, Félou.

Le Tableau 4.4.4 résume les résultats des simulations avec précipitations normales et sans Nouakchott, en donnant le total des périodes de production haute et basse pour les années 1996 à 2020. Il est à remarquer que l'énergie disponible de Manantali, en période de production haute et basse, est transportée vers l'Ouest pour les deux options, excepté en 1996 et 1997 dans l'option monoterne pour la période de production haute. La différence totale pour ces deux années est d'environ 29 GWh.

Le Tableau 4.4.5 inclut les charges de Nouakchott avec précipitations normales. Dans ce cas, la différence en énergie transmise de Manantali pour les deux options est réduite à 18 GWh (2% du total de la production de Manantali) et ne se produit qu'en 1996.

Les Tableaux 4.4.6 et 4.4.7 résument les résultats des simulations avec et sans Nouakchott pour le cas où l'énergie de Manantali est augmentée aux valeurs des années humides données à la Section 3.3.3.

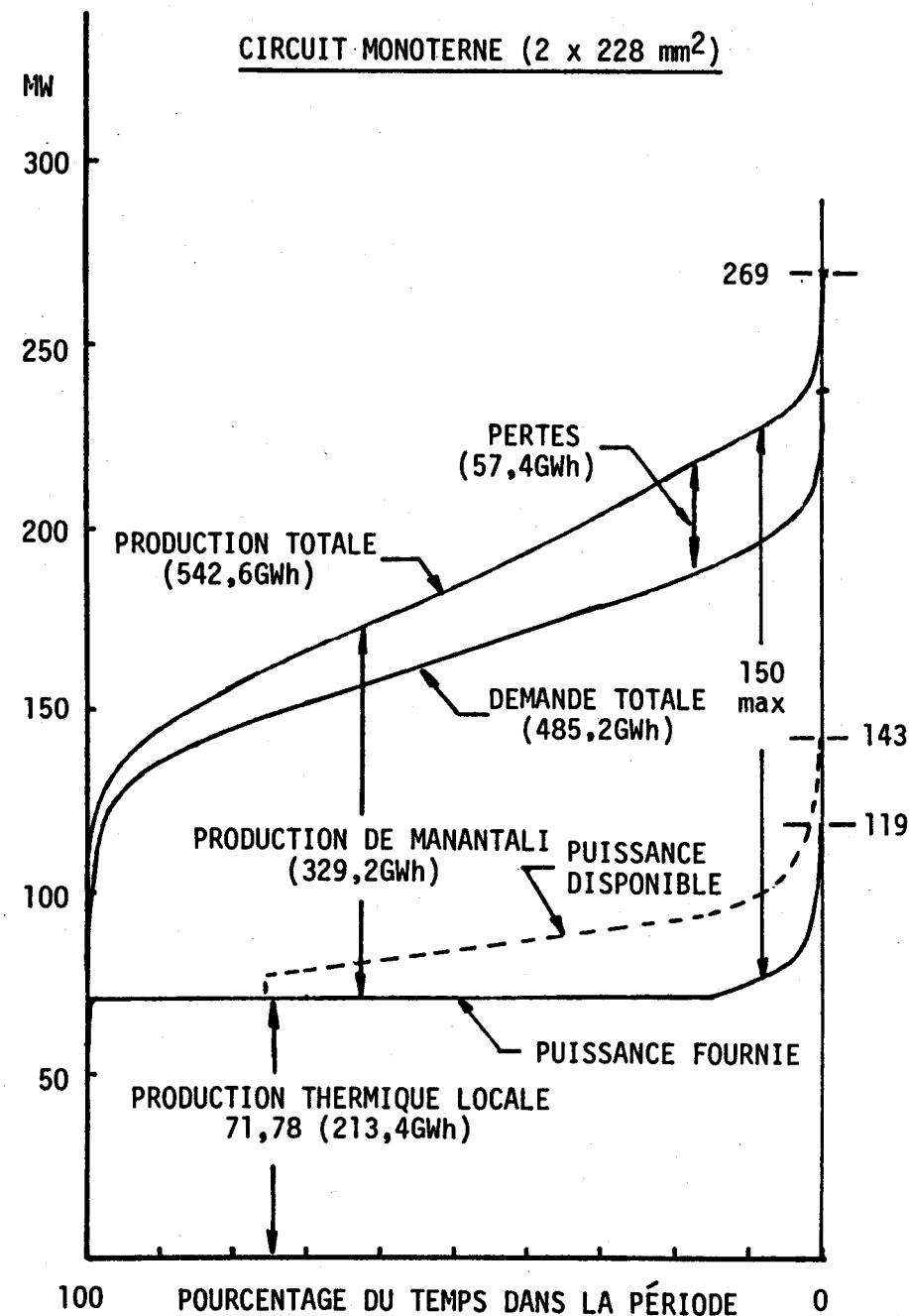
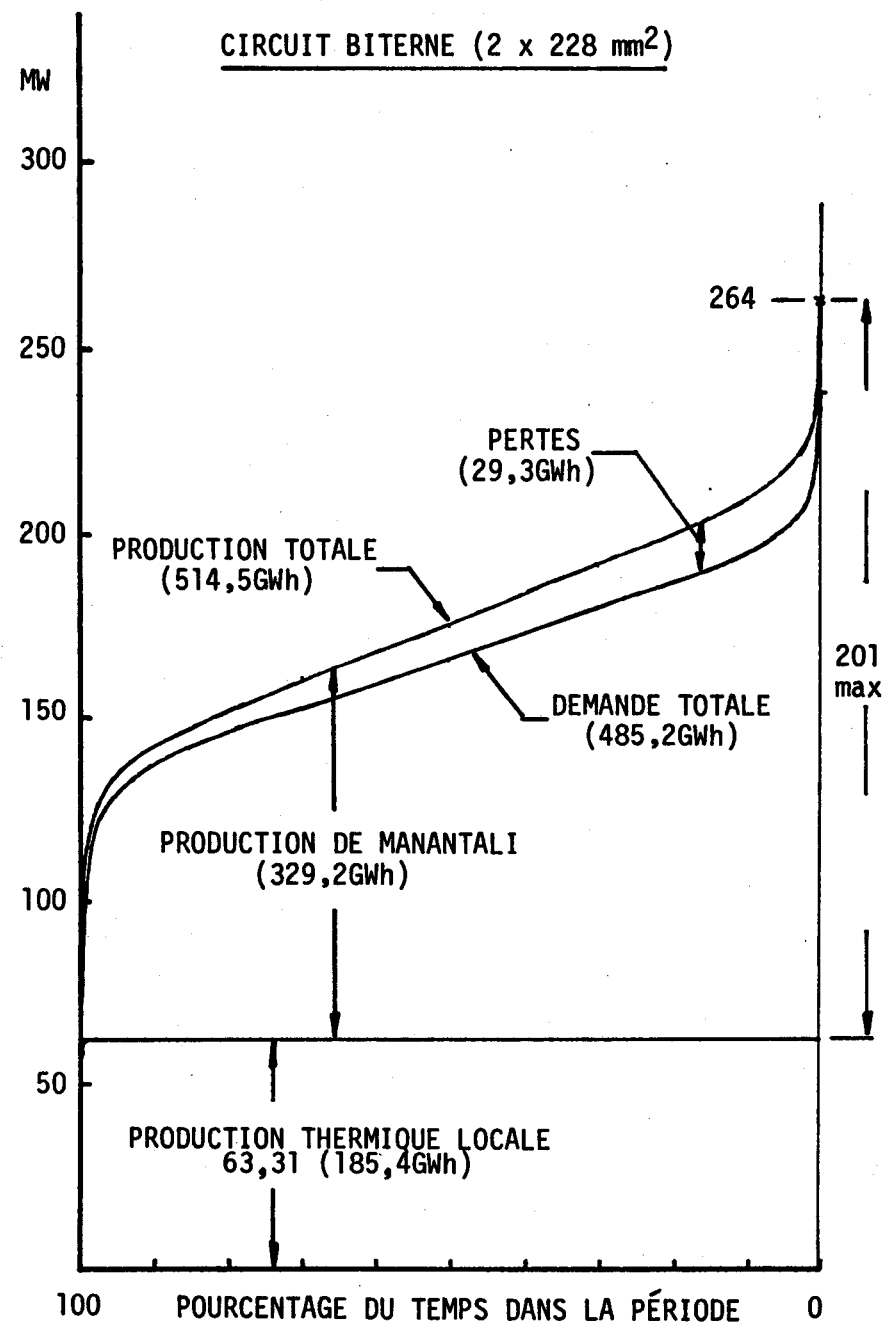


FIGURE 4.4.1: EXEMPLE D'INSERTION DE GÉNÉRATION (ANNÉE 2000 - ANNÉE NORMALE - AVEC NOUAKCHOTT)

TABLEAU 4.4.1
DISTRIBUTION DE LA CHARGE EN FONCTION DU TEMPS POUR 1996
 (ANNEE NORMAL SANS NOUAKCHOTT)

POTENTIELLE DE MANANTALI (ANNEE NORMAL)		PERIODE DE PRODUCTION ELEVEE 389.00 (GWh)				ANNEE 1996			
TEMPS (%)	DEMANDE DU SYSTEME (MW)	MONOTERNE 228mm2				BITERNE 228mm2			
		PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)	PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)
5	141.93	148.77	23.67	30.51	23.67	159.25	0.00	17.31	0.00
10	136.60	142.93	22.11	28.44	22.11	152.68	0.00	16.08	0.00
15	131.26	137.16	20.58	26.47	20.58	146.17	0.00	14.91	0.00
20	131.26	137.16	20.58	26.47	20.58	146.17	0.00	14.91	0.00
25	123.79	129.21	18.46	23.87	18.46	137.16	0.00	13.37	0.00
30	123.79	129.21	18.46	23.87	18.46	137.16	0.00	13.37	0.00
35	123.79	129.21	18.46	23.87	18.46	137.16	0.00	13.37	0.00
40	123.79	129.21	18.46	23.87	18.46	137.16	0.00	13.37	0.00
45	114.19	119.18	15.78	20.77	15.78	125.74	0.00	11.55	0.00
50	114.19	119.18	15.78	20.77	15.78	125.74	0.00	11.55	0.00
55	114.19	119.18	15.78	20.77	15.78	125.74	0.00	11.55	0.00
60	114.19	119.18	15.78	20.77	15.78	125.74	0.00	11.55	0.00
65	105.65	110.44	13.45	18.24	13.45	115.74	0.00	10.09	0.00
70	105.65	110.44	13.45	18.24	13.45	115.74	0.00	10.09	0.00
75	105.65	110.44	13.45	18.24	13.45	115.74	0.00	10.09	0.00
80	105.65	110.44	13.45	18.24	13.45	115.74	0.00	10.09	0.00
85	97.11	101.86	11.16	15.91	11.16	105.88	0.00	8.77	0.00
90	97.11	101.86	11.16	15.91	11.16	105.88	0.00	8.77	0.00
95	91.78	96.57	9.75	14.54	9.75	99.79	0.00	8.01	0.00
100	84.31	90.00	0.00	12.93	7.24	91.33	0.00	7.03	0.00
TOTALE (GWh)		350.13	45.35	61.89	46.41	369.18	0.00	34.53	0.00

POTENTIELLE DE MANANTALI (ANNEE NORMAL)		PERIODE DE FAIBLE PRODUCTION 362.09 (GWh)				ANNEE 1996			
TEMPS (%)	DEMANDE DU SYSTEME (MW)	MONOTERNE 228mm2				BITERNE 228mm2			
		PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)	PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)
5	133.40	100.90	10.91	15.66	48.15	95.74	0.00	7.53	45.18
10	128.99	92.33	8.62	13.49	48.15	88.53	0.00	6.72	45.18
15	120.59	83.96	0.00	11.52	48.15	81.39	0.00	5.98	45.18
20	120.59	83.96	0.00	11.52	48.15	81.39	0.00	5.98	45.18
25	110.99	71.74	0.00	8.91	48.15	70.80	0.00	4.99	45.18
30	110.99	71.74	0.00	8.91	48.15	70.80	0.00	4.99	45.18
35	110.99	71.74	0.00	8.91	48.15	70.80	0.00	4.99	45.18
40	110.99	71.74	0.00	8.91	48.15	70.80	0.00	4.99	45.18
45	102.45	61.19	0.00	6.90	48.15	61.51	0.00	4.24	45.18
50	102.45	61.19	0.00	6.90	48.15	61.51	0.00	4.24	45.18
55	102.45	61.19	0.00	6.90	48.15	61.51	0.00	4.24	45.18
60	102.45	61.19	0.00	6.90	48.15	61.51	0.00	4.24	45.18
65	93.91	50.91	0.00	5.16	48.15	52.32	0.00	3.59	45.18
70	93.91	50.91	0.00	5.16	48.15	52.32	0.00	3.59	45.18
75	93.91	50.91	0.00	5.16	48.15	52.32	0.00	3.59	45.18
80	93.91	50.91	0.00	5.16	48.15	52.32	0.00	3.59	45.18
85	85.37	40.89	0.00	3.66	48.15	43.25	0.00	3.05	45.18
90	85.37	40.89	0.00	3.66	48.15	43.25	0.00	3.05	45.18
95	80.04	34.74	0.00	2.85	48.15	37.62	0.00	2.77	45.18
100	74.70	28.68	0.00	2.13	48.15	32.04	0.00	2.52	45.18
TOTALE (GWh)		362.09	5.69	43.26	280.83	362.09	0.00	25.93	263.49

TABLEAU 4.4.2
DISTRIBUTION DE LA CHARGE EN FONCTION DU TEMPS POUR 2000
 (ANNEE NORMAL SANS NOUAKHOTT)

POTENTIELLE DE MANANTALI (ANNEE NORMAL)		PERIODE DE PRODUCTION ELEVEE 329.16 (GWh)				ANNEE 2000			
TEMPS (%)	DEMANDE DU SYSTEME (MW)	MONOTERNE 228mm2				BITERNE 228mm2			
		PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)	PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)
5	184.30	150.00	24.00	30.95	65.25	154.85	0.00	16.48	45.93
10	177.37	150.00	24.00	30.95	58.32	146.39	0.00	14.94	45.93
15	170.44	144.78	22.61	29.09	54.75	138.03	0.00	13.51	45.93
20	170.44	144.78	22.61	29.09	54.75	138.03	0.00	13.51	45.93
25	160.74	130.17	18.71	24.18	54.75	126.48	0.00	11.67	45.93
30	160.74	130.17	18.71	24.18	54.75	126.48	0.00	11.67	45.93
35	160.74	130.17	18.71	24.18	54.75	126.48	0.00	11.67	45.93
40	160.74	130.17	18.71	24.18	54.75	126.48	0.00	11.67	45.93
45	148.27	112.28	13.94	18.76	54.75	111.91	0.00	9.57	45.93
50	148.27	112.28	13.94	18.76	54.75	111.91	0.00	9.57	45.93
55	148.27	112.28	13.94	18.76	54.75	111.91	0.00	9.57	45.93
60	148.27	112.28	13.94	18.76	54.75	111.91	0.00	9.57	45.93
65	137.19	97.11	9.90	14.68	54.75	99.20	0.00	7.94	45.93
70	137.19	97.11	9.90	14.68	54.75	99.20	0.00	7.94	45.93
75	137.19	97.11	9.90	14.68	54.75	99.20	0.00	7.94	45.93
80	137.19	97.11	9.90	14.68	54.75	99.20	0.00	7.94	45.93
85	126.10	82.55	0.00	11.21	54.75	86.70	0.00	6.52	45.93
90	126.10	82.55	0.00	11.21	54.75	86.70	0.00	6.52	45.93
95	119.17	73.73	0.00	8.31	54.75	78.99	0.00	5.75	45.93
100	109.47	61.71	0.00	6.99	54.75	68.33	0.00	4.78	45.93
TOTALE (GWh)		329.16	38.56	56.99	162.38	329.16	0.00	29.09	134.48

POTENTIELLE DE MANANTALI (ANNEE NORMAL)		PERIODE DE FAIBLE PRODUCTION 306.38 (GWh)				ANNEE 2000			
TEMPS (%)	DEMANDE DU SYSTEME (MW)	MONOTERNE 228mm2				BITERNE 228mm2			
		PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)	PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)
5	173.21	102.25	11.27	16.01	86.97	95.91	0.00	7.55	84.85
10	164.90	91.13	8.30	13.20	86.97	86.56	0.00	6.51	84.85
15	156.59	80.33	0.00	10.71	86.97	77.32	0.00	5.59	84.85
20	156.59	80.33	0.00	10.71	86.97	77.32	0.00	5.59	84.85
25	144.11	64.68	0.00	7.54	86.97	63.67	0.00	4.41	84.85
30	144.11	64.68	0.00	7.54	86.97	63.67	0.00	4.41	84.85
35	144.11	64.68	0.00	7.54	86.97	63.67	0.00	4.41	84.85
40	144.11	64.68	0.00	7.54	86.97	63.67	0.00	4.41	84.85
45	133.03	51.27	0.00	5.21	86.97	51.73	0.00	3.55	84.85
50	133.03	51.27	0.00	5.21	86.97	51.73	0.00	3.55	84.85
55	133.03	51.27	0.00	5.21	86.97	51.73	0.00	3.55	84.85
60	133.03	51.27	0.00	5.21	86.97	51.73	0.00	3.55	84.85
65	121.94	38.28	0.00	3.31	86.97	39.97	0.00	2.88	84.85
70	121.94	38.28	0.00	3.31	86.97	39.97	0.00	2.88	84.85
75	121.94	38.28	0.00	3.31	86.97	39.97	0.00	2.88	84.85
80	121.94	38.28	0.00	3.31	86.97	39.97	0.00	2.88	84.85
85	110.86	25.68	0.00	1.80	86.97	28.38	0.00	2.38	84.85
90	110.86	25.68	0.00	1.80	86.97	28.38	0.00	2.38	84.85
95	103.93	17.99	0.00	1.03	86.97	21.22	0.00	2.15	84.85
100	97.00	10.43	0.00	0.40	86.97	14.13	0.00	1.98	84.85
TOTALE (GWh)		306.38	5.71	34.96	507.24	306.38	0.00	22.60	494.87

TABLEAU 4.4.3
DISTRIBUTION DE LA CHARGE EN FONCTION DU TEMPS POUR 2010
 (ANNEE NORMAL SANS NOUAKHOTT)

		PERIODE DE PRODUCTION ELEVEE				ANNEE 2010			
POTENTIELLE DE MANANTALI (ANNEE NORMAL)		205.09 (GWh)							
TEMPS (%)	DEMANDE DU SYSTEME (MW)	MONOTERNE 228mm2				BITERNE 228mm2			
		PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)	PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
5	278.75	142.19	21.92	28.19	162.75	130.73	0.00	12.33	158.35
10	268.35	126.66	17.78	23.06	162.75	118.48	0.00	10.48	158.35
15	255.94	111.82	13.82	18.63	162.75	106.44	0.00	8.84	158.35
20	255.94	111.82	13.82	18.63	162.75	106.44	0.00	8.84	158.35
25	241.38	92.05	8.55	13.42	162.75	89.90	0.00	6.87	158.35
30	241.38	92.05	8.55	13.42	162.75	89.90	0.00	6.87	158.35
35	241.38	92.05	8.55	13.42	162.75	89.90	0.00	6.87	158.35
40	241.38	92.05	8.55	13.42	162.75	89.90	0.00	6.87	158.35
45	222.65	68.08	0.00	8.19	162.75	69.15	0.00	4.85	158.35
50	222.65	68.08	0.00	8.19	162.75	69.15	0.00	4.85	158.35
55	222.65	68.08	0.00	8.19	162.75	69.15	0.00	4.85	158.35
60	222.65	68.08	0.00	8.19	162.75	69.15	0.00	4.85	158.35
65	208.00	47.94	0.00	4.89	162.75	51.17	0.00	3.52	158.35
70	208.00	47.94	0.00	4.89	162.75	51.17	0.00	3.52	158.35
75	208.00	47.94	0.00	4.89	162.75	51.17	0.00	3.52	158.35
80	208.00	47.94	0.00	4.89	162.75	51.17	0.00	3.52	158.35
85	189.36	28.74	0.00	2.14	162.75	33.59	0.00	2.59	158.35
90	189.36	28.74	0.00	2.14	162.75	33.59	0.00	2.59	158.35
95	178.95	17.16	0.00	0.96	162.75	22.80	0.00	2.19	158.35
100	164.39	1.43	0.00	0.00	162.95	7.92	0.00	1.88	158.35
TOTALE (GWh)		205.09	14.86	29.13	476.57	205.09	0.00	16.21	463.65

		PERIODE DE FAIBLE PRODUCTION				ANNEE 2010			
POTENTIELLE DE MANANTALI (ANNEE NORMAL)		190.90 (GWh)							
TEMPS (%)	DEMANDE DU SYSTEME (MW)	MONOTERNE 228mm2				BITERNE 228mm2			
		PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)	PROD. A MANANTALI (MW)	RESERVE A DAKAR (MW)	PERTES DANS LA LIGNE (MW)	GEN. THERM. LOCALE (MW)
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
5	260.10	101.42	11.05	15.79	174.47	94.13	0.00	7.34	173.32
10	247.62	84.88	0.00	11.73	174.47	80.16	0.00	5.86	173.32
15	235.13	69.03	0.00	8.37	174.47	66.44	0.00	4.63	173.32
20	235.13	69.03	0.00	8.37	174.47	66.44	0.00	4.63	173.32
25	216.41	46.39	0.00	4.46	174.47	46.31	0.00	3.22	173.32
30	216.41	46.39	0.00	4.46	174.47	46.31	0.00	3.22	173.32
35	216.41	46.39	0.00	4.46	174.47	46.31	0.00	3.22	173.32
40	216.41	46.39	0.00	4.46	174.47	46.31	0.00	3.22	173.32
45	199.76	27.26	0.00	1.97	174.47	28.84	0.00	2.40	173.32
50	199.76	27.26	0.00	1.97	174.47	28.84	0.00	2.40	173.32
55	199.76	27.26	0.00	1.97	174.47	28.84	0.00	2.40	173.32
60	199.76	27.26	0.00	1.97	174.47	28.84	0.00	2.40	173.32
65	183.11	8.93	0.00	0.29	174.47	11.73	0.00	1.94	173.32
70	183.11	8.93	0.00	0.29	174.47	11.73	0.00	1.94	173.32
75	183.11	8.93	0.00	0.29	174.47	11.73	0.00	1.94	173.32
80	183.11	8.93	0.00	0.29	174.47	11.73	0.00	1.94	173.32
85	166.47	0.00	0.00	0.00	166.47	0.00	0.00	1.82	166.29
90	166.47	0.00	0.00	0.00	166.47	0.00	0.00	1.82	166.29
95	158.08	0.00	0.00	0.00	158.08	0.00	0.00	1.82	157.88
100	145.66	0.00	0.00	0.00	145.66	0.00	0.00	1.82	147.48
TOTALE (GWh)		190.90	3.22	20.74	999.09	190.90	0.00	17.49	995.84

TABLEAU 4.4.4
SOMMAIRE DE LA BALANCE ENERGETIQUE
(ANNEE NORMAL SANS NOUAKCHOTT)

ANNEE	DEMANDE DU SYSTEME	PRODUCTION A MANANTALI (ANNEE NORMAL)			PERIODE DE PRODUCTION ELEVEE							PERIODE DE PRODUCTION FAIBLE						
		PERIODE DE PRODUCTION			DEMANDE	MONOTERNE 228mm2			BITERNE 228mm2			DEMANDE	MONOTERNE 228mm2			BITERNE 228mm2		
		ELEVEE	FAIBLE	TOTALE		PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE	PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE		PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE			
(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)		
1996	934.8	389.0	362.1	751.1	334.7	350.1	61.9	46.4	369.2	34.5	0.0	599.7	362.1	43.3	280.8	362.1	25.9	263.5
1997	969.8	374.0	348.2	722.2	347.2	362.4	65.7	50.4	374.0	35.3	8.5	622.1	348.2	40.9	314.8	348.2	24.9	298.9
1998	1 026.5	359.1	334.2	693.3	367.5	359.1	64.7	73.1	359.1	33.1	41.5	658.4	334.2	38.7	362.9	334.2	24.1	348.2
1999	1 066.5	344.1	320.3	664.4	381.8	344.1	60.9	98.6	344.1	31.0	68.6	684.1	320.3	36.5	400.3	320.3	23.2	387.0
2000	1 213.9	329.2	306.4	635.6	434.5	329.2	57.0	162.4	329.2	29.1	134.5	778.7	306.4	35.0	507.2	306.4	22.6	494.9
2001	1 257.2	314.2	292.5	606.7	450.0	314.2	53.0	188.8	314.2	27.1	163.0	806.4	292.5	32.9	546.9	292.5	21.8	535.8
2002	1 302.7	299.2	278.5	577.8	466.3	299.2	49.1	216.2	299.2	25.3	192.4	835.6	278.5	31.0	588.1	278.5	21.1	578.1
2003	1 350.4	284.3	264.6	548.9	483.4	284.3	45.4	244.6	284.3	23.6	222.7	866.2	264.6	29.2	630.9	264.6	20.4	622.0
2004	1 482.3	269.3	250.7	520.0	530.6	269.3	42.2	303.5	269.3	22.0	283.4	950.8	250.7	27.8	728.0	250.7	19.9	720.1
2005	1 534.8	254.3	236.8	491.1	549.4	254.3	38.8	333.9	254.3	20.5	315.5	984.5	236.8	26.0	773.8	236.8	19.3	767.0
2006	1 588.5	239.4	222.8	462.2	568.6	239.4	35.5	364.8	239.4	19.0	348.3	1 018.9	222.8	24.3	820.4	222.8	18.7	814.8
2007	1 644.1	224.4	208.9	433.3	588.5	224.4	32.4	396.5	224.4	17.6	381.8	1 054.6	208.9	22.7	868.4	208.9	18.1	863.8
2008	1 701.6	209.5	195.0	404.4	609.1	209.5	29.5	429.2	209.5	16.4	416.0	1 091.5	195.0	20.8	917.4	195.0	17.5	914.0
2009	1 761.2	205.1	190.9	396.0	630.5	205.1	28.8	454.2	205.1	16.1	441.5	1 129.7	190.9	20.5	959.3	190.9	17.4	956.2
2010	1 822.8	205.1	190.9	396.0	652.5	205.1	29.1	476.6	205.1	16.2	463.6	1 169.2	190.9	20.7	999.1	190.9	17.5	995.8
2011	1 886.6	205.1	190.9	396.0	675.4	205.1	29.4	499.7	205.1	16.3	486.6	1 210.2	190.9	21.0	1 040.3	190.9	17.6	1 036.9
2012	1 952.6	205.1	190.9	396.0	699.0	205.1	29.7	523.6	205.1	16.5	510.4	1 252.5	190.9	21.3	1 082.9	190.9	17.7	1 079.4
2013	2 021.0	205.1	190.9	396.0	723.5	205.1	29.9	548.3	205.1	16.6	535.0	1 296.4	190.9	21.6	1 127.1	190.9	17.9	1 123.3
2014	2 091.7	205.1	190.9	396.0	748.8	205.1	30.1	573.8	205.1	16.8	560.5	1 341.7	190.9	22.0	1 172.8	190.9	18.0	1 168.9
2015	2 164.9	205.1	190.9	396.0	775.0	205.1	30.4	600.3	205.1	16.9	586.8	1 388.7	190.9	22.4	1 220.2	190.9	18.2	1 216.0
2016	2 240.7	205.1	190.9	396.0	802.1	205.1	30.6	627.7	205.1	17.0	614.1	1 437.3	190.9	22.9	1 269.3	190.9	18.4	1 264.8
2017	2 319.1	205.1	190.9	396.0	830.2	205.1	30.9	656.0	205.1	17.2	642.3	1 487.6	190.9	23.4	1 320.1	190.9	18.5	1 315.3
2018	2 400.3	205.1	190.9	396.0	859.3	205.1	31.2	685.4	205.1	17.4	671.5	1 539.7	190.9	23.7	1 372.5	190.9	18.7	1 367.5
2019	2 484.3	205.1	190.9	396.0	889.3	205.1	31.5	715.8	205.1	17.5	701.8	1 593.6	190.9	23.9	1 426.6	190.9	19.0	1 421.6
2020	2 571.3	205.1	190.9	396.0	920.5	205.1	31.8	747.2	205.1	17.7	733.1	1 649.3	190.9	24.2	1 482.7	190.9	19.2	1 477.6

TABLEAU 4.4.5
SOMMAIRE DE LA BALANCE ENERGETIQUE
(ANNEE NORMAL AVEC NOUAKCHOTT)

ANNEE	DEMANDE DU SYSTEME +NOUAK.	PRODUCTION A MANANTALI (ANNEE NORMAL)			PERIODE DE PRODUCTION ELEVEE						PERIODE DE PRODUCTION FAIBLE							
		PERIODE DE PRODUCTION			DEMANDE	MONOTERNE 228mm2			BITERNE 228mm2			DEMANDE	MONOTERNE 228mm2			BITERNE 228mm2		
		ELEVEE	FAIBLE	TOTALE		PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE	PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE		PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE			
(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)		
1996	1 031.5	389.0	362.1	751.1	369.3	382.4	71.9	58.8	389.0	37.8	18.0	661.7	362.1	43.7	343.3	362.1	26.1	325.7
1997	1 076.2	374.0	348.2	722.2	385.2	374.0	69.4	80.6	374.0	35.5	46.7	690.3	348.2	41.4	383.6	348.2	25.2	367.3
1998	1 143.4	359.1	334.2	693.3	409.3	359.1	65.4	115.7	359.1	33.3	83.5	733.5	334.2	39.3	438.5	334.2	24.3	423.6
1999	1 195.2	344.1	320.3	664.4	427.8	344.1	61.2	144.9	344.1	31.2	114.9	766.6	320.3	37.2	483.5	320.3	23.5	469.8
2000	1 355.4	329.2	306.4	635.6	485.2	329.2	57.4	213.4	329.2	29.3	185.4	869.5	306.4	35.8	598.9	306.4	23.0	586.0
2001	1 412.9	314.2	292.5	606.7	505.8	314.2	53.4	245.0	314.2	27.4	219.0	906.3	292.5	34.0	647.8	292.5	22.3	636.1
2002	1 473.9	299.2	278.5	577.8	527.6	299.2	49.6	278.0	299.2	25.6	254.0	945.5	278.5	32.1	699.0	278.5	21.6	688.5
2003	1 538.8	284.3	264.6	548.9	550.9	284.3	46.0	312.6	284.3	23.9	290.5	987.1	264.6	30.3	752.8	264.6	20.9	743.4
2004	1 689.6	269.3	250.7	520.0	604.8	269.3	42.9	378.4	269.3	22.4	357.9	1 083.8	250.7	29.0	862.1	250.7	20.5	853.6
2005	1 762.7	254.3	236.8	491.1	631.0	254.3	39.6	416.3	254.3	20.9	397.6	1 130.7	236.8	27.3	921.3	236.8	19.9	913.8
2006	1 831.3	239.4	222.8	462.2	655.6	239.4	36.4	452.6	239.4	19.5	435.6	1 174.7	222.8	25.5	977.4	222.8	19.3	971.1
2007	1 902.6	224.4	208.9	433.3	681.1	224.4	33.5	490.2	224.4	18.1	474.8	1 220.5	208.9	23.7	1 035.3	208.9	18.6	1 030.2
2008	1 977.0	209.5	195.0	404.4	707.7	209.5	30.7	528.9	209.5	16.9	515.2	1 268.1	195.0	22.0	1 095.2	195.0	18.0	1 091.2
2009	2 054.4	205.1	190.9	396.0	735.4	205.1	30.0	560.4	205.1	16.7	547.0	1 317.8	190.9	21.7	1 148.7	190.9	17.9	1 144.9
2010	2 135.1	205.1	190.9	396.0	764.3	205.1	30.3	589.5	205.1	16.8	576.1	1 369.6	190.9	22.2	1 200.9	190.9	18.1	1 196.8
2011	2 219.2	205.1	190.9	396.0	794.4	205.1	30.6	619.9	205.1	17.0	606.3	1 423.5	190.9	22.7	1 255.4	190.9	18.3	1 251.0
2012	2 306.9	205.1	190.9	396.0	825.8	205.1	30.9	651.6	205.1	17.2	637.9	1 479.8	190.9	23.3	1 312.2	190.9	18.5	1 307.4
2013	2 398.3	205.1	190.9	396.0	858.5	205.1	31.2	684.7	205.1	17.4	670.8	1 538.4	190.9	23.7	1 371.1	190.9	18.7	1 366.2
2014	2 493.5	205.1	190.9	396.0	892.6	205.1	31.6	719.1	205.1	17.6	705.1	1 599.5	190.9	24.0	1 432.6	190.9	19.0	1 427.6
2015	2 592.9	205.1	190.9	396.0	928.2	205.1	31.8	754.9	205.1	17.8	740.9	1 663.2	190.9	24.3	1 496.6	190.9	19.2	1 491.5
2016	2 696.4	205.1	190.9	396.0	965.3	205.1	32.1	792.3	205.1	18.0	778.2	1 729.6	190.9	24.6	1 563.4	190.9	19.4	1 558.1
2017	2 804.5	205.1	190.9	396.0	1 003.9	205.1	32.4	831.3	205.1	18.2	817.1	1 798.9	190.9	25.0	1 633.1	190.9	19.5	1 627.6
2018	2 917.2	205.1	190.9	396.0	1 044.3	205.1	32.7	871.9	205.1	18.5	857.7	1 871.3	190.9	25.5	1 705.8	190.9	19.7	1 700.1
2019	3 034.8	205.1	190.9	396.0	1 086.4	205.1	33.1	914.4	205.1	18.7	900.0	1 946.7	190.9	25.9	1 781.7	190.9	19.9	1 775.7
2020	3 157.6	205.1	190.9	396.0	1 130.3	205.1	33.5	958.8	205.1	19.0	944.2	2 025.4	190.9	26.4	1 860.9	190.9	20.1	1 854.6

TABLEAU 4.4.6
SOMMAIRE DE LA BALANCE ENERGETIQUE

(ANNEE HUMIDE SANS NOUAKCHOTT)

ANNEE	DEMANDE DU SYSTEME	PRODUCTION A MANANTALI (ANNEE HUMIDE)			PERIODE DE PRODUCTION ELEVEE						PERIODE DE PRODUCTION FAIBLE							
		PERIODE DE PRODUCTION			DEMANDE	MONOTERNE 228mm2			BITERNE 228mm2			DEMANDE	MONOTERNE 228mm2			BITERNE 228mm2		
		ELEVEE	FAIBLE	TOTALE		PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE	PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE		PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE	PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE
(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)		
1996	934.8	547.1	404.0	951.1	334.7	350.1	61.9	46.4	369.2	34.5	0.0	599.7	404.0	51.3	246.9	404.0	29.3	225.0
1997	969.8	532.1	390.1	922.2	347.2	362.4	65.7	50.4	384.1	36.9	0.0	622.1	390.1	48.7	280.7	390.1	28.2	260.3
1998	1 026.5	517.2	376.1	893.3	367.5	381.0	71.5	57.9	408.4	41.0	0.0	658.4	376.1	46.3	328.6	376.1	27.2	309.5
1999	1 066.5	502.2	362.2	864.4	381.8	392.5	75.2	64.4	425.8	44.0	0.0	684.1	362.2	43.9	365.8	362.2	26.2	348.1
2000	1 213.9	487.3	348.3	835.6	434.5	421.1	84.5	97.9	487.3	55.7	3.0	778.7	348.3	42.2	472.6	348.3	25.5	455.9
2001	1 257.2	472.3	334.4	806.7	450.0	426.9	86.4	109.6	472.3	52.9	30.6	806.4	334.4	40.0	512.0	334.4	24.6	496.7
2002	1 302.7	457.3	320.4	777.8	466.3	430.3	87.6	123.6	457.3	50.1	59.1	835.6	320.4	37.8	553.0	320.4	23.8	538.9
2003	1 350.4	442.4	306.5	748.9	483.4	433.3	88.6	138.7	442.4	47.4	88.5	866.2	306.5	35.8	595.5	306.5	23.0	582.7
2004	1 482.3	427.4	292.6	720.0	530.6	427.4	86.7	189.9	427.4	45.0	148.2	950.8	292.6	34.4	692.7	292.6	22.5	680.7
2005	1 534.8	412.4	278.7	691.1	549.4	412.4	81.9	218.9	412.4	42.5	179.4	984.5	278.7	32.5	738.3	278.7	21.8	727.6
2006	1 588.5	397.5	264.7	662.2	568.6	397.5	77.4	248.6	397.5	40.1	211.2	1 018.9	264.7	30.6	784.8	264.7	21.1	775.3
2007	1 644.1	382.5	250.8	633.3	588.5	382.5	72.9	279.0	382.5	37.8	243.8	1 054.6	250.8	28.7	832.5	250.8	20.4	824.2
2008	1 701.6	367.6	236.9	604.4	609.1	367.6	68.7	310.2	367.6	35.5	277.1	1 091.5	236.9	27.0	881.6	236.9	19.7	874.4
2009	1 761.2	363.2	232.8	596.0	630.5	363.2	67.5	334.8	363.2	35.0	302.3	1 129.7	232.8	26.8	923.7	232.8	19.6	916.5
2010	1 822.8	363.2	232.8	596.0	652.5	363.2	67.6	356.9	363.2	35.1	324.5	1 169.2	232.8	27.1	963.5	232.8	19.8	956.2
2011	1 886.6	363.2	232.8	596.0	675.4	363.2	67.7	379.8	363.2	35.3	347.5	1 210.2	232.8	27.4	1 004.7	232.8	20.0	997.3
2012	1 952.6	363.2	232.8	596.0	699.0	363.2	67.7	403.6	363.2	35.4	371.2	1 252.5	232.8	27.7	1 047.4	232.8	20.2	1 039.9
2013	2 021.0	363.2	232.8	596.0	723.5	363.2	67.8	428.1	363.2	35.6	395.9	1 296.4	232.8	28.0	1 091.6	232.8	20.3	1 083.9
2014	2 091.7	363.2	232.8	596.0	748.8	363.2	67.9	453.5	363.2	35.8	421.4	1 341.7	232.8	28.3	1 137.3	232.8	20.5	1 129.4
2015	2 164.9	363.2	232.8	596.0	775.0	363.2	68.0	479.8	363.2	35.9	447.8	1 388.7	232.8	28.7	1 184.6	232.8	20.6	1 176.5
2016	2 240.7	363.2	232.8	596.0	802.1	363.2	68.1	507.1	363.2	36.1	475.0	1 437.3	232.8	29.1	1 233.6	232.8	20.8	1 225.3
2017	2 319.1	363.2	232.8	596.0	830.2	363.2	68.3	535.3	363.2	36.3	503.3	1 487.6	232.8	29.5	1 284.3	232.8	21.0	1 275.8
2018	2 400.3	363.2	232.8	596.0	859.3	363.2	68.4	564.4	363.2	36.5	532.5	1 539.7	232.8	30.0	1 336.9	232.8	21.2	1 328.1
2019	2 484.3	363.2	232.8	596.0	889.3	363.2	68.5	594.6	363.2	36.7	562.8	1 593.6	232.8	30.5	1 391.3	232.8	21.4	1 382.2
2020	2 571.3	363.2	232.8	596.0	920.5	363.2	68.6	625.9	363.2	36.9	594.2	1 649.3	232.8	31.1	1 447.6	232.8	21.6	1 438.2

TABLEAU 4.4.7
SOMMAIRE DE LA BALANCE ENERGETIQUE

(ANNEE HUMIDE AVEC NOUAKCHOTT)

ANNEE	DEMANDE DU SYSTEME +NOUAK.	PRODUCTION A MANANTALI (ANNEE HUMIDE)			PERIODE DE PRODUCTION ELEVEE						PERIODE DE PRODUCTION FAIBLE							
		PERIODE DE PRODUCTION			DEMANDE	MONOTERNE 228mm2			BITERNE 228mm2			DEMANDE	MONOTERNE 228mm2			BITERNE 228mm2		
		ELEVEE	FAIBLE	TOTALE		PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE	PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE		PROD. A MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GEN. THERM. LOCALE			
																(GWh)	(GWh)	(GWh)
1996	1 031.5	547.1	404.0	951.1	369.3	382.4	71.9	58.8	410.6	41.3	0.0	661.7	404.0	51.7	309.4	404.0	29.5	287.2
1997	1 076.2	532.1	390.1	922.2	385.2	395.3	76.1	66.0	430.0	44.8	0.0	690.3	390.1	49.2	349.5	390.1	28.5	328.7
1998	1 143.4	517.2	376.1	893.3	409.3	409.6	80.7	80.4	459.6	50.3	0.0	733.5	376.1	46.9	404.3	376.1	27.5	384.8
1999	1 195.2	502.2	362.2	864.4	427.8	418.6	83.7	92.9	481.1	54.5	1.2	766.6	362.2	44.6	449.1	362.2	26.5	431.0
2000	1 355.4	487.3	348.3	835.6	485.2	433.6	88.7	140.3	487.3	55.9	53.8	869.5	348.3	43.1	564.2	348.3	25.9	547.1
2001	1 412.9	472.3	334.4	806.7	505.8	436.0	89.5	159.3	472.3	53.1	86.6	906.3	334.4	41.0	612.9	334.4	25.1	597.0
2002	1 473.9	457.3	320.4	777.8	527.6	437.6	90.1	180.1	457.3	50.4	120.7	945.5	320.4	39.0	664.0	320.4	24.3	649.3
2003	1 538.8	442.4	306.5	748.9	550.9	438.5	90.4	202.7	442.4	47.7	156.2	987.1	306.5	37.1	717.7	306.5	23.6	704.1
2004	1 689.6	427.4	292.6	720.0	604.8	427.4	86.7	264.1	427.4	45.3	222.7	1 083.8	292.6	35.8	827.0	292.6	23.1	814.3
2005	1 762.7	412.4	278.7	691.1	631.0	412.4	82.1	300.6	412.4	42.9	261.5	1 130.7	278.7	33.9	886.0	278.7	22.4	874.5
2006	1 831.3	397.5	264.7	662.2	655.6	397.5	77.5	335.6	397.5	40.6	298.6	1 174.7	264.7	32.0	942.0	264.7	21.7	931.7
2007	1 902.6	382.5	250.8	633.3	681.1	382.5	73.3	371.8	382.5	38.3	336.9	1 220.5	250.8	30.4	1 000.0	250.8	21.1	990.7
2008	1 977.0	367.6	236.9	604.4	707.7	367.6	69.0	409.2	367.6	36.2	376.3	1 268.1	236.9	28.4	1 059.7	236.9	20.5	1 051.7
2009	2 054.4	363.2	232.8	596.0	735.4	363.2	67.9	440.1	363.2	35.7	407.9	1 317.8	232.8	28.2	1 113.2	232.8	20.4	1 105.4
2010	2 135.1	363.2	232.8	596.0	764.3	363.2	68.0	469.1	363.2	35.9	437.0	1 369.6	232.8	28.6	1 165.3	232.8	20.6	1 157.4
2011	2 219.2	363.2	232.8	596.0	794.4	363.2	68.1	499.4	363.2	36.1	467.3	1 423.5	232.8	29.0	1 219.7	232.8	20.7	1 211.5
2012	2 306.9	363.2	232.8	596.0	825.8	363.2	68.2	530.9	363.2	36.3	498.9	1 479.8	232.8	29.5	1 276.4	232.8	21.0	1 267.9
2013	2 398.3	363.2	232.8	596.0	858.5	363.2	68.4	563.7	363.2	36.5	531.8	1 538.4	232.8	30.0	1 335.6	232.8	21.2	1 326.8
2014	2 493.5	363.2	232.8	596.0	892.6	363.2	68.5	598.0	363.2	36.7	566.1	1 599.5	232.8	30.5	1 397.2	232.8	21.4	1 388.1
2015	2 592.9	363.2	232.8	596.0	928.2	363.2	68.7	633.7	363.2	37.0	601.9	1 663.2	232.8	31.2	1 461.6	232.8	21.7	1 452.1
2016	2 696.4	363.2	232.8	596.0	965.3	363.2	68.9	670.9	363.2	37.2	639.3	1 729.6	232.8	32.0	1 528.9	232.8	22.0	1 518.8
2017	2 804.5	363.2	232.8	596.0	1 003.9	363.2	69.0	709.8	363.2	37.4	678.2	1 798.9	232.8	32.8	1 599.0	232.8	22.3	1 588.5
2018	2 917.2	363.2	232.8	596.0	1 044.3	363.2	69.2	750.3	363.2	37.7	718.8	1 871.3	232.8	33.2	1 671.6	232.8	22.7	1 661.1
2019	3 034.8	363.2	232.8	596.0	1 086.4	363.2	69.3	792.5	363.2	38.0	761.2	1 946.7	232.8	33.4	1 747.3	232.8	23.0	1 736.9
2020	3 157.6	363.2	232.8	596.0	1 130.3	363.2	69.4	836.5	363.2	38.3	805.4	2 025.4	232.8	33.7	1 826.4	232.8	23.3	1 816.0

4.5

STABILITÉ DE LA TENSION

La stabilité de la tension en régime permanent de l'option monoterne a été étudiée.

Le tableau suivant montre les variations de tension pour une diminution de la charge de 10% (15 MW) considérant les conditions présentées aux écoulements de puissance (Figures 4.2.6 et 4.2.13):

	Ligne monoterne (2X228mm ²)			Ligne biterne (2X228mm ²)		
			Variation			Variation
Charge Région de Dakar (MW)	147.4	132.4		147.4	132.4	
Tension de barre (pu)						
Manantali 225 kV	1.024	1.036	+1.17%	1.020	1.029	+0.88%
Kayes 225 kV	1.054	1.087	+3.13%	1.028	1.047	+1.85%
Bakel 225 kV	--	--	--	1.030	1.055	+2.43%
Mantani 225 kV	1.010	1.055	+4.46%	1.032	1.062	+2.91%
Dagana 225 kV	0.970	1.029	+6.08%	1.035	1.072	+3.57%
Sakal 225 kV	0.973	1.036	+6.47%	1.029	1.067	+3.69%
Tobène 225 kV	0.972	1.035	+6.48%	1.016	1.055	+3.84%
Tobène 90 kV	0.958	1.005	+4.91%	1.001	1.032	+3.09%
Thies 90 kV	0.967	1.005	+3.93%	0.977	1.003	+2.66%
Cap des Biches 90 kV	1.000	1.020	+2.000%	0.960	0.973	+1.35%
Sortie des génératrices						
Manantali P MW	175.5	150.0	-25.5	175.4	154.9	-20.5
Q MVar	-27.2	-47.7	-20.5	-20.3	-37.5	-17.2
Cap des Biches P MW	52.6	52.6	-	35.9	35.9	-
Q MVar	120.8	88.3	-32.5	69.7	46.1	-23.6

On peut remarquer que les variations de tension sur la ligne 225 kV sont, à ce niveau de puissance, environ de 2% supérieures pour l'option monoterne que pour l'option biterne.

Ce tableau montre que la variation de la charge totale a été imposée à la génératrice de Manantali. En pratique, la production locale absorberait une partie (sinon la plupart) de la variation de charge et réduirait ainsi l'ampleur de la variation de la tension sur la ligne 225 kV à partir de Manantali. Parce que la production raccordée sera généralement plus grande dans le cas d'une ligne monoterne (à cause des pertes plus élevées et afin de maintenir la stabilité), les génératrices réduiront, en pratique, la variation de la tension le long de la ligne monoterne et ce, plus efficacement que pour la ligne biterne.

On peut conclure que la ligne monoterne, en considérant l'effet d'une production locale, aura une stabilité de tension en régime permanent comparable à la ligne biterne.

Les Figures 4.2.1 à 4.2.13 montrent que le nombre de réactances shunt à manoeuvrer, par rapport au changement de la puissance transmise de Manantali, est plus grand dans le cas d'une ligne biterne. Une variation de 90 MW (de 60 MW à 150 MW) dans la puissance transportée nécessite la manoeuvre de 2 réactances pour la ligne monoterne et de 3 réactances pour la ligne biterne.

Il a aussi été trouvé, dans l'étude de correction du facteur de puissance par des condensateurs shunts (Figures 4.2.16 et 4.2.17) que la stabilité de la tension dans l'option biterne, avec des transits de 180 et 200 MW, était extrêmement faible lorsqu'aucune génération locale n'était raccordée à Dakar. Il est suspecté qu'un compensateur statique de ± 50 MVar soit requis dans l'option biterne lors d'un transit de 200 MW. Ce besoin en compensation n'a pas été étudié de façon très détaillée et n'a pas été inclus dans l'évaluation économique. Si l'option biterne venait à être choisie, cet aspect devra être étudié en détails.

5.0 ANALYSE ÉCONOMIQUE

5.0

ANALYSE ÉCONOMIQUE

5.1

COÛTS DES LIGNES DE TRANSPORT

Les Figures 5.1.1 et 5.1.2 montrent les pylônes considérés pour l'estimation des coûts des lignes des options monoterne et biterne. Des fondations en grillage d'acier ont été considérées pour les deux options.

Deux conducteurs jumelés en alliage d'aluminium (AAAC) de 228 mm² de section et un câble de garde en aluminium avec armature d'acier (ACSR) de 91 mm² de section ont été considérés pour les deux lignes.

Pour l'option biterne, les coûts unitaires pour la fourniture et l'installation ont été réduits en considérant qu'un escompte pourrait être obtenu dû à la quantité de matériel à acheter et installer.

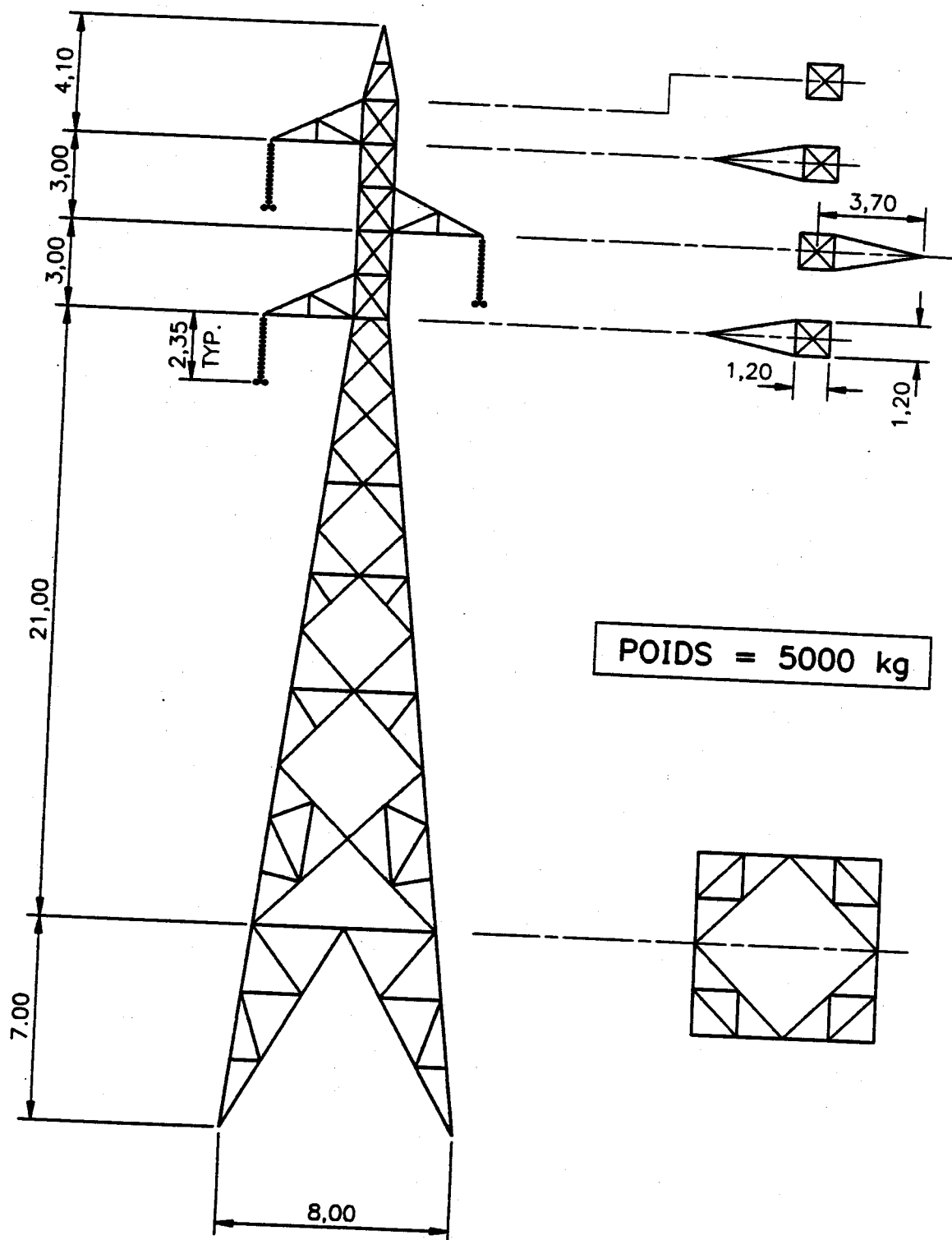
Étant donné que le tronçon de ligne Sakal-Tobène a déjà été réalisé par la SÉNÉLEC en technique biterne avec un seul terne équipé, seul le coût pour équiper le second terne a été estimé pour l'option biterne.

Le coût total pour chacun des tronçons de la ligne a été calculé en utilisant le coût kilométrique de base, indiqué aux Tableaux 5.1.1 et 5.1.2, et augmenté d'un facteur multiplicatif afin de tenir compte des difficultés d'accès et/ou des différentes régions du tracé des lignes.

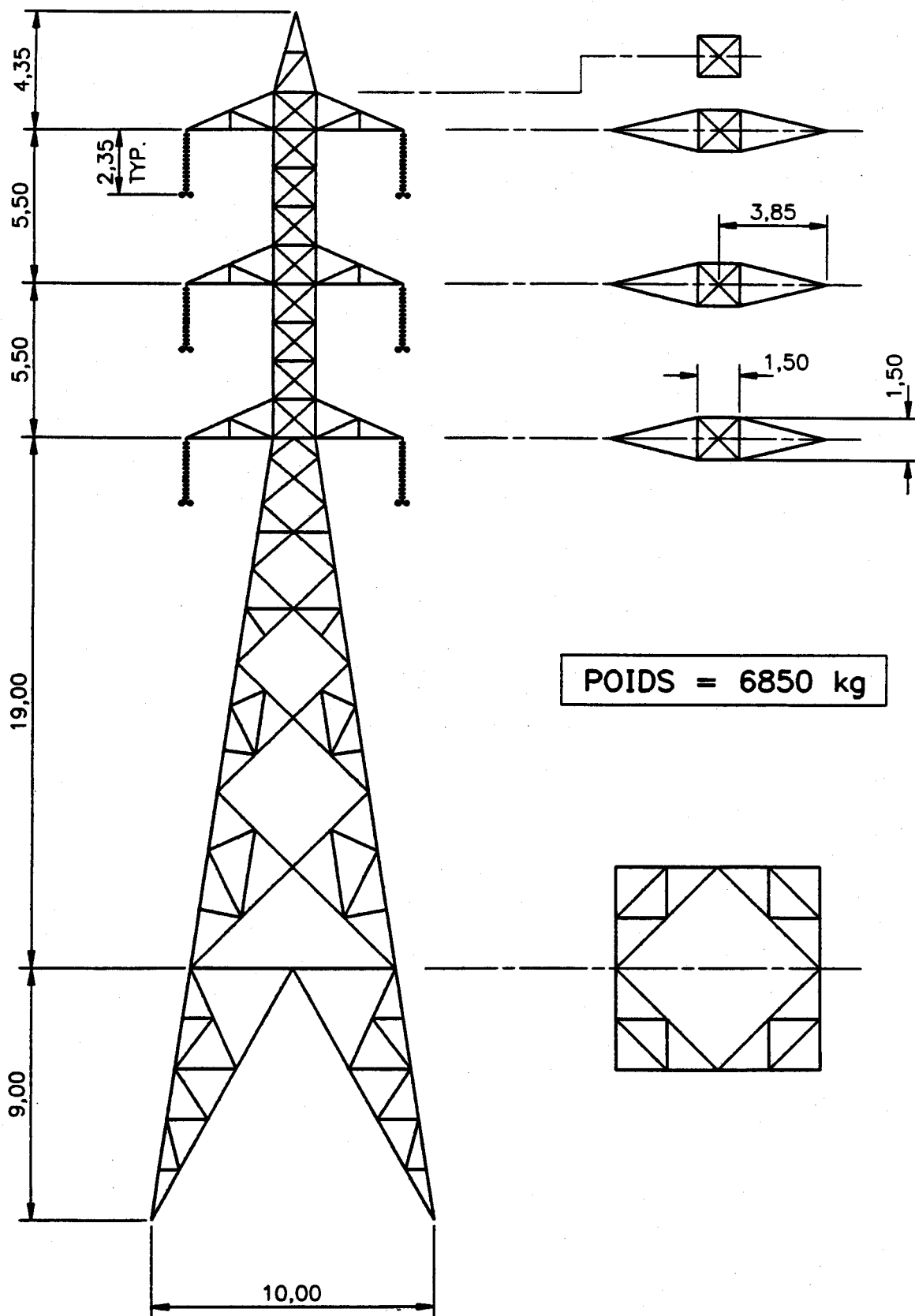
Le tableau ci-dessous résume les coûts totaux estimés de chaque tronçon de la ligne Manantali-Tobène pour les options monoterne et biterne.

Ligne	Distance km	Coût de base/km (MFCFA 1993)		Facteur de difficulté	Coût total des lignes (MFCFA 1993)	
		Monoterne	Biterne		Monoterne	Biterne
Manantali-Kayes	184	30	44	1.10	6 072	8 906
Kayes-Matam	243	30	44	1.05	7 655	11 227
Matam-Dagana	267	30	44	1.0	8 010	11 748
Dagana-Sakal	112	30	44	1.0	3 360	4 928
Sakal-Tobène	124	-	-	1.0	-	1 357
TOTAL	930	-	-	-	25 097	38 166

Le coût total de la ligne Manantali-Tobène pour l'option biterne sera de 13 069 MFCFA supérieur au coût de l'option monoterne.



PYLÔNE 225 kV - MONOTERNE
FIGURE 5.1.1



PYLÔNE 225 kV - BITERNE

FIGURE 5.1.2

PROJET OMVS LIGNE DE TRANSPORT D'ENERGIE A 225 kV

TABLEAU 5.1.1

LIGNE MONOTERNE - PYLONE RIGIDE - SOL NORMAL - FNDT. GRILLAGE METALLIQUE

\$ CAN SEPTEMBRE 1993

CONDUCTEUR 228mm²		PORTEE : 500m	QUANT	UNIT	COUT		COUT		COUT	
FAISCEAUX 2 COND		CIRCUIT: 1			FOURNITURE		INSTALLATION		TOTAL	
DESCRIPTION					C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
ROUTES DE CONSTRUCTION (PISTE)			100	km	12600	1260000	2980	298000	15580	1558000
ARPEMENT & PIQUETAGE			100	km	40	4000	400	40000	440	44000
DEBOISEMENT			480	ha	---	0	1500	720000	1500	720000
ARBRES & BUISSONS						0		0		0
FONDATEMENTS			201	un	3425	688430	2365	475370	5790	1163800
GRILLAGE (2140kg)										
BETON			S/O	un	---	0	---	0	0	0
ROC			S/O	un	---	0	---	0	0	0
						0		0	0	0
PYLONES			201	un	8000	1608000	3165	636170	11165	2244170
ALIGNEMENT 0°- 5°										
ANGLE 60°- 90°			S/O	un	---	0	---	0	0	0
FIN DE COURSE			S/O	un	---	0	---	0	0	0
TRAVERSEE			S/O	un	---	0	---	0	0	0
						0		0	0	0
HAUBANS			S/O	un	---	0	---	0	0	0
ACIER						0		0	0	0
ANCRAGES D'HAUBANS			S/O	un	---	0	---	0	0	0
FORES M-T						0		0	0	0
FORES ROC			S/O	un	---	0	---	0	0	0
PIEUX "H"			S/O	un	---	0	---	0	0	0
						0		0	0	0
ASSEMBLAGE			603	un	535	322610	130	78390	665	401000
D'ISOLATEURS										
SUSPENSION EN "T"			S/O	un	---	0	---	0	0	0
SUSPENSION EN "V"			S/O	un	---	0	---	0	0	0
SUSPENS. CAVALIERS			S/O	un	---	0	---	0	0	0
TENSION ARRETS			S/O	un	---	0	---	0	0	0
						0		0	0	0
CABLE DE GARDE			100	km	1230	123000	1565	156500	2795	279500
ACSR 91mm²										
ATTACHES			201	un	80	16080	40	8040	120	24120
						0		0	0	0
CONDUCTEURS			600	km	3640	2184000	1750	1050000	5390	3234000
ARVIDAL 228mm²										
ESPACEURS			19200	un	8	153600	10	192000	18	345600
AMORTISSEURS			2400	un	35	84000	15	36000	50	120000
CONDUCTEUR										
STOCKBRIDGE			800	un	29	23200	10	8000	39	31200
CABLE DE GARDE						0		0	0	0
M.A.L.T.			201	un	250	50250	140	28140	390	78390
						0		0	0	0
PLAQUES D'IDENTIFICATION			201	un	60	12060	30	6030	90	18090
						0		0	0	0
TRANSPORT MARITIME			2200	ton	200	440000	---	---	200	440000
TRANSPORT LOCAL			2200	ton	160	352000	---	---	160	352000
SOUS-TOTAL						7321230		3732640		11053870
INGENIERIE & GERANCE			12	%	---	878550	---	447920	---	1326470
SOUS-TOTAL						8199780		4180560		12380340
IMPREVUS			10	%	---	819980	---	418060	---	1238040
TOTAL					---	9019760	---	4598620	---	13618380
COUT PAR KM EN \$ CDN			100	km	90200		46000		136200	
COUT PAR KM EN MFCFA					19844		10120		29964	

DATE: 10/07/93

1\$ CDN = 220 FCFA

PROJET OMVS LIGNE DE TRANSPORT D'ENERGIE A 225 kV

TABLEAU 5.1.2

LIGNE BITERNE - PYLONE RIGIDE - SOL NORMAL - FNDT. GRILLAGE METALLIQUE

\$ CAN SEPTEMBRE 1993

CONDUCTEUR 228mm²		PORTEE :	500m	QUANT	UNIT	COUT		COUT		COUT	
FAISCEAUX 2 COND		CIRCUIT:	2			FOURNITURE		INSTALLATION		TOTAL	
DESCRIPTION						C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
ROUTES DE CONSTRUCTION (PISTE)				100	km	12600	1260000	2980	298000	15580	1558000
ARPENTAGE & PIQUETAGE				100	km	40	4000	400	40000	440	44000
DEBOISEMENT				550	ha	---	0	1500	825000	1500	825000
ARBRES & BUISSONS							0		0	0	0
FONDATEMENTS				201	un	4620	928620	3050	613050	7670	1541670
GRILLAGE (3040kg)											
BETON				S/O	un	---	0	---	0	0	0
ROC				S/O	un	---	0	---	0	0	0
							0		0	0	0
PYLONES				201	un	10412	2092810	4118	827720	14530	2920530
ALIGNEMENT 0°- 5°											
ANGLE 60°- 90°				S/O	un	---	0	---	0	0	0
FIN DE COURSE				S/O	un	---	0	---	0	0	0
TRAVERSEE				S/O	un	---	0	---	0	0	0
							0		0	0	0
HAUBANS				S/O	un	---	0	---	0	0	0
ACIER							0		0	0	0
							0		0	0	0
ANCRAGES D'HAUBANS				S/O	un	---	0	---	0	0	0
FORES M-T							0		0	0	0
FORES ROC				S/O	un	---	0	---	0	0	0
PIEUX "H"				S/O	un	---	0	---	0	0	0
							0		0	0	0
ASSEMBLAGE				1206	un	508	612650	123.5	148940	632	761590
SUSPENSION EN "T"											
DISOLATEURS				S/O	un	---	0	---	0	0	0
SUSPENSION EN "V"							0		0	0	0
SUSPENS. CAVALIERS				S/O	un	---	0	---	0	0	0
TENSION ARRETS				S/O	un	---	0	---	0	0	0
							0		0	0	0
CABLE DE GARDE				100	km	1230	123000	1720	172000	2950	295000
ACSR 91mm²											
ATTACHES				201	un	80	16080	40	8040	120	24120
							0		0	0	0
CONDUCTEURS				1200	km	3458	4149600	1662.5	1995000	5121	6144600
ARVIDAL 228mm²											
ESPACEURS				38400	un	7.6	291840	9.5	364800	17	656640
AMORTISSEURS				4800	un	33.25	159600	14.25	68400	48	228000
CONDUCTEUR											
STOCKBRIDGE				800	un	29	23200	10	8000	39	31200
CABLE DE GARDE							0		0	0	0
							0		0	0	0
M.A.L.T.				201	un	250	50250	140	28140	390	78390
							0		0	0	0
PLAQUES D'IDENTIFICATION				201	un	60	12060	30	6030	90	18090
							0		0	0	0
TRANSPORT MARITIME				3250	ton	190.5	619130	---	---	191	619130
TRANSPORT LOCAL				3250	ton	152	494000	---	---	152	494000
SOUS-TOTAL							10836840		5403120		16239960
INGENIERIE & GERANCE				12	%	---	1300420	---	648370	---	1948790
SOUS-TOTAL							12137260		6051490		18188750
IMPREVUS				10	%	---	1213730	---	605150	---	1818880
TOTAL						---	13350990	---	6656640	---	20007630
COUT PAR KM EN \$ CDN				100	km	133500		66600		200100	
COUT PAR KM EN MFCFA						29370		14652		44022	

DATE: 10/07/93

1\$ CDN = 220 FCFA

5.2

COMPENSATION RÉACTIVE ET SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATION

La compensation réactive retenue pour l'estimation des coûts dans ce rapport a été déterminée par les études de mise sous tension de la ligne.

Pour la ligne monoterne, la compensation réactive suivante est considérée:

- Condensateurs série:

1 x 39 MVar	Poste Kayes
2 x 39 MVar	Poste Matam
1 x 39 MVar	Poste Dagana

Il peut être observé que les condensateurs série de 39 MVar ont une capacité deux fois plus grande que la capacité requise selon les études d'écoulement de puissance décrites à la section 4.2. Les condensateurs série à 39 MVar ont été néanmoins considérés dans l'estimé des coûts pour les raisons indiquées à la section 3.1.

- Réactances shunt:

2 x 20 MVar	Poste Manantali
2 x 20 MVar	Poste Kayes
2 x 20 MVar	Poste Matam
1 x 20 MVar	Poste Dagana
1 x 20 MVar	Poste Sakal
1 x 20 MVar	Poste Tobène
1 x 20 MVar	Unité de réserve

La compensation réactive considérée pour la ligne biterne est:

- Réactances shunt:

3 x 20 MVar	Poste Manantali
3 x 20 MVar	Poste Kayes
4 x 20 MVar	Poste Matam
3 x 20 MVar	Poste Dagana
2 x 20 MVar	Poste Sakal
2 x 20 MVar	Poste Tobène
1 x 20 MVar	Unité de réserve

Les coûts du poste à Manantali n'ont pas été inclus dans ce rapport; néanmoins, le coût de la réactance shunt additionnelle requise à Manantali pour l'option biterne a été inclus dans l'estimé.

Il est considéré que toutes les réactances shunt sont connectées aux barres des postes par un disjoncteur tel qu'indiqué sur les schémas unifilaires des Figures 5.3.1 à 5.3.10. Dans la conception finale, il est possible que quelques-unes de ces réactances soient connectées directement sur les lignes.

Les prix utilisés pour l'estimation du coût de la compensation réactive et des équipements des postes ont été fournis par le Consortium Allemand Fichtner/Lahmeyer.

Les systèmes de télécommunication considérés dans ce rapport ont été recommandés par Électricité de France (ÉDF) et comprennent les équipements suivants:

- Ligne monoterne Manantali-Tobène:
 - voie de communication normale par courant porteur ligne (CPL);
 - voie de secours par liaison hertzienne privée.
- Ligne biterne Manantali-Tobène:
 - voie de communication normale par CPL;
 - voie de secours par CPL.

Les prix des systèmes de télécommunication utilisés dans l'estimation des coûts ont été fournis par ÉDF.

5.3

COÛTS DES POSTES

Pour l'estimation du coût des postes, des schémas unifilaires ont été préparés pour les options monoterne et biterne en tenant compte des équipements indiqués pour chacun des postes dans les termes de référence ainsi que la compensation réactive shunt et série, et les systèmes de télécommunication mentionnés dans la section 5.2.

Le concept de base prévoit des postes à deux jeux de barres pour les deux options avec disjoncteur pour chaque départ de ligne, un disjoncteur de couplage et un disjoncteur pour chaque transformateur. Pour les postes 225/90/30 kV, des transformateurs à trois enroulements seront utilisés. Les connexions à 90 et 30 kV sont réalisées sur des barres simples avec deux sorties de lignes à 90 kV et quatre à 30 kV.

Le coût estimé des postes a donc été calculé en considérant les équipements détaillés aux Figures 5.3.1 à 5.3.5 pour l'option monoterne et aux Figures 5.3.6 à 5.3.10 pour l'option biterne.

Les Tableaux 5.3.1 à 5.3.5 montrent le détail des coûts pour l'option monoterne et les Tableaux 5.3.6 à 5.3.10 pour l'option biterne.

Le tableau ci-dessous présente un récapitulatif des coûts des options monoterne et biterne incluant la compensation shunt et série, et les systèmes de télécommunication.

POSTE	COÛT TOTAL DES POSTES (MFCFA 1993)	
	Option Monoterne	Option Biterne
Kayes	2 896	3 222
Matam	3 768	3 879
Dagana	2 596	3 250
Sakal	797	1 647
Tobène	1 748	2 424
Réactance additionnelle à Manantali	-	122
Réactance de réserve	122	122
Système de télécommunication (Manantali-Tobène)	1 725	450
TOTAL (MFCFA 1993)	13 652	15 116

Le coût total des postes pour l'option biterne sera donc de 1464 MFCFA supérieur au coût des postes pour l'option monoterne.

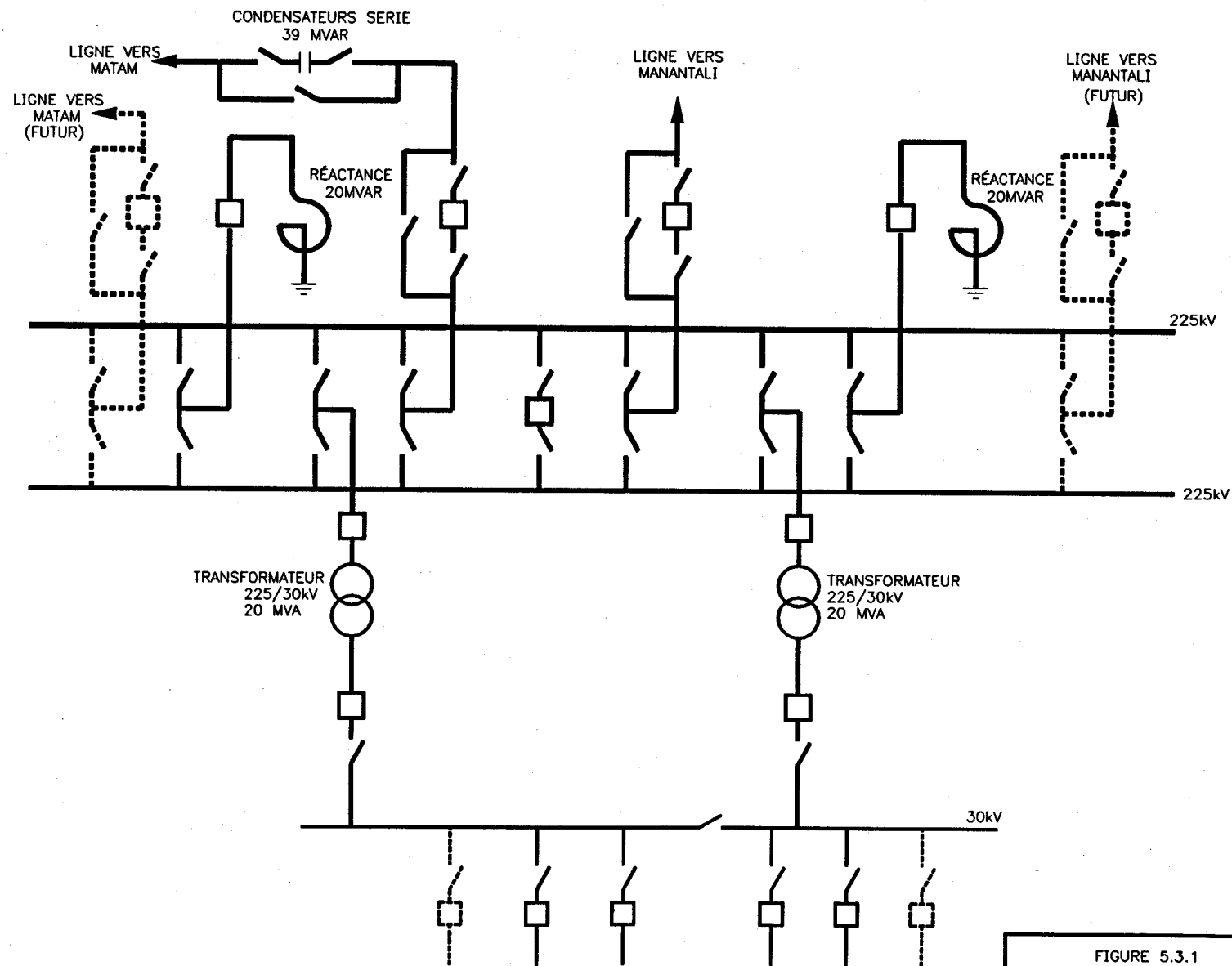


FIGURE 5.3.1
POSTE 225/30 kV À KAYES
OPTION MONOTERNE

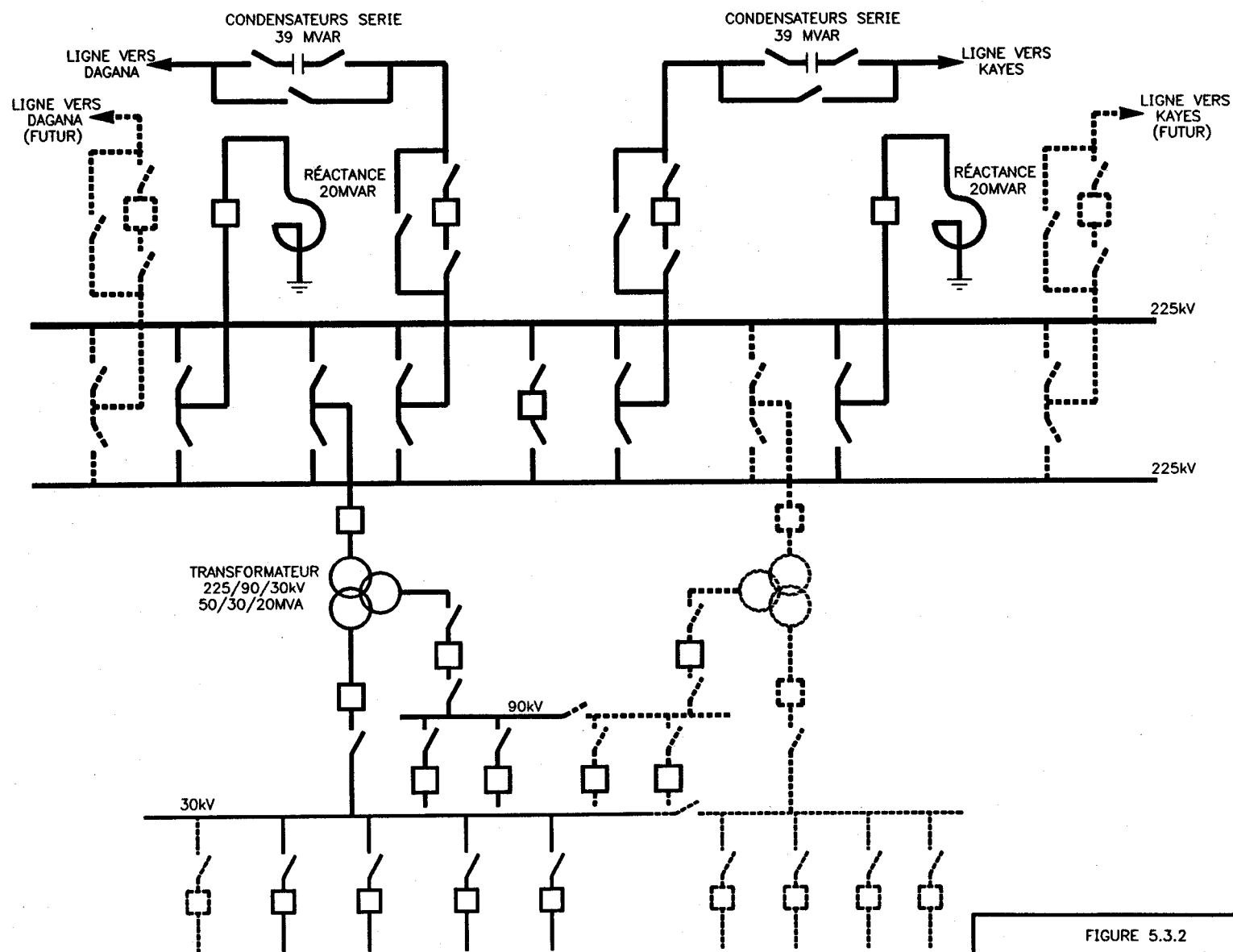


FIGURE 5.3.2
POSTE 225/90/30 kV À MATAM
OPTION MONOTERNE

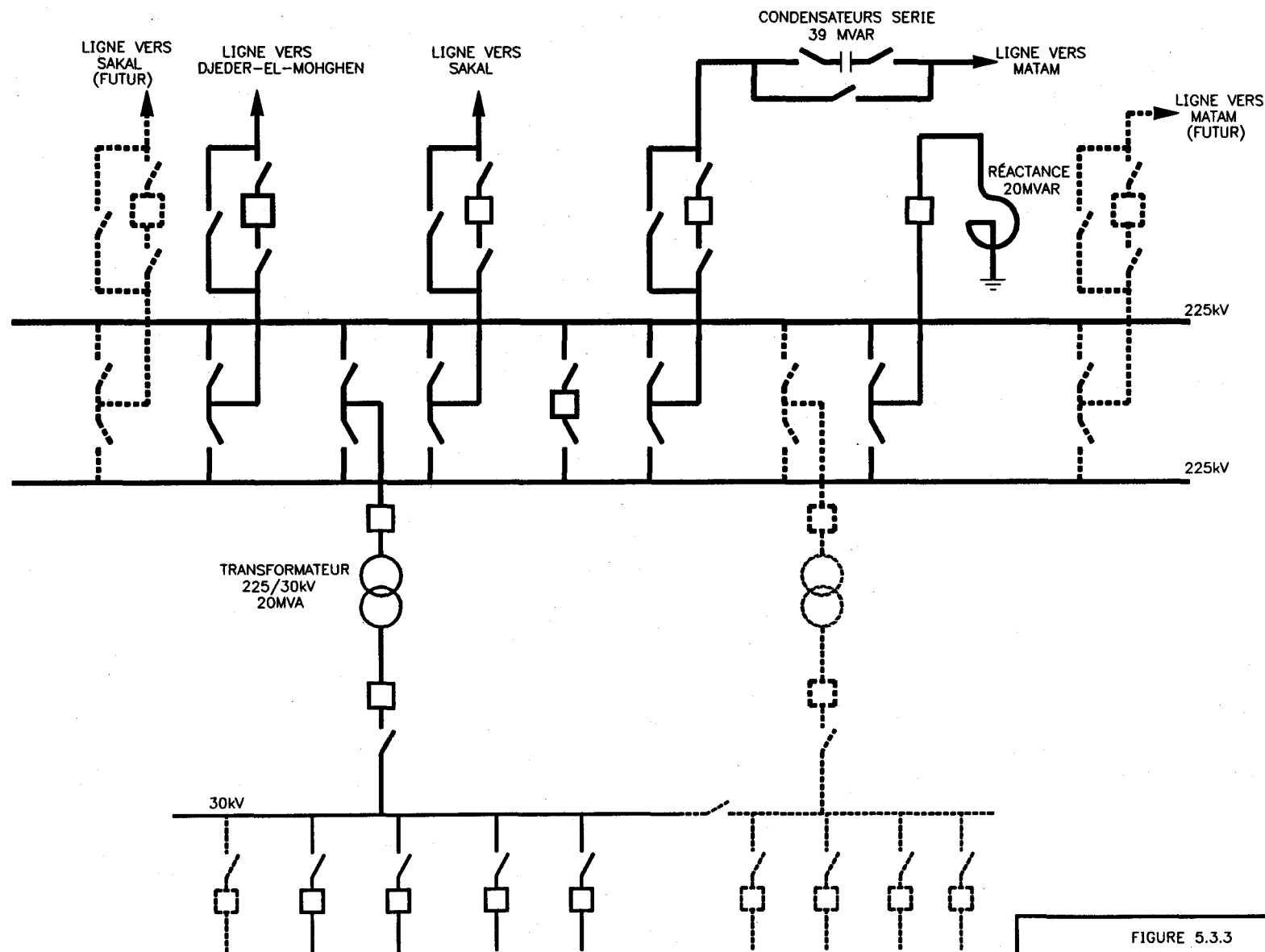


FIGURE 5.3.3
POSTE 225/30 kV À DAGANA
OPTION MONOTERNE

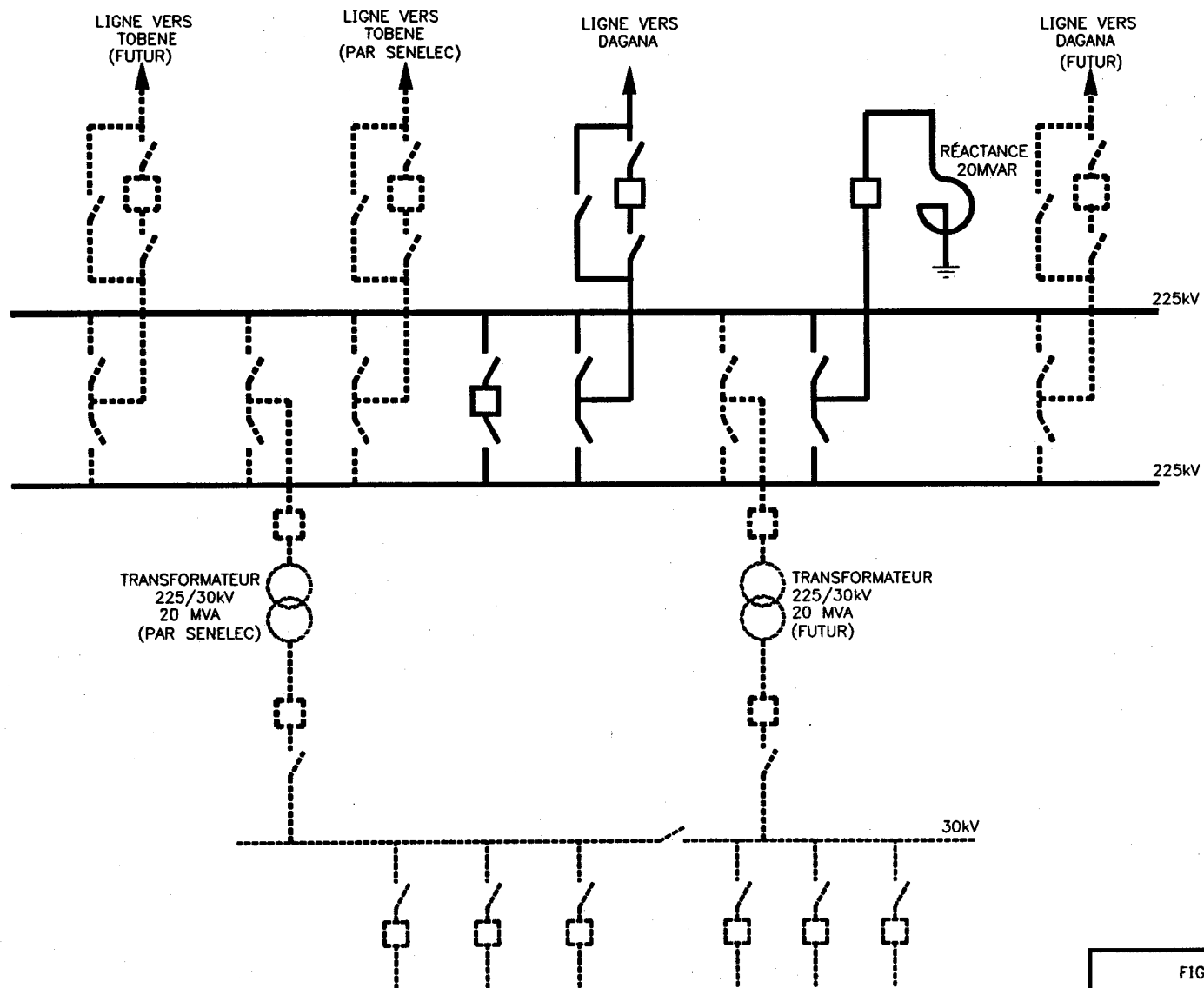


FIGURE 5.3.4
POSTE 225/30 kV À SAKAL
OPTION MONOTERNE

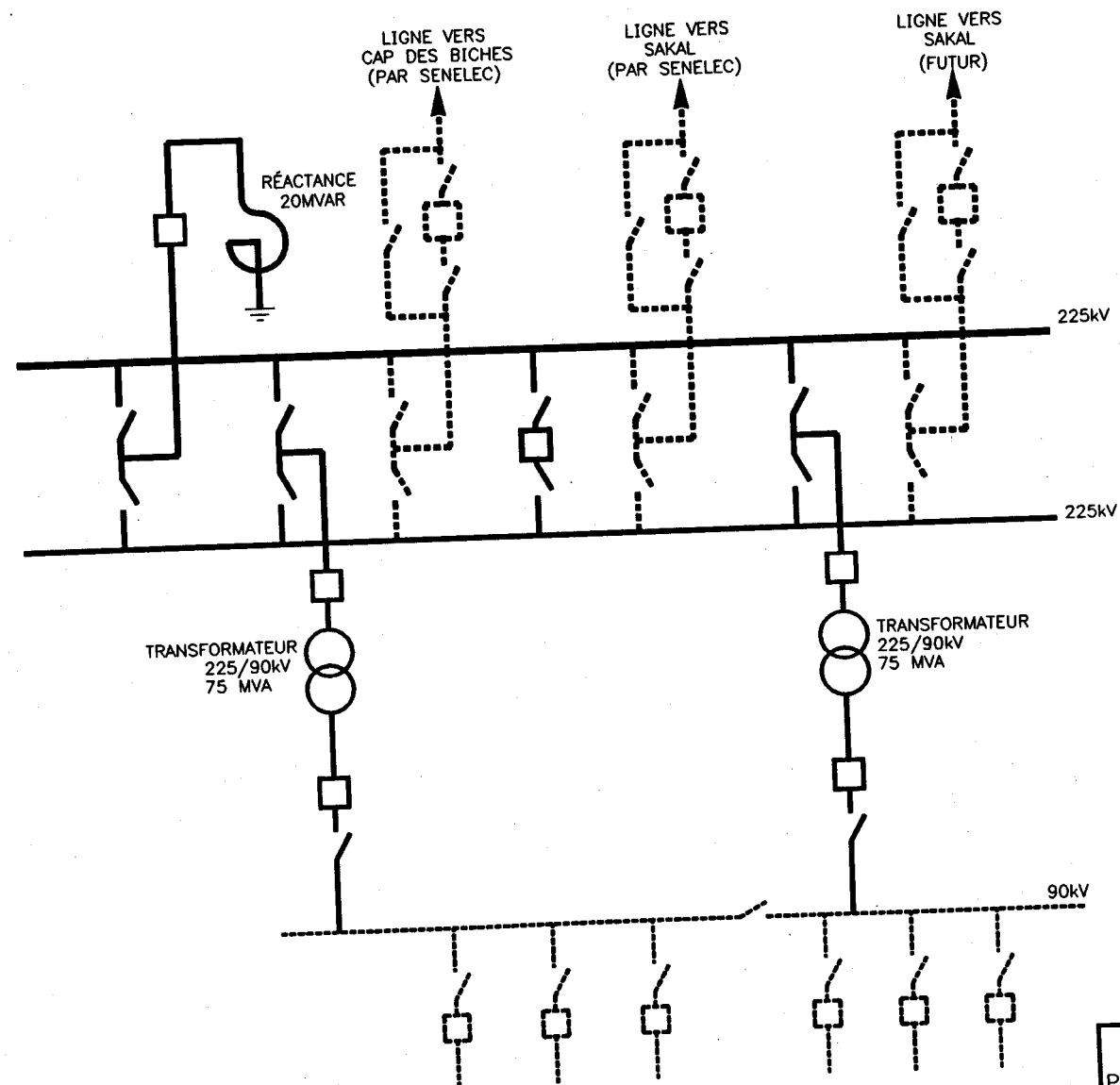


FIGURE 5.3.5
POSTE 225/90 kV À TOBENE
OPTION MONOTERNE

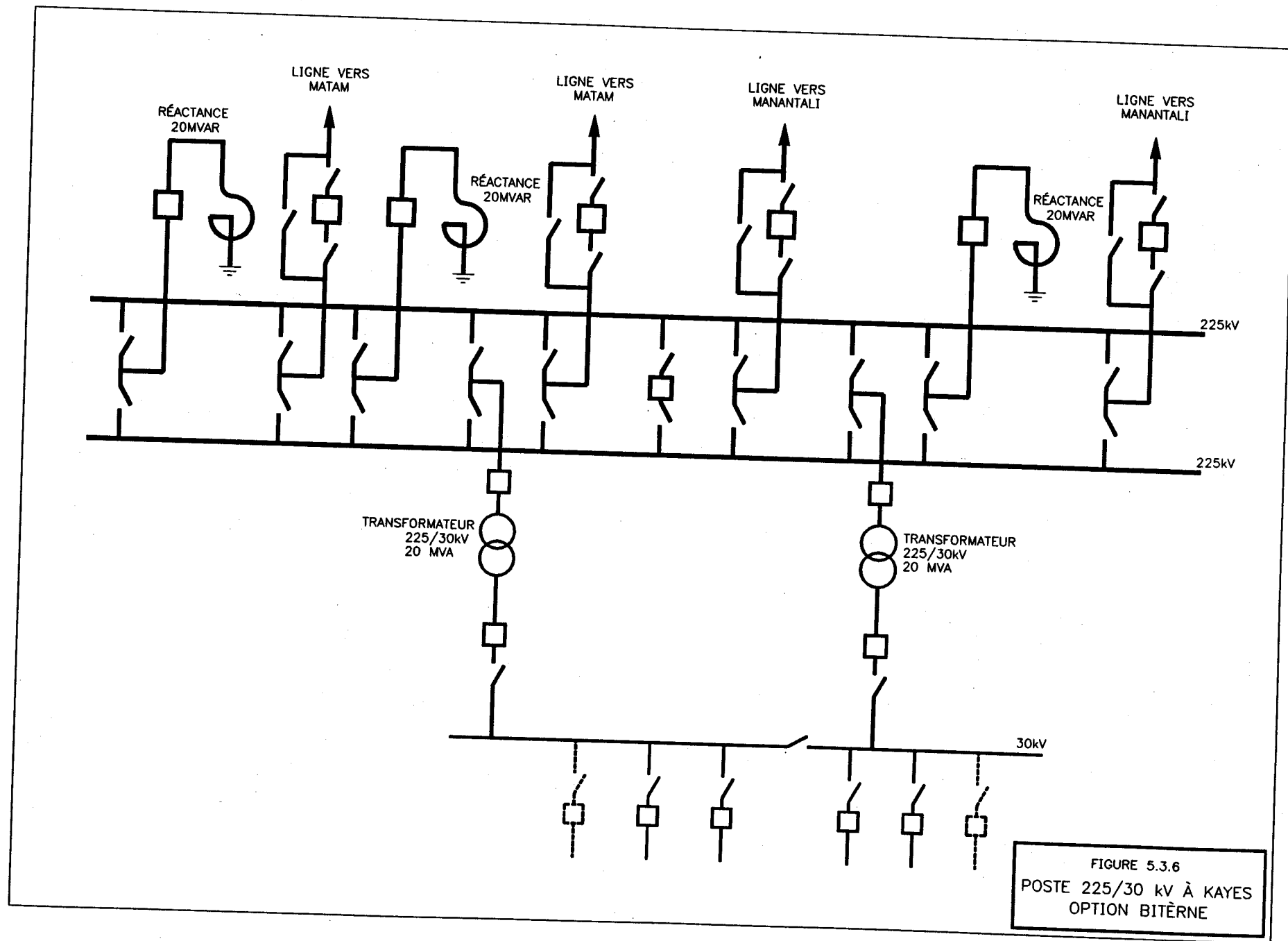


FIGURE 5.3.6
 POSTE 225/30 kV À KAYES
 OPTION BITÈRNE

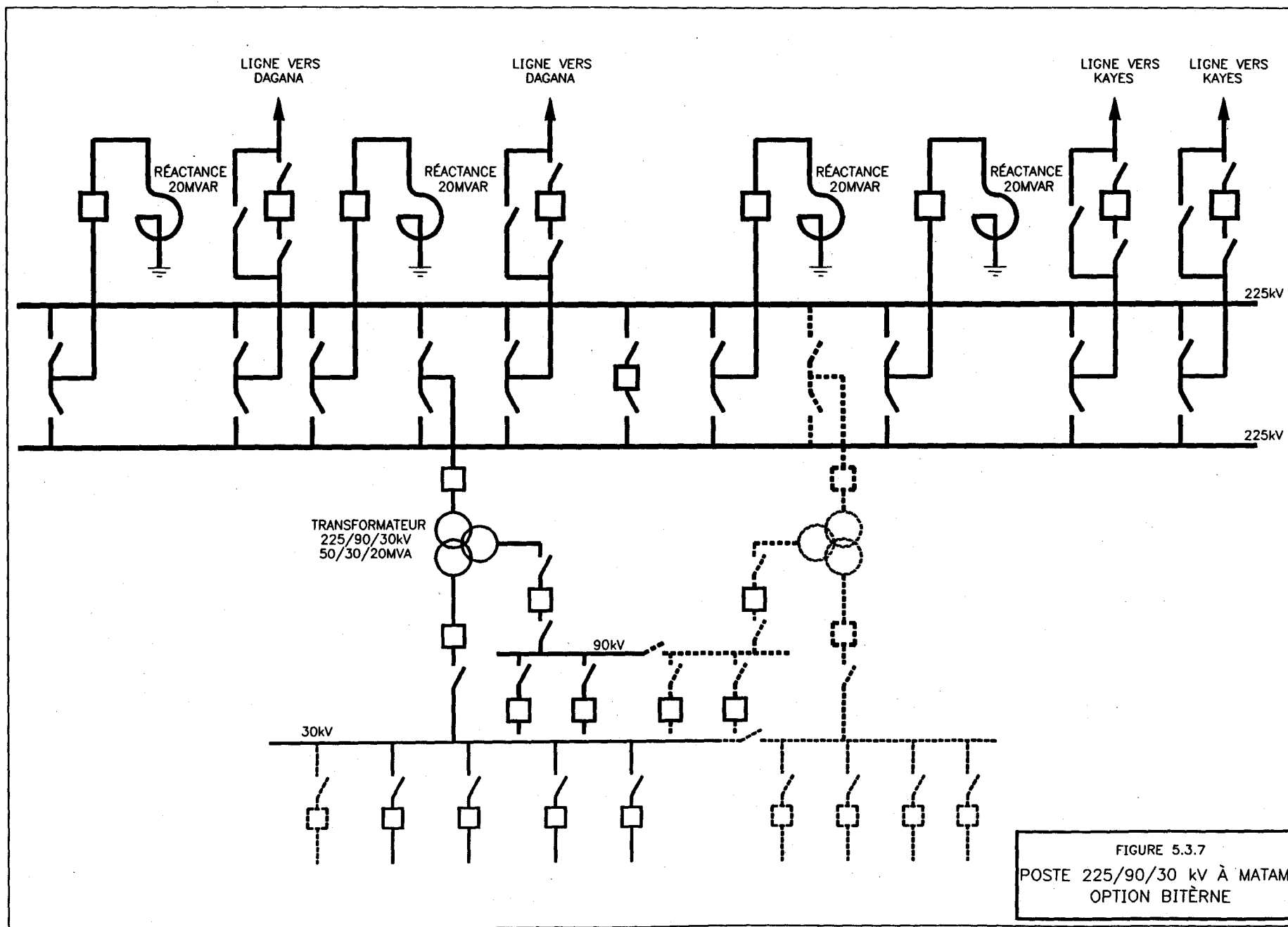


FIGURE 5.3.7
 POSTE 225/90/30 kV À MATAM
 OPTION BITÈRNE

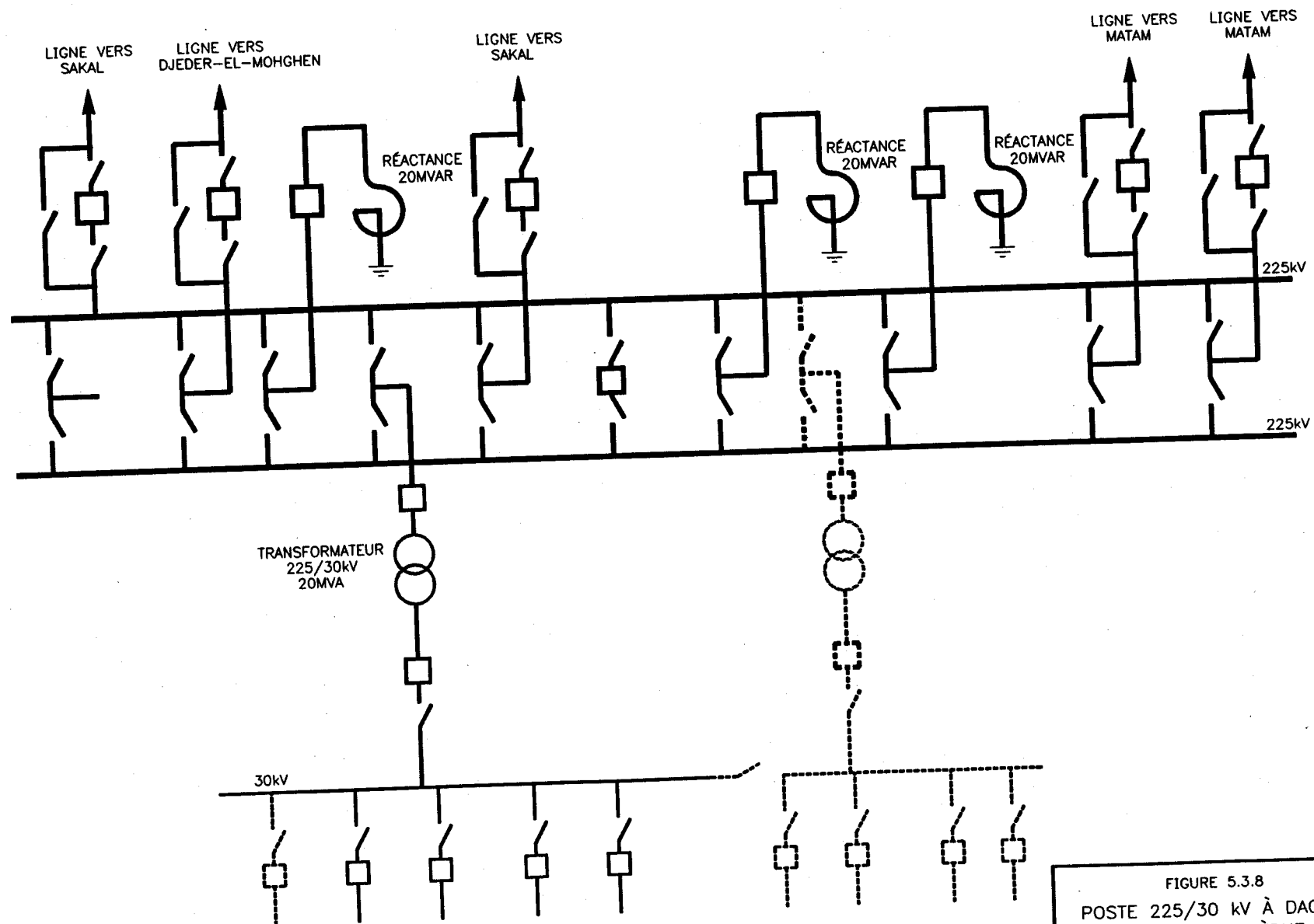


FIGURE 5.3.8
POSTE 225/30 kV À DAGANA
OPTION BITÈRNE

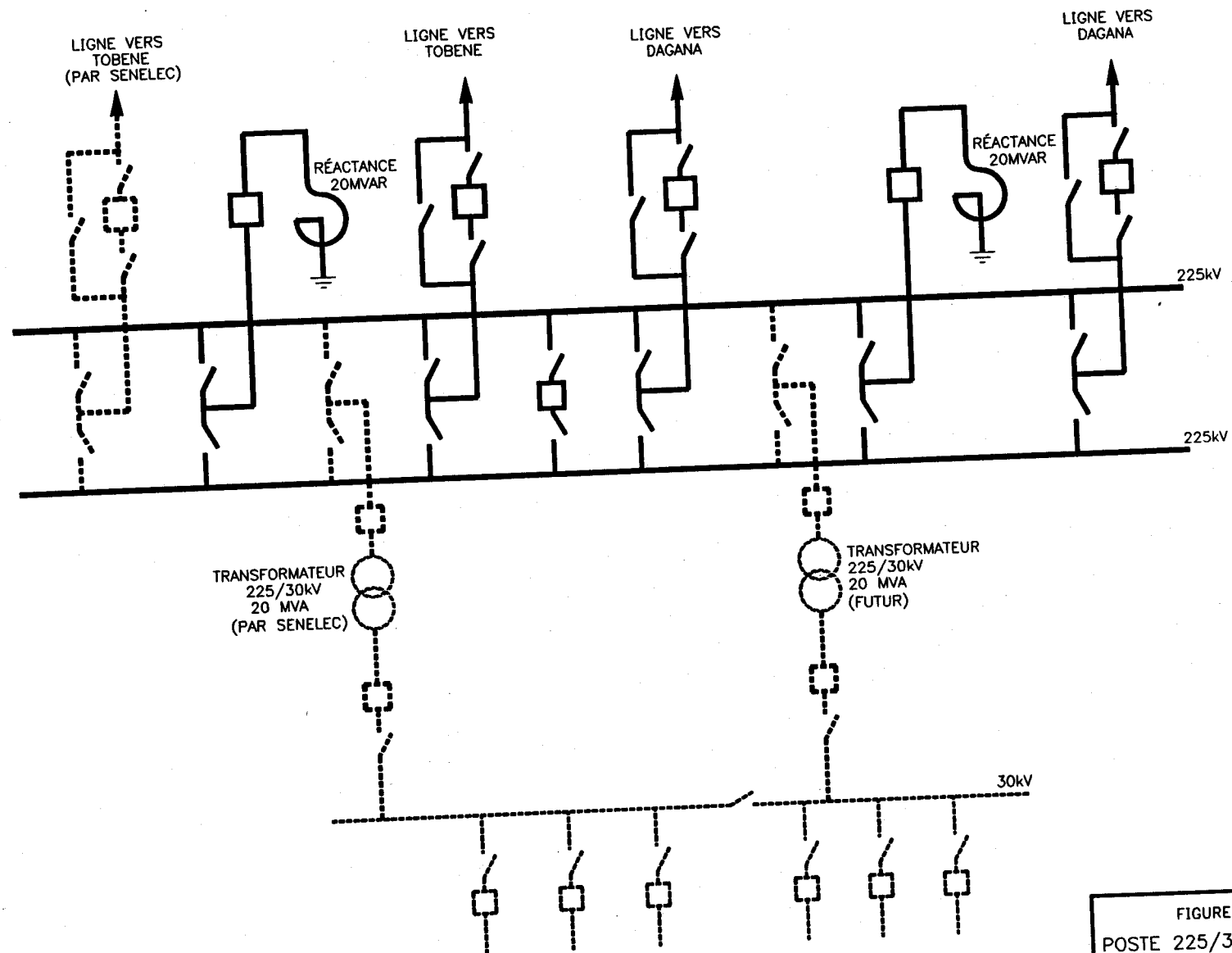


FIGURE 5.3.9
POSTE 225/30 kV À SAKAL
OPTION BITÈRNE

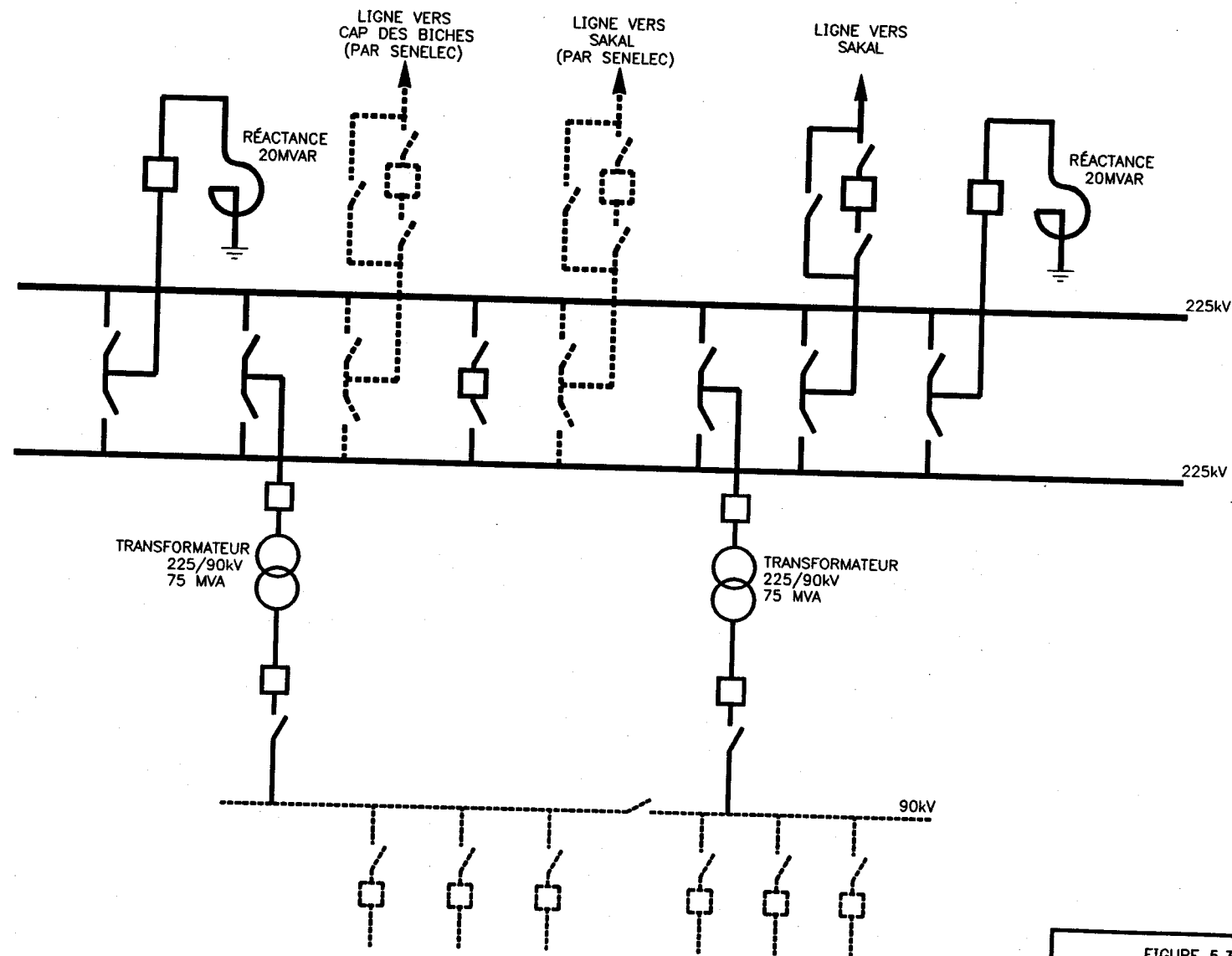


FIGURE 5.3.10
POSTE 225/90 kV À TOBENE
OPTION BITÈRNE

PROJET OMVS
 POSTE A KAYES
 POSTE 225/30 kv (LIGNE MONOTERNE)

TABLEAU 5.3.1
 DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNIT	COUT		COUT		COUT	
			FOURNITURE		INSTALLATION		TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			100000	100000	100000	100000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225kv)	40	ton	10000	400000	5000	200000	15000	600000
BATIMENT CLIMATISE	30	m2			5000	150000	5000	150000
225kv DISJONCTEURS 3ph.	7	un	120000	840000	50000	350000	170000	1190000
225kv SECTIONNEURS 3ph.	18	un	50000	900000	40000	720000	90000	1620000
225kv SECTIONNEURS 3ph., AVEC MALT	2	un	60000	120000	40000	80000	100000	200000
225kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	6	un	25000	150000	5000	30000	30000	180000
225kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	6	un	20000	120000	5000	30000	25000	150000
255kv CIRCUITS BOUCHON	4	un	7500	30000	750	3000	8250	33000
225kv PARAFODRES 1ph.	6	un	20000	120000	5000	30000	25000	150000
225/30kv TRANSFORMATEUR 20MVA	2	un	700000	1400000	60000	120000	760000	1520000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	1670000	1670000	580000	580000	2250000	2250000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	32000	32000	3800	3800	35800	35800
225kv REACTANCE, 20MVAR	2	un	720000	1440000	180000	360000	900000	1800000
225kv CONDENSATEUR SERIE, 39MVAR	1	un	2100000	2100000	500000	500000	2600000	2600000
30kv DISJONCTEURS 3ph. *	6	un	90000	540000	25000	150000	115000	690000
30kv SECTIONNEURS 3ph.	incl.	un						
30kv SECTIONNEURS 3ph., avec MALT	incl.	un						
30kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	incl.	un						
30kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	incl.	un						
30kv PARAFODRES 1ph.	incl.	un						
* CELLULES BLINDEES								
JEUX DE BARRES FLEXIBLES (225kv) (incluant: isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)	1	s.g.	52000	52000	25000	25000	77000	77000
TRANSPORT MARITIME	370	ton	1150	425500	---	---	1150	425500
TRANSPORT LOCAL	370	ton	850	314500	---	---	850	314500
FRAIS PORTUAIRES		%	---		---			
SOUS-TOTAL				10654000		3431800		14085800
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	1278480	---	411820	---	1690300
SOUS-TOTAL				11932480		3843620		15776100
IMPREVUS	8	%	---	954600	---	307490	---	1262090
TOTAL EN DM			---	12887080	---	4151110	---	17038190
TOTAL EN MFCFA				2190803.6		705688.7		2896492.3

PROJET OMVS

POSTE A MATAM

POSTE 225/90/30 k (LIGNE MONOTERNE)

TABLEAU 5.3.2

DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNT	COUT		COUT		COUT	
			FOURNITURE		INSTALLATION		TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			100000	100000	100000	100000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225/90kv)	50	ton	10000	500000	7500	375000	17500	875000
BATIMENT CLIMATISE	30	m2			5000	150000	5000	150000
225kv DISJONCTEURS 3ph.	6	un	120000	720000	50000	300000	170000	1020000
225kv SECTIONNEURS 3ph.	16	un	50000	800000	40000	640000	90000	1440000
225kv SECTIONNEURS 3ph., AVEC MALT	2	un	60000	120000	40000	80000	100000	200000
225kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	6	un	25000	150000	5000	30000	30000	180000
225kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	6	un	20000	120000	5000	30000	25000	150000
225kv CIRCUITS BOUCHON	4	un	7500	30000	750	3000	8250	33000
225kv PARAFODRES 1ph.	6	un	20000	120000	5000	30000	25000	150000
225/90/30kv TRANSFORMATEUR 50/30/20MVA	1	un	1800000	1800000	90000	90000	1890000	1890000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	1790000	1790000	610000	610000	2400000	2400000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	40000	40000	4000	4000	44000	44000
225kv REACTANCE, 20MVAR	2	un	720000	1440000	180000	360000	900000	1800000
225kv CONDENSATEUR SERIE, 39MVAR	2	un	2100000	4200000	500000	1000000	2600000	5200000
90kv DISJONCTEURS 3ph.	3	un	70000	210000	20000	60000	90000	270000
90kv SECTIONNEURS 3ph.	4	un	30000	120000	10000	40000	40000	160000
90kv SECTIONNEURS 3ph., avec MALT	2	un	35000	70000	10000	20000	45000	90000
90kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	6	un	40000	240000	10000	60000	50000	300000
90kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	6	un	30000	180000	10000	60000	40000	240000
90kv PARAFODRES 1ph.	6	un	20000	120000	5000	30000	25000	150000
90kv CIRCUITS BOUCHON	4	un	7500	30000	750	3000	8250	33000
30kv DISJONCTEURS 3ph.	5	un	90000	450000	25000	125000	115000	575000
30kv SECTIONNEURS 3ph.	incl.	un						
30kv SECTIONNEURS 3ph., avec MALT	incl.	un						
30kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	incl.	un						
30kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	incl.	un						
30kv PARAFODRES 1ph.	incl.	un						
* CELLULES BLINDEES								
JEUX DE BARRES FLEXIBLES (225/90kv)	1	s.g.	70000	70000	45000	45000	115000	115000
(incluant:isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)								
TRANSPORT MARITIME	380	ton	1150	437000	---	---	1150	437000
TRANSPORT LOCAL	380	ton	850	323000	---	---	850	323000
FRAIS PORTUAIRES		%	---		---			
SOUS-TOTAL				14080000		4245000		18325000
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	1689600	---	509400	---	2199000
SOUS-TOTAL				15769600		4754400		20524000
IMPREVUS	8	%	---	1261570	---	380350	---	1641920
TOTAL EN DM			---	17031170	---	5134750	---	22165920
TOTAL EN MFCFA				2895298.9		872907.5		3768206.4

DATE: 06-Oct-93

1DM = 170 FCFA

PROJET OMVS
POSTE A DAGANA
POSTE 225/30 kV (LIGNE MONOTERNE)

TABEAU 5.3.3
DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNIT	COUT FOURNITURE		COUT INSTALLATION		COUT TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			100000	100000	100000	100000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225kV)	40	ton	10000	400000	7500	300000	17500	700000
BATIMENT CLIMATISE	30	m2			5000	150000	5000	150000
225kV DISJONCTEURS 3ph.	6	un	120000	720000	50000	300000	170000	1020000
225kV SECTIONNEURS 3ph.	18	un	50000	900000	40000	720000	90000	1620000
225kV SECTIONNEURS 3ph., AVEC MALT	3	un	60000	180000	40000	120000	100000	300000
225kV TRANSFOS. COURANT 1ph.	9	un	25000	225000	5000	45000	30000	270000
225kV TRANSFOS. TENSION 1ph.	9	un	20000	180000	5000	45000	25000	225000
225kV CIRCUITS BOUCHON	6	un	7500	45000	750	4500	8250	49500
225kV PARAFODRES 1ph.	9	un	20000	180000	5000	45000	25000	225000
225/30kV TRANSFORMATEUR 20MVA	1	un	700000	700000	60000	60000	760000	760000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	1670000	1670000	580000	580000	2250000	2250000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	40000	40000	4000	4000	44000	44000
225kV REACTANCE, 20MVAR	1	un	720000	720000	180000	180000	900000	900000
225kV CONDENSATEUR SERIE, 39MVAR	1	un	2100000	2100000	500000	500000	2600000	2600000
30kV DISJONCTEURS 3ph. *	5	un	90000	450000	25000	125000	115000	575000
30kV SECTIONNEURS 3ph.	incl.	un						
30kV SECTIONNEURS 3ph., avec MALT	incl.	un						
30kV TRANSFOS. COURANT 1ph.	incl.	un						
30kV TRANSFOS. TENSION 1ph.	incl.	un						
30kV PARAFODRES 1ph.	incl.	un						
* CELLULES BLINDEES								
JEUX DE BARRES FLEXIBLES (225kV) (Incluant:isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)	1	s.g.	52000	52000	25000	25000	77000	77000
TRANSPORT MARITIME	380	ton	1150	437000	---	---	1150	437000
TRANSPORT LOCAL	380	ton	850	323000	---	---	850	323000
FRAIS PORTUAIRES		%	---		---			
SOUS-TOTAL				9322000		3303500		12625500
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	1118640	---	396420	---	1515060
SOUS-TOTAL				10440640		3699920		14140560
IMPREVUS	8	%	---	835250	---	295990	---	1131240
TOTAL EN DM			---	11275890	---	3995910	---	15271800
TOTAL EN MFCFA				1916901.3		679304.7		2596206

DATE: 10/07/93

1DM = 170 FCFA

PROJET OMVS

POSTE A SAKAL

POSTE 225/30 kV (LIGNE MONOTERNE)

TABLEAU 5.3.4

DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNIT	COUT FOURNITURE		COUT INSTALLATION		COUT TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			85000	85000	85000	85000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225kV)	20	ton	10000	200000	5000	100000	15000	300000
225kV DISJONCTEURS 3ph.	3	un	120000	360000	50000	150000	170000	510000
225kV SECTIONNEURS 3ph.	8	un	50000	400000	40000	320000	90000	720000
225kV SECTIONNEURS 3ph., AVEC MALT	1	un	60000	60000	40000	40000	100000	100000
225kV TRANSFOS. COURANT 1ph.	3	un	25000	75000	5000	15000	30000	90000
225kV TRANSFOS. TENSION 1ph.	3	un	20000	60000	5000	15000	25000	75000
225kV CIRCUITS BOUCHON	2	un	7500	15000	750	1500	8250	16500
225kV PARAFODRES 1ph.	3	un	20000	60000	5000	15000	25000	75000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	590000	590000	210000	210000	800000	800000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	8000	8000	1000	1000	9000	9000
225kV REACTANCE, 20MVAR	1	un	720000	720000	180000	180000	900000	900000
JEUX DE BARRES FLEXIBLES (225kV) (incluant: isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)	1	s.g.	35000	35000	20000	20000	55000	55000
TRANSPORT MARITIME	70	ton	1150	80500	---	---	1150	80500
TRANSPORT LOCAL	70	ton	850	59500	---	---	850	59500
FRAIS PORTUAIRES		%	---		---			
SOUS-TOTAL				2723000		1152500		3875500
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	326760	---	138300	---	465060
SOUS-TOTAL				3049760		1290800		4340560
IMPREVUS	8	%	---	243980	---	103260	---	347240
TOTAL EN DM			---	3293740	---	1394060	---	4687800
TOTAL EN MFCFA				559935.8		236990.2		796926

DATE: 06-Oct-93

1DM = 170 FCFA

PROJET OMVS

POSTE A TOBENE

POSTE 225/90 kV (LIGNE MONOTERNE)

TABLEAU 5.3.5

DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNIT	COUT FOURNITURE		COUT INSTALLATION		COUT TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			75000	75000	75000	75000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225kv)	25	ton	1600	40000	5000	125000	6600	165000
225kv DISJONCTEURS 3ph.	4	un	120000	480000	50000	200000	170000	680000
225kv SECTIONNEURS 3ph.	8	un	50000	400000	40000	320000	90000	720000
225/90kv TRANSFORMATEUR 75MVA	2	un	1965000	3930000	95000	190000	2060000	4120000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	690000	690000	260000	260000	950000	950000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	16000	16000	2000	2000	18000	18000
225kv REACTANCE, 20MVAR	1	un	720000	720000	180000	180000	900000	900000
90kv DISJONCTEURS 3ph.	2	un	70000	140000	20000	40000	90000	180000
90kv SECTIONNEURS 3ph.	2	un	30000	60000	10000	20000	40000	80000
JEUX DE BARRES FLEXIBLES (225kv) (incluant:isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)	1	s.g.	35000	35000	20000	20000	55000	55000
TRANSPORT MARITIME	280	ton	1150	322000	---	---	1150	322000
TRANSPORT LOCAL	280	ton	850	238000	---	---	850	238000
FRAIS PORTUAIRES		%	---		---			
SOUS-TOTAL				7071000		1432000		8503000
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	848520	---	171840	---	1020360
SOUS-TOTAL				7919520		1603840		9523360
IMPREVUS	8	%	---	633560	---	128310	---	761870
TOTAL EN DM			---	8553080	---	1732150	---	10285230
TOTAL EN MFCFA				1454023.6		294465.5		1748489.1

DATE: 06-Oct-93

1DM = 170 FCFA

PROJET OMVS

POSTE A KAYES

POSTE 225/30 kV (LIGNE BITERNE)

TABLEAU 5.3.6

DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNIT	COUT FOURNITURE		COUT INSTALLATION		COUT TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			100000	100000	100000	100000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225kV)	50	ton	10000	500000	5000	250000	15000	750000
BATIMENT CLIMATISE	30	m2			5000	150000	5000	150000
225kV DISJONCTEURS 3ph.	10	un	120000	1200000	50000	500000	170000	1700000
225kV SECTIONNEURS 3ph.	28	un	50000	1400000	40000	1120000	90000	2520000
225kV SECTIONNEURS 3ph., AVEC MALT	4	un	60000	240000	40000	160000	100000	400000
225kV TRANSFOS. COURANT 1ph.	12	un	25000	300000	5000	60000	30000	360000
225kV TRANSFOS. TENSION 1ph.	12	un	20000	240000	5000	60000	25000	300000
255kV CIRCUITS BOUCHON	8	un	7500	60000	750	6000	8250	66000
225kV PARAFODRES 1ph.	12	un	20000	240000	5000	60000	25000	300000
225/30kV TRANSFORMATEUR 20MVA	2	un	700000	1400000	60000	120000	760000	1520000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	2350000	2350000	800000	800000	3150000	3150000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	40000	40000	4000	4000	44000	44000
225kV REACTANCE, 20MVAR	3	un	720000	2160000	180000	540000	900000	2700000
30kV DISJONCTEURS 3ph. *	6	un	90000	540000	25000	150000	115000	690000
30kV SECTIONNEURS 3ph.	incl.	un						
30kV SECTIONNEURS 3ph., avec MALT	incl.	un						
30kV TRANSFOS. COURANT 1ph.	incl.	un						
30kV TRANSFOS. TENSION 1ph.	incl.	un						
30kV PARAFODRES 1ph.	incl.	un						
* CELLULES BLINDEES								
JEUX DE BARRES FLEXIBLES (225kV) (incluant: isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)	1	s.g.	52000	52000	25000	25000	77000	77000
TRANSPORT MARITIME	420	ton	1150	483000	---	---	1150	483000
TRANSPORT LOCAL	420	ton	850	357000	---	---	850	357000
FRAIS PORTUAIRES		%	---		---			
SOUS-TOTAL				11562000		4105000		15667000
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	1387440	---	492600	---	1880040
SOUS-TOTAL				12949440		4597600		17547040
IMPREVUS	8	%	---	1035960	---	367810	---	1403770
TOTAL EN DM			---	13985400	---	4965410	---	18950810
TOTAL EN MFCFA				2377518		844119.7		3221637.7

DATE: 06-Oct-93

1DM = 170 FCFA

PROJET OMVS
POSTE A MATAM
POSTE 225/90/30 k (LIGNE BITERNE)

TABLEAU 5.3.7
DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNIT	COUT		COUT		COUT	
			FOURNITURE		INSTALLATION		TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			100000	100000	100000	100000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225/90kv)	60	ton	10000	600000	7500	450000	17500	1050000
BATIMENT CLIMATISE	30	m2			5000	150000	5000	150000
225kv DISJONCTEURS 3ph.	10	un	120000	1200000	50000	500000	170000	1700000
225kv SECTIONNEURS 3ph.	28	un	50000	1400000	40000	1120000	90000	2520000
225kv SECTIONNEURS 3ph., AVEC MALT	4	un	60000	240000	40000	160000	100000	400000
225kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	12	un	25000	300000	5000	60000	30000	360000
225kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	12	un	20000	240000	5000	60000	25000	300000
225kv CIRCUITS BOUCHON	8	un	7500	60000	750	6000	8250	66000
225kv PARAFODRES 1ph.	12	un	20000	240000	5000	60000	25000	300000
225/90/30kv TRANSFORMATEUR 50/30/20MVA	1	un	1800000	1800000	90000	90000	1890000	1890000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	2660000	2660000	890000	890000	3550000	3550000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	60000	60000	6000	6000	66000	66000
225kv REACTANCE, 20MVAR	4	un	720000	2880000	180000	720000	900000	3600000
90kv DISJONCTEURS 3ph.	3	un	70000	210000	20000	60000	90000	270000
90kv SECTIONNEURS 3ph.	4	un	30000	120000	10000	40000	40000	160000
90kv SECTIONNEURS 3ph., avec MALT	2	un	35000	70000	10000	20000	45000	90000
90kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	6	un	40000	240000	10000	60000	50000	300000
90kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	6	un	30000	180000	10000	60000	40000	240000
90kv PARAFODRES 1ph.	6	un	20000	120000	5000	30000	25000	150000
90kv CIRCUITS BOUCHON	4	un	7500	30000	750	3000	8250	33000
30kv DISJONCTEURS 3ph. *	5	un	90000	450000	25000	125000	115000	575000
30kv SECTIONNEURS 3ph.	incl.	un						
30kv SECTIONNEURS 3ph., avec MALT	incl.	un						
30kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	incl.	un						
30kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	incl.	un						
30kv PARAFODRES 1ph.	incl.	un						
* CELLULES BLINDEES								
JEUX DE BARRES FLEXIBLES (225/90kv) (incluant:isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)	1	s.g.	70000	70000	45000	45000	115000	115000
TRANSPORT MARITIME	440	ton	1150	506000	---	---	1150	506000
TRANSPORT LOCAL	440	ton	850	374000	---	---	850	374000
FRAIS PORTUAIRES		%	---		---			
SOUS-TOTAL				14050000		4815000		18865000
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	1686000	---	577800	---	2263800
SOUS-TOTAL				15736000		5392800		21128800
IMPREVUS	8	%	---	1258880	---	431420	---	1690300
TOTAL EN DM			---	16994880	---	5824220	---	22819100
TOTAL EN MFCFA				2889129.6		990117.4		3879247

PROJET OMVS
POSTE A DAGANA
POSTE 225/90/30 k (LIGNE BITERNE)

TABLEAU 5.3.8
DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNIT	COUT FOURNITURE		COUT INSTALLATION		COUT TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			100000	100000	100000	100000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225kv)	50	ton	10000	500000	7500	375000	17500	875000
BATIMENT CLIMATISE	30	m2			5000	150000	5000	150000
225kv DISJONCTEURS 3ph.	10	un	120000	1200000	50000	500000	170000	1700000
225kv SECTIONNEURS 3ph.	30	un	50000	1500000	40000	1200000	90000	2700000
225kv SECTIONNEURS 3ph., AVEC MALT	5	un	60000	300000	40000	200000	100000	500000
225kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	15	un	25000	375000	5000	75000	30000	450000
225kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	15	un	20000	300000	5000	75000	25000	375000
225kv CIRCUITS BOUCHON	10	un	7500	75000	750	7500	8250	82500
225kv PARAFODRES 1ph.	15	un	20000	300000	5000	75000	25000	375000
225/30kv TRANSFORMATEUR 20MVA	1	un	700000	700000	60000	60000	760000	760000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	2550000	2550000	850000	850000	3400000	3400000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	60000	60000	6000	6000	66000	66000
225kv REACTANCE, 20MVAR	3	un	720000	2160000	180000	540000	900000	2700000
30kv DISJONCTEURS 3ph. *	5	un	90000	450000	25000	125000	115000	575000
30kv SECTIONNEURS 3ph.	incl.	un						
30kv SECTIONNEURS 3ph., avec MALT	incl.	un						
30kv TRANSFOS. COURANT 1ph.	incl.	un						
30kv TRANSFOS. TENSION 1ph.	incl.	un						
30kv PARAFODRES 1ph.	incl.	un						
* CELLULES BLINDEES								
JEUX DE BARRES FLEXIBLES (225kv) (incluant: isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)	1	s.g.	70000	70000	45000	45000	115000	115000
TRANSPORT MARITIME	440	ton	1150	506000	---	---	1150	506000
TRANSPORT LOCAL	440	ton	850	374000	---	---	850	374000
FRAIS PORTUAIRES		%	---		---			
SOUS-TOTAL				11420000		4383500		15803500
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	1370400	---	526020	---	1896420
SOUS-TOTAL				12790400		4909520		17699920
IMPREVUS	8	%	---	1023230	---	392760	---	1415990
TOTAL EN DM			---	13813630	---	5302280	---	19115910
TOTAL EN MFCFA				2348317.1		901387.6		3249704.7

PROJET OMVS

POSTE A SAKAL

POSTE 225/30 kV (LIGNE BITERNE)

TABLEAU 5.3.9

DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNIT	COUT		COUT		COUT	
			FOURNITURE		INSTALLATION		TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			100000	100000	100000	100000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225kV)	30	ton	10000	300000	5000	150000	15000	450000
225kV DISJONCTEURS 3ph.	6	un	120000	720000	50000	300000	170000	1020000
225kV SECTIONNEURS 3ph.	18	un	50000	900000	40000	720000	90000	1620000
225kV SECTIONNEURS 3ph., AVEC MALT	3	un	60000	180000	40000	120000	100000	300000
225kV TRANSFOS. COURANT 1ph.	9	un	25000	225000	5000	45000	30000	270000
225kV TRANSFOS. TENSION 1ph.	9	un	20000	180000	5000	45000	25000	225000
255kV CIRCUITS BOUCHON .	6	un	7500	45000	750	4500	8250	49500
225kV PARAFODRES 1ph.	9	un	20000	180000	5000	45000	25000	225000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	1270000	1270000	430000	430000	1700000	1700000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	32000	32000	3200	3200	35200	35200
225kV REACTANCE, 20MVAR	2	un	720000	1440000	180000	360000	900000	1800000
JEUX DE BARRES FLEXIBLES (225kV) (incluant:isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)	1	s.g.	35000	35000	20000	20000	55000	55000
TRANSPORT MARITIME	80	ton	1150	92000	---	---	1150	92000
TRANSPORT LOCAL	80	ton	850	68000	---	---	850	68000
FRAIS PORTUAIRES		%	---	---	---	---		
SOUS-TOTAL				5667000		2342700		8009700
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	680040	---	281120	---	961160
SOUS-TOTAL				6347040		2623820		8970860
IMPREVUS	8	%	---	507760	---	209910	---	717670
TOTAL EN DM			---	6854800	---	2833730	---	9688530
TOTAL EN MFCFA				1165316		481734.1		1647050.1

DATE: 06-Oct-93

1DM = 170 FCFA

PROJET OMVS

POSTE A TOBENE

POSTE 225/90 kV (LIGNE BITERNE)

TABLEAU 5.3.10

DM SEPTEMBRE 1993

DESCRIPTION	QUANT	UNIT	COUT		COUT		COUT	
			FOURNITURE		INSTALLATION		TOTAL	
			C/U	MONTANT	C/U	MONTANT	C/U	MONTANT
TRAVAUX CIVILS	1	s.g.			100000	100000	100000	100000
STRUCTURES ET PORTIQUES (225kv)	30	ton	10000	300000	5000	150000	15000	450000
225kv DISJONCTEURS 3ph.	6	un	120000	720000	50000	300000	170000	1020000
225kv SECTIONNEURS 3ph.	14	un	50000	700000	40000	560000	90000	1260000
225kv SECTIONNEURS 3ph., avec MALT	1	un	60000	60000	40000	40000	100000	100000
225kv TRANSFOS. COURANT. 1ph	3		25000	75000	5000	15000	30000	90000
225kv TRANSFOS. TENSION 1ph	3		20000	60000	5000	15000	25000	75000
225kv CIRCUITS BOUCHON	2		7500	15000	750	1500	8250	16500
225kv PARAFODRES 1ph	3		20000	60000	5000	15000	25000	75000
225/90kv TRANSFORMATEUR 75MVA	2	un	1965000	3930000	95000	190000	2060000	4120000
SYSTEME DE PROTECTION ET CONTROLE	1	s.g.	1270000	1270000	430000	430000	1700000	1700000
SYSTEME DE TELECOMMUNICATION	1	s.g.	24000	24000	3000	3000	27000	27000
225kv REACTANCE, 20MYAR	2	un	720000	1440000	180000	360000	900000	1800000
90kv DISJONCTEURS 3ph.	2	un	70000	140000	20000	40000	90000	180000
90kv SECTIONNEURS 3ph.	2	un	30000	60000	10000	20000	40000	80000
JEU DE BARRES FLEXIBLES (225kv) (incluant: isolateurs, conducteurs, connecteurs, etc...)	1	s.g.	35000	35000	20000	20000	55000	55000
TRANSPORT MARITIME	320	ton	1150	368000	---	---	1150	368000
TRANSPORT LOCAL	320	ton	850	272000	---	---	850	272000
FRAIS PORTUAIRES		%	---		---			
SOUS-TOTAL				9529000		2259500		11788500
INGENIERIE & GERANCE	12	%	---	1143480	---	271140	---	1414620
SOUS-TOTAL				10672480		2530640		13203120
IMPREVUS	8	%	---	853800	---	202450	---	1056250
TOTAL EN DM			---	11526280	---	2733090	---	14259370
TOTAL EN MFCFA				1959467.6		464625.3		2424092.9

DATE: 06-Oct-93

1DM = 170 FCFA

COÛTS DE PRODUCTION

Les pertes de puissance dans le réseau de transport, celles dues aux interruptions de service ou une mauvaise fiabilité sont des éléments qui ont un coût économique. La valeur associée à ces pertes correspond aux coûts qui seraient nécessaires pour les remplacer par des centrales thermiques dans l'Ouest. Lorsque cette puissance défaillante n'est pas remplacée, la demande ne peut être rencontrée et un coût correspondant à cette demande non desservie est substitué.

Cette section développe les coûts de la puissance et de l'énergie de remplacement qui sont utilisés dans ce rapport.

Le Tableau 5.4.1 est repris du Doc. #5 et montre les coûts d'investissement et d'exploitation, exprimés en FCFA de 1/1/1989, d'unités thermiques à Dakar dont la mise en service est prévue dans la période couverte par cette étude. Il est à noter que les unités thermiques existantes (en 1991) à Cap des Biches (82 MW vapeur, 36 MW turbine à gaz et 36 MW diesel), Bel Air (47 MW diesel, 9 MW vapeur), et Kahone (13 MW diesel alimentant Kaolack) sont nominalement capables de répondre à la demande de pointe en MW en 1993. Des unités seront installées en 1996 (2 x 18 MW diesel, 21 MW turbine à gaz) afin de rencontrer la demande projetée avec une tolérance convenable pour couvrir les indisponibilités et permettre le retrait des vieilles unités.

Le Tableau 5.4.2 provient du Doc. #3 et donne les coûts d'une production thermique, aussi en FCFA de 1/1/1989, à Dakar, Nouakchott et Bamako.

Les coûts en capital (investissements), sur lesquels le Tableau 5.4.2 est basé, sont pour Dakar, entre 370 et 400 MFCFA/MW pour les unités diesel lentes et entre 135 et 180 MFCFA/MW pour les turbines à gaz, la plus petite valeur étant pour des unités alimentées au diesel. Les valeurs correspondantes au Tableau 5.4.1 sont, en moyenne de 397,6 MFCFA/MW pour le diesel lent et de 138,1 MFCFA/MW pour les turbines à gaz. Les coûts d'investissement sont donc étroitement similaires. Ces coûts représentent environ \$1600/kW pour les diesels lents et \$550/kW pour les turbines à gaz et sont environ 20% au-dessous des valeurs actuelles du marché mondial.

Les coûts variables retrouvés aux Tableaux 5.4.1 et 5.4.2 sont également très semblables - entre 9,1 et 10,3 FCFA/kWh pour les diesels lents et entre 20,1 et 29,4 FCFA/kWh pour les turbines à gaz.

Les coûts fixes d'exploitation des unités de production thermique donnés au Doc. #3 sont d'environ 10 MFCFA/MW par année pour les unités diesels lentes et d'environ 6 MFCFA/MW par année pour les turbines à gaz. Le Doc. #5 indique des coûts correspondant à 6,3 MFCFA/MW par année pour les diesels lents et à 1,4 MFCFA/MW par année pour les turbines à gaz. Bien que la différence dans le cas des turbines à gaz soit considérable, celle-ci n'est pas critique pour cette étude, puisque la comparaison de l'alternative biterne-monoterne n'implique pas de différence significative dans les coûts fixes.

5.4.1

Coûts d'investissement en capital

Dans l'analyse des coûts relatifs à une production thermique à Dakar de l'alternative biterne-monoterne présentée à la section 6, il faut considérer le coût en capital pour une production additionnelle. Ce coût dépend du type de production requis. Dans cette étude, deux types de génération sont évalués, selon le facteur de charge.

Pour la charge de base, il est présumé que des unités diesels lentes additionnelles seront installées dans les centrales existantes ou que des unités de plus grosse capacité seront nécessaires. Dans les deux cas, d'après les coûts de 1989, un coût en capital de 400 MFCFA/MW semble approprié. Cependant, aux fins de cette étude, un coût de 500 MFCFA/MW est utilisé. Celui-ci considère un ajustement dû à l'inflation et assure que l'évaluation économique ne favorise pas l'option monoterne.

Pour la pointe, on suppose que des turbines à gaz seront utilisées, soit à l'aide d'unités additionnelles sur un site existant ou d'unités plus importantes. Le coût en capital pour 1989 est de 140 MFCFA/MW et la valeur utilisée pour cette étude est de 175 MFCFA/MW.

5.4.2

Coûts de l'énergie

Le coût de l'énergie dépend aussi du type de production considéré. Une valeur de 10 FCFA/kWh est assumé pour les unités diesels lents et de 25 FCFA/kWh pour les turbines à gaz. Puisque le prix du pétrole s'est maintenu constant depuis 1989, les chiffres donnés au Tableau 5.4.1 sont justifiés.

Lorsqu'un remplacement d'énergie est attendu être fourni par les groupes thermiques existants, spécifiquement par les diesels semi-rapides comme les unités C-401 à C-404, le coût total pour opération et maintenance a été pris égal à 12 FCFA/kWh.

Lorsque la demande d'énergie est donnée sur une base annuelle et qu'elle peut être considérée constante au cours de la durée du projet, les coûts en énergie ci-haut sont multipliés par un facteur de capitalisation de 10,0 correspondant à un taux d'actualisation de 10% sur 25 ans.

Dans les quelques cas où la demande n'est pas constante, celle-ci est actualisée et les coûts de l'énergie (10 et 25 FCFA/kWh respectivement) sont appliqués aux demandes actualisées.

5.4.3

Coûts fixes d'exploitation

En général, les différences de capacité et de production d'énergie à Dakar entre les options biterne et monoterme ne requerront pas l'addition de nouvelles centrales ou d'unités de production spécifiques. Cependant, les unités déjà existantes seront exploitées sur une plus longue période ou à un facteur d'utilisation plus élevé. Ceci signifie que les coûts fixes d'exploitation ne changeront pas. De la même manière, une faible augmentation de la sortie nominale d'une unité n'entraîne pas de coût fixe supérieur.

Même si une unité additionnelle devait être installée une ou deux années plus tôt pour une option par rapport à l'autre, les coûts fixes d'exploitation ne diffèreraient que par les coûts attribuables aux années de devancement, rajustés au présent. Par exemple, une nouvelle unité diesel lente de 20 MW nécessaire disons en 1999 au lieu de l'an 2000, occasionnerait un coût fixe additionnel d'au plus 200 MFCFA en 1999 tandis que la valeur présente nette serait de 118 MFCFA.

CARACTERISTIQUES TECHNICO-ECONOMIQUES DES GROUPES THERMIQUES

TABLEAU 5.4.1

FCFA constants 1-1-89	DIESEL LENT 4 x 22 MW			DIESEL SEMI RAPIDE 4 x 18 MW			CHARBON 4 x 48 MW			VEGA AVEC TAG EXISTANTE CAP DES BICHES III			VEGA NOUVEAU SITE			TAG	
	Groupes 1-2	Groupes 3-4	moyenne 4 groupes	Groupes 1-2	Groupes 3-4	4 groupes	Groupes 1	Groupes 2-3-4	moyenne	GAZ-00	FL Dist.	F02	GAZ-00	FL	F02	GAZ/00	
Puissance brute MW iso	2 x 23,7	2 x 23,7	4 x 23,7	2 x 21	2 x 21	4 x 21	50	3 x 50	4 x 50	74,4	73,2	72,8	76,5	75,3	74,9	24	
Puissance contenu Netto (PCN) MW Site (30°C)	2 x 22,7	2 x 22,7	4 x 22,7	2 x 18	2 x 18	4 x 18	46,2	3 x 46,2	4 x 46,2	66,6	65,6	65,2	68,6	67,5	67,1	21	
Combustible g/Kwh Type No ² /Kwh PCI	F02 204	F02 204	F02 204 213	F02 222	F02 222	F02 222	Charbon 490	490	490	GAZ/00 230,5 0,280	FL dist 1116 235	F02 243	GAZ 00 230,5	FL dist 1116 235	F02 243	GAZ/00 486 0,505	<p>P < 1</p> <p>F02 = 9700 Kcal/Kg</p> <p>F01 = 10000 Kcal/Kg</p> <p>F00 = 10200 Kcal/Kg</p> <p>GAZ = 83400 Kcal/m³</p> <p>Charbon = 8500 Kcal PCS/Kg</p>
Investissement MFCFA	20 200	15 900	36 100	15 600	12 300	27 900	36 000	3 x 18000	78 000	13 700	14 250	16 000	17 500	18 050	19 800	2 900	
Investissement (hors int. intercal.) (V.C. Maître d'oeuvre-ouvrage) FCFA/KW PCN	444 934	350 220	397 577	433 333	341 667	387 500	649 350	346 320	422 078	205 706	218 228	245 400	255 100	267 407	295 082	138 055	
Dépenses fixes et exploitation MFCFA/an (nombre d'agents)	402 (55+15)	172 (15+15)	(4x143,5) 574 100	402 (55+15)	172 (15+15)	(4x143,5) 574 (100)	800 (100)	3 x 300 (3x50)	1 500 (250)	80 (+ 10)	90 (+ 15)	120 (+ 20)	230 (40)	260 (45)	300 (50)	30 (5)	
MFCFA/KW PCN	8 854	3 788	8 322	11 166	4 790	7 978	12 967	6 494	8 117	900	1 372	1 840	3 352	3 852	4 470	1 428	
Coûts proportionnels entretien FCFA/Kwh	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	1	1	1	1	1,5	2	1	1,5	2	1,5	
Huile FCFA/Kwh	1	1	1	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Inhibiteur FCFA/Kwh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	-	7	20,98	
Combustible FCFA/Kwh	6,77	6,77	6,77	7,37	7,37	7,37	9,55	9,55	9,55	11,83-13	10	6,13	11,83-13	10	6,13	27,93	Prin FL=80X DO Fuel
Total coûts proportionnels	9,27	9,27	9,27	11,37	11,37	11,37	10,55	10,55	10,55	12,83-14	11,5	17,13	12,83-14	11,5	17,13	22,46- 29,43	<p>F02 = 33203 FCFA/t</p> <p>F00 = 56 445 FCFA/t</p> <p>Charbon = 19 500 FCFA/t</p> <p>GAZ = 41 536 FCFA/m³</p> <p>(90 X DO)</p>
Disponibilité hors entretien programme	88		88	82	82		85		85	91	88	84	91	88	84	95	
entretien programme	88		88	88	88		83		83	92	87	81	92	87	81	97	
globale	77		77	72	72		76,5		76,5	84	76,5	88	84	76,5	88	92	
Durée de construction	2	2		2	2		3	3		2	2	2	2	2	2	1	
Durée de vie	25			20			25			20			20			20	



TABLEAU 5.4.2

COÛTS DE PRODUCTION THERMIQUE

TYPE D'UNITE			Prod.max GWh/an	Combustible (20 USD/bbl)	Coût total (FCFA/kWh)		Coût variable (FCFA/kWh)
					(°)	(°)	(°)
					fc(°°) max	fc (°°) 0.50	
Dakar							
Diesel S.R.	2x21	MW	246.5	Fuel 1 %S	19.8	23.9	10.6
Diesel lent	2x20	MW	244.2	Fuel 1 %S	19.1	23.9	10.3
Diesel lent	2x20	MW	244.2	Fuel 3 %S	17.9	22.7	9.1
TAG	2x24	MW	301.3	Diesel	23.6	25.7	20.1
TAG (1/2 charge)	2x24	MW	154.2	Diesel	31.4	35.5	24.6
TAG	2x24	MW	256.2	Fuel 1 %S	20.5	23.1	15.2
TAG (1/2 charge)	2x24	MW	131.4	Fuel 1 %S	28.9	34.0	18.6
VEGA 2x(2x24+1x23)		MW	714.8	Fuel 1 %S	16.5	19.0	9.7
VEGA 2x24+1x23		MW	357.4	Fuel 1 %S	17.1	19.7	9.7
Nouakchott							
Diesel S.R.	2x21	MW	246.4	Fuel 1 %S	21.6	25.7	12.4
Diesel S.R.	2x10	MW	113.8	Fuel 1 %S	22.9	27.3	12.9
Diesel lent	2x20	MW	244.2	Fuel 1 %S	21.2	26.0	12.4
Diesel lent	2x10	MW	122.1	Fuel 1 %S	22.4	27.5	12.9
TAG	2x24	MW	301.3	Diesel	25.6	27.6	22.1
TAG (1/2 charge)	2x24	MW	154.2	Diesel	33.8	37.9	27.0
TAG	2x24	MW	256.2	Fuel 1 %S	23.4	26.1	18.2
TAG (1/2 charge)	2x24	MW	131.4	Fuel 1 %S	32.5	37.6	22.2
VEGA 2x(2x24+1x23)		MW	714.8	Fuel 1 %S	18.4	20.9	11.6
VEGA 2x24+1x23		MW	357.4	Fuel 1 %S	19.0	21.6	11.6
Bamako							
Diesel S.R.	2x16	MW	197.1	Fuel 1 %S	32.4	36.9	23.3
Diesel S.R.	2x8	MW	98.6	Fuel 1 %S	34.3	39.3	24.3
Diesel S.R.	2x6	MW	65.7	Fuel 1 %S	34.6	39.8	24.3
TAG	2x25	MW	305.9	Diesel	47.6	49.9	43.8
TAG (charge 69 %)	2x25	MW	210.5	Diesel	54.0	57.4	48.5
TAG	2x10	MW	123.5	Diesel	49.4	52.8	43.8

(*) au 01.01.1989

(**) fc = Facteur de charge

COÛT DE CORRECTION DU FACTEUR DE PUISSANCE DE LA CHARGE

Les charges, particulièrement celles de Dakar et Nouakchott, consomment de façon significative de la puissance réactive. Cette puissance devrait normalement être générée par la production locale, cependant avec toute ou la majorité de la puissance active fournie de Manantali ou des autres centrales hydroélectriques, de la puissance réactive doit aussi être produite par le réseau de transport.

Dans le cas de la ligne monoterne, il n'y a aucun surplus de puissance réactive à forte charge et la génération thermique locale, nécessaire pour assurer la stabilité à une puissance réactive limitée. Les études décrites à la section 4.2 indiquent qu'environ 75 MVar de puissance réactive corrective sont nécessaires en 1996.

Dans le cas de la ligne biterne, il y a un surplus de puissance réactive disponible de la part du réseau de transport à forte charge, cependant les transformateurs à Tobène et le réseau 90 kV entre Tobène et Cap des Biches sont déjà surchargés. Ceci conjugué à la possibilité qu'il n'y ait aucune génération locale en condition de transit élevé montre, comme indiqué à la section 4.2, qu'environ 95 MVar de puissance réactive corrective sont nécessaires en 1996.

Idéalement, la majorité de la puissance réactive corrective devrait être installée par SÉNÉLEC au niveau du réseau de distribution, essentiellement à cause du coût plus faible et par le fait que celle-ci sera manoeuvrée avec les charges. Néanmoins, de façon à identifier si celle-ci est nécessaire d'être assurée avec l'opération du système, il a été assumé que les batteries de condensateurs pour la correction du facteur de puissance seraient raccordées à la barre 90 kV de Cap-des-Biches ou Thiés, comme approprié.

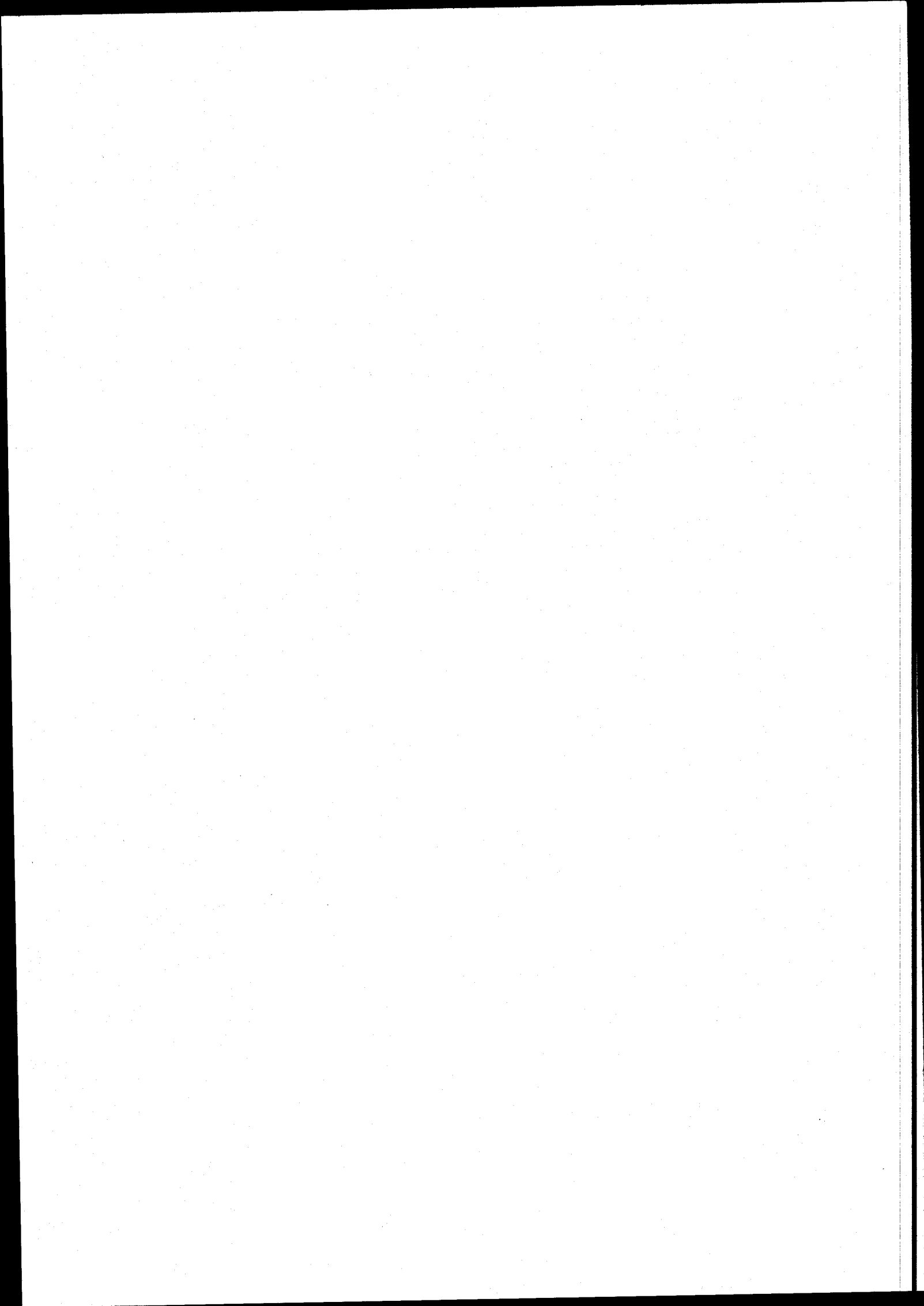
La taille économiquement minimale de condensateurs à raccorder à 90 kV est d'environ 15 MVar. La taille du banc de condensateur est aussi approprié lorsque des surtensions de manoeuvres sont considérées.

Le coût des 15 MVar de condensateurs avec disjoncteur 90 kV, sectionneur, protection et installation a été estimé à 238 MFCFA par banc.

Le coût de cinq bancs (75 MVar) a été ajouté au coût de l'alternative monoterne et le coût de six bancs (90 MVar) a été ajouté à l'option biterne.

Il est à noter que les mesures de correction du facteur de puissance dans l'option biterne pourraient être réduites si le transit de puissance est limité, cependant ceci aurait un impact sur la valeur attribuée à la plus haute capacité de transit de la ligne biterne.

6.0 COÛTS D'EXPLOITATION



COÛTS D'EXPLOITATION

Le but de cette section est d'évaluer les coûts additionnels indirects associés à l'option monoterne.

Tel que montré au tableau suivant, la ligne monoterne avec conducteurs doubles de 228 mm² a un coût d'investissement (incluant l'installation) d'environ 14 525 MFCFA inférieur à la ligne biterne équipée des mêmes conducteurs (cas de base). Cette différence comprend le coût des postes, la compensation shunt et série ainsi que le système de télécommunication correspondant.

COÛT TOTAL DES LIGNES DE TRANSPORT ET DES POSTES (MFCFA 1993)		
Option	Monoterne	Biterne
Lignes	25 097	38 166
Postes	13 652	15 116
Condensateurs shunts	1190	1 428
TOTAL	39 939	54 710

Ces coûts ne comprennent pas les coûts d'exploitation et d'entretien décrits à la section 6.1 qui augmenteront la différence entre les 2 options à environ 16 321 MFCFA.

Les coûts additionnels évalués dans cette section sont:

- Exploitation et entretien du réseau de transport
- Pertes dans les lignes de transport
- Interruptions de service
- Exploitation d'unités thermiques à Dakar
- Demande non desservie

6.1

EXPLOITATION ET ENTRETIEN

Les coûts d'exploitation et d'entretien sont des frais annuels normalement exprimés en pourcentage du coût en capital des équipements. Pour une ligne de transport et l'appareillage des postes, ces frais annuels se situent respectivement entre 1,0 et 1,5% du coût en capital.

Pour une centrale, le coût annuel est étroitement dépendant du type d'équipement et du facteur d'utilisation. Il est à remarquer que la SÉNÉLEC (voir Tableau 5.4.1) utilise pour les coûts fixes et d'exploitation des valeurs allant de 1,6% pour les diesels lents à 1% pour les turbines à gaz. Les coûts d'entretien des génératrices sont inclus dans le coût de l'énergie.

Le coût annuel d'exploitation et d'entretien est capitalisé pour une période de 25 années à un taux d'actualisation de 10%, une valeur capitalisée de 10% a été retenue pour les lignes de transport et de 15% pour les sous-stations. Pour les condensateurs shunts, normalement considérés comme équipement des sous-stations, un coût annuel d'exploitation et d'entretien de 1% a été assumé.

Une valeur de 10% du coût en capital des lignes de transport augmente la différence entre les options monoterne et biterne de 1307 MFCFA. Une valeur de 15% du coût en capital des postes augmente la différence entre les sous-stations des options monoterne et biterne de 220 MFCFA. Une valeur de 10% du coût en capital des condensateurs shunt augmente la différence de 24 MFCFA. L'option biterne est plus onéreuse à exploiter et entretenir que l'option monoterne de 1550 MFCFA.

6.2

PERTES DANS LES LIGNES DE TRANSPORT

Les pertes dans les lignes de transport sont principalement de trois types. Les pertes dues à l'effet couronne sont attribuables à l'ionisation et au claquage partiel de l'air entourant les conducteurs des lignes haute tension et ne sont en général significatives qu'en mauvaise saison. Les pertes ohmiques sont de loin les plus significatives et dépendent de la résistance du conducteur et du courant. Les pertes dans les équipements tels les réactances shunt, les condensateurs série, les transformateurs, etc., doivent être considérées et peuvent être constantes et/ou en fonction de la charge.

La présente section traite des pertes couronne, ohmique et dans les équipements. Les pénalités économiques associées à ces pertes sont présentées aux sections 6.2.2 et 6.2.4.

L'objectif est de déterminer le coût des pertes de l'option monoterne par rapport au cas de base biterne. Donc, les pertes de même valeur pour les deux options sont ignorées. Celles-ci sont par exemple les pertes des transformateurs et des branches du réseau communs aux deux options.

De façon générale, seules les pertes associées à la ligne de transport entre Manantali et Sakal ont été considérées. Toutefois, les pertes des réactances shunt utilisées pour le contrôle de la tension ont été incluses, même si elles sont localisées à Tobène. Une réactance est normalement connectée à Bamako afin de compenser la ligne Manantali-Bamako, dans l'évaluation des pertes elle n'a pas été tenue en compte.

Le coût des pertes est basé sur le coût de remplacement de la puissance et de l'énergie par une génération thermique à Dakar.

6.2.1

Pertes dues à l'effet couronne

Les pertes couronne n'ont pas été recalculées dans cette étude et les valeurs développées au Doc. #4 (Rapport final, section 3.1.2.3) sont présumées correctes. Les pertes dues à l'effet couronne sont relativement petites et il n'est pas justifié de réexaminer de manière rigoureuse ces données puisqu'elles n'auront virtuellement aucune influence sur le choix d'une ligne monoterne ou biterne.

À titre de référence, les valeurs des pertes de puissance et d'énergie dues à l'effet couronne développées au Doc. #4 et considérés dans cette étude sont:

Option		Pertes <u>Instantanées</u>	Pertes <u>Annuelles</u>
Biterne	2 x 228 mm ²	21,24 MW (22.9 kW/km)	1,38 GWh
Monoterne	2 x 228 mm ²	7,61 MW (8.2 kW/km)	0,50 GWh
Monoterne	2 x 288 mm ²	5,54 MW (6.0 kW/km)	0,36 GWh

Les pertes annuelles en énergie, d'une ligne biterne, sont supérieures à deux fois celles d'une ligne monoterne équipée des mêmes conducteurs. La raison de cette différence est que le gradient de potentiel à la surface des conducteurs est supérieur, dans le cas d'une ligne biterne, car l'espacement entre les phases est plus faible. Les Figures 5.1.1 et 5.1.2 montrent que l'espacement entre phases du circuit biterne est de 5,5 mètres au minimum et que la distance géométrique moyenne (DGM) est de 6,39 mètres tandis que le monoterne a un espacement de 6,0 mètres au minimum et une distance géométrique moyenne de 7,26 mètres.

L'hypothèse voulant que les pertes couronne puissent être négligées durant la belle saison demeure optimiste puisque, même si ces pertes sont de 20 à 50 fois moins que durant les périodes de mauvais temps, leur durée est significativement plus longue. Pour la ligne en question, le nombre total de km-hre dans une année est de 8,147 million et l'exposition en saison des pluies est présumée de 60 000 km-hre. Ainsi, des pertes couronne en belle saison équivalentes à 1/50 (2%) des pertes en saison des pluies résulteraient en une perte d'énergie en belle saison 2.72 fois supérieures aux pertes en saison des pluies.

Pour les besoins de l'étude, il a été assumé que les pertes couronnes en belle saison seront de 1 % des pertes couronnes en saison de pluies. Ceci donne des pertes annuelles de:

- 3.27 GWh pour l'option biterne (2 x 228 mm²)
- 1.16 GWh pour l'option monoterne (2 x 228 mm²)
- 0.85 GWh pour l'option monoterne (2 x 288 mm²)

6.2.2

Coût des pertes dues à l'effet couronne

Lorsqu'il pleut les pertes couronne sont relativement élevées pour la ligne biterne, 21,2 MW comparativement à 7,6 MW pour la ligne monoterne. On peut attribuer un coût en capital à cette différence puisqu'une production additionnelle serait occasionnellement requise si la demande de pointe doit être rencontrée au moment où les pertes couronne sont élevées.

En 1996, la capacité de production installée à Dakar est prévue être plus que suffisante pour répondre à la demande de pointe si environ 150 MW sont disponibles de Manantali. Donc des pertes par effet couronne plus élevées n'auraient pour effet que de requérir le raccordement de génération déjà existante, lorsque nécessaire.

À un certain moment dans le futur, les pertes couronne en saison humide pourront nécessiter une plus grande capacité installée afin de répondre à la demande de pointe. Toutefois, il est considéré peu probable que ce surplus de capacité soit requis puisque la probabilité de coïncidence d'une demande de pointe, de pertes couronne élevées et d'une production disponible minimale (i.e. aucune capacité de réserve) est relativement faible. La probabilité d'une perte de charge est estimée assez faible pour justifier l'hypothèse qu'aucune production additionnelle ne sera installée et ainsi donc aucun investissement additionnel ne sera engagé.

Les pertes couronnes de l'option biterne sont supérieures de 2070 MWh/an à celles de l'option monoterne. Le coût de remplacement de cette énergie par de la génération bon marché installée à Dakar (12 FCFA/kWh, capitalisée à 10% sur 25 ans) est de 250 MFCFA.

6.2.3

Pertes ohmiques (résistance) et pertes dues aux équipements

Les pertes ohmiques de la ligne monoterne sont plus élevées que celles de l'option biterne de base.

Les pertes ohmiques et celles des réactances shunt ont été calculées pour différents niveaux de charges, tel qu'indiqué au Tableau 6.2.1. Les pertes des réactances shunt ont été calculées d'après l'hypothèse utilisée dans le Doc. #4, stipulant que chaque réactance de 20 MVAR a une perte de 100 kW (0,5%), ce qui est une hypothèse assez optimiste (une récente soumission de prix pour des réactances shunt de capacité et de tension plus faibles donnait une perte garantie de 0,7% à tension nominale).

Les pertes des condensateurs série sont minimales; les valeurs typiques pour des condensateurs modernes de type à pellicule sont de l'ordre de 150 kW/MVAR nominal. À un transit de puissance de l'ordre de 150 MW, la puissance des condensateurs n'est que de 60 MVAR par banc, d'où une perte totale dans les condensateurs de l'ordre de 10 kW. Ceci est très certainement négligeable.

Les pertes ohmiques et des réactances shunt ont été calculées sur une base annuelle en utilisant les données de charges et courbes de puissance classées décrites à la Section 3.2, ainsi que les valeurs de l'énergie disponible de Manantali pour l'ouest (Section 3.3). Pour le calcul des pertes, l'énergie disponible pour une année normale a été assumée être de 825.4 GWh total.

L'énergie totale perdue à cause des pertes ohmiques et d'équipement pour chaque année est donnée au Tableau 4.4.4. En 1996, par exemple, l'énergie totale perdue par l'option monoterne est de 105.2 GWh et de 87.8 GWh pour le circuit biterne de base, soit une différence de 17.33 GWh. Les pertes totales pour la période 1996-2020 ont été actualisées à 1996 à un taux de 10%. Pour l'option monoterne, celles-ci s'élèvent à 791.7 GWh et à 467.2 GWh pour l'option biterne.

Il est à noter que ces pertes actualisées sont beaucoup plus élevées que celles données dans le Doc. # 4, Section 3.1.3, qui fait état de 429.8 GWh pour le monoterne (2 x 228 mm²) et 351.7 GWh pour le biterne (2 x 228 mm²). Les principales raisons attribuables à cette différence sont:

- (i) l'énergie disponible de Manantali a été assumée être de 825.4 GWh/an au lieu de 619.3 GWh/an (Doc. # 4);
- (ii) les groupes de Manantali n'étaient pas utilisés strictement comme des groupes de pointe permettant des pertes plus basses pour une certaine énergie transmise;

- (iii) l'énergie allouée pour l'ouest était considérée descendre en deça de 48% de l'énergie totale disponible de Manantali, tombant à zéro à l'année 2018.

6.2.4

Coût des pertes ohmiques et des pertes dues aux équipements

À des transits de puissance élevés, les pertes résistives de la ligne de transport, de même que les pertes dans les réactances shunt et les condensateurs série sont plus grandes pour la ligne monoterne que pour la biterne; donc une production additionnelle pourrait être requise pour l'option monoterne afin de rencontrer la demande de pointe. Au contraire des pertes couronne, les pertes ohmiques et des équipements ne dépendent pas significativement de facteurs variables tel la température (quoique les pertes résistives soient plus faibles à une température ambiante inférieure, lors d'un réchauffement solaire réduit et avec une vélocité des vents accrue). Les facteurs de coïncidence qui permettaient de négliger les pertes couronne ne s'appliquent pas aux pertes ohmiques et des équipements.

Il peut être noté dans l'analyse détaillée de l'opération du système, 1996, tableau 4.4.1, que la génération thermique locale nécessaire dans l'ouest ne dépasse pas 48.2 MW quelle que soit la période de l'année si un circuit monoterne est assumé. Avec l'option double terne la génération locale maximale nécessaire est de 45.2 MW. La génération installée à Dakar en 1996 est attendue être de 253 MW (voir tableau 3.4.1), et il est clair que les pertes plus élevées dues aux lignes de transport ne nécessitera pas l'ajout de génération thermique. À la section 6.4, il peut être noté qu'aucune génération additionnelle n'est nécessaire avant 2002 et que les pertes plus élevées de l'option monoterne n'augmentent pas la capacité requise par plus de 2 MW sur toute la période d'étude.

Le coût en capital pour la génération additionnelle provient de la section 6.4.

Le remplacement de l'énergie perdue (pertes ohmiques et d'équipement) devra être ajouté au coût des combustibles et au coût de maintenance des groupes thermiques de Dakar. Il peut être noté (voir tableau 4.4.4) qu'en 1996, les pertes totales pour le monoterne (105.2 GWh) sont supérieures à celles du biterne (60.5 GWh) de 44.7 GWh. En l'an 2000, elles seront supérieures de 40.3 GWh et en 2010 de 16.2 GWh.

Il est à noter que les valeurs décrites précédemment représentent une augmentation de 17% de l'énergie totale qui doit être générée localement en 1996 avec l'option biterne. Ce pourcentage tombera à 6% en 2000 et à 1% en 2010. Il s'en suit que les pertes additionnelles n'ont virtuellement aucun effet sur l'utilisation (heures d'opération) des centrales thermiques sur la durée totale de l'étude.

Pour établir le coût des pertes, il est raisonnable de considérer seulement le coût additionnel en combustibles et maintenance, i.e. les "coûts proportionnels". Ces coûts dépendront des types de groupe qui seront utilisés et qui seront choisis par ordre de mérite. En 1996, par exemple, (voir tableau 4.4.1), il apparaît que l'option monoterne nécessite un maximum de 50 MW de génération thermique. Le maximum en 2000 est de 87 MW (voir tableau 4.4.2).

Jusqu'en 2002, les pertes élevées d'énergie devront être remplacées par les unités existantes comme les groupes vapeurs C302 et C303 à un coût de 12 FCFA/KWh ou par les groupes diesels C401 à C404 à un coût de 11.7 FCFA/KWh. Après l'année 2002, des groupes diesels lents seront disponibles à un coût de l'ordre de 9.7 FCFA/KWh. Pour les besoins de l'étude, le coût de remplacement de l'énergie à partir d'unité thermique de base a été pris égal à 12 FCFA/KWh.

La différence entre les pertes des options monoterne et biterne a été déduite du tableau 4.4.4 pour chaque année de l'étude et le coût annuel calculé avec 12 FCFA/KWh. La valeur actualisée à 1996 a été calculée avec un taux d'actualisation de 10%.

La différence de coût total pour les pertes élevées de l'option monoterne (conducteur $2 \times 228 \text{ mm}^2$) a été estimé à 3894 MFCFA (1996).

Il est à noter que cette différence serait réduite à 1947 MFCFA avec un conducteur $2 \times 288 \text{ mm}^2$, soit une réduction de 1950 MFCFA.

Le coût différentiel des pertes serait aussi réduit si l'opération du système était optimisée, particulièrement durant la période de production haute à Manantali.

TABLEAU 6.2.1

**PERTES OHMIQUES DE LA LIGNE DE TRANSPORT
ET PERTES DES ÉQUIPEMENTS**

	LIGNE MONOTERNE (2 x 228 mm ²)					LIGNE BITERNE (2 x 228 mm ²)			
Niveau de puissance transitée MW	Pertes Ohmiques MW	Réactances # Pertes MW	Condensateur		Pertes Totales MW	Pertes Ohmiques MW	Réactances # Pertes MW	Pertes Totales MW	
			Total MVar	Pertes MW					
0	0,10	9 0,90		0,00	1,00	0,26	17 1,70	1,96	
30	1,48	8 0,80		0,00	2,28	0,74	17 1,70	2,44	
60	5,65	7 0,70	12,47	0,00	6,35	2,50	16 1,60	4,10	
90	12,33	6 0,60	25,65	0,00	12,93	5,38	15 1,50	6,88	
120	20,62	6 0,60	41,69	0,01	21,23	9,34	14 1,40	10,74	
150	30,44	5 0,50	60,08	0,01	30,95	14,29	13 1,30	15,59	
180						20,38	12 1,20	21,58	
200						24,38	11 1,10	25,48	

COÛTS D'UNE CAPACITÉ DE TRANSPORT RÉDUITE

Tel que décrit à la Section 4.3, il a été assumé que la puissance transmise vers l'ouest était limitée à 150 MW dans le cas de l'alternative monoterne et que l'alternative biterne pouvait transiter jusqu'à 200 MW.

Tel que décrit à la Section 4.4, la simulation de l'opération du système a montré que l'énergie transmise de Manantali vers l'ouest serait la même pour les deux alternatives monoterne et biterne durant la période de production basse (décembre à juillet), et ceci, que le niveau des précipitations soit normal ou élevé et que Nouakchott soit raccordé ou non.

Durant la période de production haute, l'énergie transmise de Manantali vers l'ouest pourrait être moindre avec l'alternative monoterne. Ceci pourrait se produire durant les années 1996 et 1997 si les précipitations sont normales et pourrait se prolonger jusqu'à 2003 si les précipitations sont abondantes. Dans une année de faibles précipitations, toute l'énergie disponible sera transmise vers l'ouest et aucun avantage ne sera obtenu de la plus grande capacité de transport de l'option biterne.

Le Tableau 4.4.4 montre qu'avec des précipitations normales, l'énergie totale devant être générée localement en 1996 est de 327,2 GWh pour le monoterne et de 263,5 GWh pour l'option biterne. Les pertes, qui ont déjà été évaluées dans la Section 6.2.4, représentent 44,7 GWh de cette différence. Par conséquent, la capacité de transport supplémentaire se traduit par une réduction de la génération locale de 19,1 GWh. Cette réduction a une valeur de 228,7 MFCFA. De la même façon, en 1997, la capacité supplémentaire de la ligne biterne réduit le besoin en génération locale de 11,6 GWh, ce qui équivaut à une valeur de 126,8 MFCFA de 1996. Le total est donc de 356 MFCFA et ce montant est utilisé dans la comparaison économique, à la Section 7.

Si Nouakchott est raccordé, la capacité additionnelle de la ligne biterne a une valeur de 79 MFCFA. Cette valeur est plus basse que si Nouakchott n'est pas raccordée, étant donné que la charge supplémentaire permet d'exporter plus d'énergie disponible de Manantali, dans le cas de l'option monoterne. Ceci réduit donc les avantages de l'option biterne pour ces mêmes années.

Si l'on suppose qu'il pourrait y avoir des précipitations abondantes toutes les années impaires, entre 1996 et 2003, alors l'option biterne, avec sa capacité de transport plus élevée, permettra de transporter 109,4 GWh de plus d'énergie à partir de Manantali quand Nouakchott n'est pas raccordé et 137,3 quand Nouakchott est raccordé. Cette énergie additionnelle possède une valeur actualisée en 1996 de 930 MFCFA sans Nouakchott et de 1235 MFCFA avec Nouakchott.

Il faut bien noter que, si la ligne de transport Manantali-Tobène n'entre pas en service avant 1997, la valeur associée à la plus grande capacité de transport de la ligne biterne sera réduite.

6.4

INVESTISSEMENT DANS LA PRODUCTION THERMIQUE

Afin de déterminer si l'alternative monoterne requiert plus de génération dans l'ouest que l'alternative biterne de base, il est nécessaire d'établir les conditions qui déterminent la capacité installée ainsi que la génération disponible pour répondre à la demande durant chacune des années faisant l'objet de cette étude.

La demande de pointe varie selon les mois et les années et reste la même pour les deux alternatives. Dans le cadre de cette étude, on assumera que la demande de pointe est de 1,54 fois la demande annuelle moyenne, que la demande de pointe en novembre est de 95 % de la pointe de l'année et de 88 % en février.

Pour l'analyse, il a été considéré que Nouakchott serait raccordé, puisque cela maximisera la demande de production thermique et jouera en faveur de l'alternative biterne. La demande de pointe dans l'ouest, calculée selon cette supposition, est montrée au Tableau 6.4.1.

Dans la planification de la production thermique requise dans l'ouest, les contributions de Manantali et plus tard, d'autres générations d'origine hydroélectrique doivent tenir compte de la puissance et de l'énergie. Une capacité assez élevée de ces centrales pourrait être requise à court terme (heures) pour remplacer une unité devenue indisponible; cependant, c'est la valeur de l'énergie requise qui est utilisée pour déterminer la capacité de production thermique à installer.

La capacité en génération thermique installée sera minimisée si l'énergie provenant des générateurs hydroélectriques est utilisée durant la pointe, ceci permet de réduire le plus possible la puissance maximale devant être fournie par les unités thermiques durant une période donnée d'une durée raisonnable (comme une semaine ou un mois).

Pour la planification de la production, c'est l'énergie hydroélectrique garantie que l'on doit considérer. Par exemple, pour Manantali, l'énergie moyenne disponible durant le mois de février ou novembre d'une année sèche, sera de 38 GWh (voir Tableau 3.3.). On peut remarquer que l'énergie produite aurait été inférieure à 15 GWh, durant ces mois, dans six des vingt années comprises entre 1970 et 1989.

Pour les besoins de l'étude, il a été utilisé une valeur plus optimiste, de 38 GWh/mois. Le pourcentage de cette énergie disponible dans l'ouest a été calculé selon les proportions indiquées à la Section 3.3.3, c'est-à-dire 88 % en

1996, décroissant linéairement jusqu'à 48% en 2005 et demeurant constant durant les années subséquentes. On peut remarquer que, advenant une année de faibles précipitations, le Mali aura lui aussi besoin du maximum d'énergie possible de Manantali.

La capacité (MW) de production thermique requise dans l'ouest pour faire face à la demande durant une année de faibles précipitations a été calculée pour les deux alternatives monoterne et biterne, et les résultats sont présentés dans le Tableau 6.4.1.

Comme il peut être remarqué dans ce tableau, la production thermique requise est un peu plus élevée dans les conditions de novembre que dans celles de février. Ceci est dû à la demande généralement plus élevée en novembre (8,78% du total annuel) qu'en février (7,17% du total annuel) et à la plus grande charge de pointe.

La différence entre la pointe de production thermique requise pour chacune des alternatives est extrêmement faible, et n'excède pas 2 MW pour toutes les données de la simulation.

La puissance de pointe fournie par les générateurs de Manantali est plus élevée avec l'alternative monoterne, mais ne dépasse dans aucun cas la capacité de ces générateurs. Il est également important de remarquer que l'énergie soutirée de Manantali est la même pour les deux alternatives, seul le facteur de charge diffère légèrement.

Les résultats de cette analyse démontrent que les pertes plus élevées dans la ligne monoterne n'affectent pas de façon significative le calendrier d'investissements de la production thermique dans l'ouest. Tout au plus, il se pourrait que 2 MW de génération additionnelle soient requis à la fin de la période de l'étude.

Il est prévu que la génération thermique existante dans l'ouest avec les ajouts planifiés jusqu'en 1996 soit suffisante pour rencontrer les demandes de pointe données au tableau 6.4.1 jusqu'en 2002 au moins, même en considérant le retrait d'unités existantes et une disponibilité de celles-ci de 80%. Après cette date, la capacité supplémentaire requise avec l'alternative monoterne est inférieure à 1 MW jusqu'en 2009 au moins, et inférieure à 2 MW pour le reste de la durée de l'étude.

Les coûts en capital associés à l'addition de 1 MW à la capacité nominale d'un diesel lent, qui aurait dû être acheté de toute façon en 2002 et l'addition de 1 MW à une unité devant être achetée en 2009 ne dépassent pas 500 MFCFA, dans chacun des cas. Le coût équivalent en 1996, en utilisant un taux d'actualisation de 10%, est donc d'au plus 427 MFCFA.

TABLEAU 6.4.1

PRODUCTION THERMIQUE LOCALE REQUISE POUR RENCONTRER LA DEMANDE DE POINTE

NOVEMBRE		MONOTERNE			BITERNE			FEVRIER		MONOTERNE			BITERNE		
ANNEE	CHARGE DE POINTE	MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GENERATION THERMIQUE LOCALE	MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GENERATION THERMIQUE LOCALE	ANNEE	CHARGE DE POINTE	MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GENERATION THERMIQUE LOCALE	MANANTALI	PERTES DANS LA LIGNE	GENERATION THERMIQUE LOCALE
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
1996	172.1	99.1	12.2	85.2	95.0	6.7	83.8	1996	159.4	99.3	12.2	72.4	95.2	6.7	71.0
1997	179.6	99.0	12.2	92.7	94.7	6.7	91.6	1997	166.3	99.1	12.2	79.4	93.7	6.6	79.2
1998	190.8	100.1	12.4	103.1	95.4	6.7	102.1	1998	176.7	100.2	12.4	88.9	95.5	6.7	87.9
1999	199.4	100.1	12.4	111.7	95.3	6.7	110.8	1999	184.7	100.3	12.4	96.8	95.5	6.7	95.9
2000	226.1	105.6	13.5	134.0	100.2	7.2	133.1	2000	209.5	105.9	13.5	117.1	100.5	7.2	116.2
2001	235.7	105.7	13.5	143.5	100.1	7.2	142.8	2001	218.4	105.9	13.5	126.0	100.4	7.2	125.2
2002	245.9	105.7	13.5	153.7	100.0	7.2	153.1	2002	227.8	105.9	13.5	135.4	100.3	7.2	134.7
2003	256.7	105.6	13.4	164.6	99.9	7.2	164.1	2003	237.8	105.7	13.5	145.6	100.1	7.2	145.0
2004	281.9	110.3	14.4	185.9	104.0	7.6	185.5	2004	261.1	110.5	14.4	165.0	104.2	7.6	164.5
2005	294.1	113.8	15.1	195.4	107.1	7.9	194.9	2005	272.4	114.0	15.1	173.6	107.3	8.0	173.0
2006	305.5	117.1	15.8	204.2	110.1	8.3	203.7	2006	283.0	117.3	15.8	181.6	110.3	8.3	181.0
2007	317.4	120.6	16.5	213.4	113.2	8.6	212.9	2007	294.1	120.7	16.5	189.9	113.4	8.6	189.3
2008	329.8	124.2	17.3	223.0	116.4	9.0	222.4	2008	305.5	124.2	17.3	198.6	116.6	9.0	197.9
2009	342.8	127.5	18.0	233.2	119.8	9.4	232.4	2009	317.5	127.5	18.0	208.0	120.0	9.4	206.9
2010	356.2	130.9	18.7	244.0	123.3	9.8	242.7	2010	330.0	130.9	18.7	217.8	123.5	9.8	216.3
2011	370.3	134.5	19.5	255.3	126.6	10.2	253.8	2011	343.0	134.5	19.5	228.0	126.7	10.2	226.5
2012	384.9	138.3	20.4	267.0	130.0	10.6	265.5	2012	356.5	138.2	20.4	238.7	130.0	10.6	237.1
2013	400.1	142.2	21.3	279.2	133.5	11.1	277.7	2013	370.6	142.1	21.3	249.8	134.7	11.2	247.2
2014	416.0	146.3	22.3	292.0	137.2	11.5	290.4	2014	385.4	146.2	22.2	261.4	137.2	11.5	259.7
2015	432.6	150.6	23.3	305.2	110.2	8.3	330.7	2015	400.7	150.5	23.2	273.5	141.0	12.0	271.8
2016	449.9	155.2	24.4	319.1	145.0	12.6	317.5	2016	416.7	155.0	24.3	286.1	145.0	12.6	284.3
2017	467.9	159.9	25.5	333.6	146.9	12.9	333.9	2017	433.4	159.7	25.5	299.3	149.2	13.2	297.4
2018	486.7	164.8	26.8	348.7	153.6	13.8	346.9	2018	450.9	164.6	26.7	313.0	153.6	13.8	311.1
2019	506.3	170.0	28.1	364.4	158.2	14.5	362.6	2019	469.0	169.7	28.0	327.3	158.1	14.5	325.4
2020	526.8	175.5	29.5	380.8	163.0	15.2	379.0	2020	488.0	175.1	29.4	342.3	162.9	15.2	340.2

6.5

INTERRUPTIONS DE SERVICE

La ligne biterne de base fournit une meilleure disponibilité et fiabilité que l'option monoterne. L'objectif de cette section est de quantifier les différences entre les deux options et de déterminer les coûts économiques associés.

Les interruptions de service peuvent être des indisponibilités programmées ou fortuites. Les interruptions de service sont généralement programmées pour raisons d'entretien et peuvent être planifiées durant une période où le réseau de transport n'a pas à rencontrer la demande de pointe des divers centres de charges. Les indisponibilités fortuites sont non planifiées et sont dues aux accidents, à l'instabilité ou à des défauts.

La fréquence des interruptions de service considérée dans cette étude est basée sur les statistiques rassemblées au Canada par l'Association d'Électricité du Canada (AEC) à partir d'informations sur la performance des lignes de transport, et fournies par les diverses sociétés d'exploitation électrique. Il est considéré que si les lignes de transport sont construites en accord avec les normes internationales et maintenues selon les pratiques recommandées, il n'y a aucune raison pour que les interruptions de service soient supérieures pour les états membres qu'ailleurs. La durée des interruptions de service doivent, néanmoins tenir compte des conditions locales et de la disponibilité des équipements.

6.5.1

Indisponibilités non planifiées

Les indisponibilités non planifiées présumées dans une étude précédente (Doc. #4, Rapport définitif, section 3.2) ont été basées sur:

- 1 jour par poste par année;
- 1 jour par 100 km de ligne monoterne par année;
- 0,5 jour par 100 km de ligne biterne par année.

Ceci donne une indisponibilité de 15,3 jours par année pour la ligne monoterne et de 11,7 jours par année pour la ligne biterne respectivement.

Pour les lignes de transport, les statistiques canadiennes indiquent une indisponibilité forcée, i.e. occasionnée par des défauts nécessitant des réparations avant remise sous tension, pour des lignes de transport de 230 KV, de 0,15/100 km/année pour une ligne monoterne et de 0,16/100 km/année pour une ligne biterne. Considérant qu'un seul événement sur trois affecte les deux circuits de la ligne biterne, l'indisponibilité effective pour ce type de ligne est d'environ 0,05/100 km/année. Ceci correspond à un ratio de 3:1 dans le nombre d'interruptions de service.

Le nombre total d'heures d'indisponibilité par année dépend du temps moyen de réparation (TMR). Les statistiques canadiennes indiquent un TMR de 21

heures pour une ligne monoterne et de 52 heures pour des défauts affectant les deux circuits d'une ligne biterne. Le temps de réparation est plus long pour une biterne parce que les défauts sur deux circuits sont ceux qui demandent le plus de temps de réparation.

Pour la ligne Manantali-Tobène, le TMR doit considérer la mobilisation et le transport de l'équipe de réparation jusqu'à l'emplacement du défaut. Ainsi, un minimum présumé de 24 heures est ajouté au temps de réparation donné par les statistiques canadiennes, i.e. 45 heures pour un défaut sur la ligne monoterne et 75 heures pour un défaut sur la ligne biterne.

Pour les sous-stations, l'indisponibilité assumée dans le Doc. #4, de un (1) jour par poste par année représente une disponibilité raisonnable de 99,7%. Il est à noter qu'un arrangement des postes avec double jeu de barres a été assumé pour les deux options et que le nombre et durée de panne pouvant causer une interruption de service sont les mêmes. Une indisponibilité de 1 jour/poste/année a donc été retenue.

Le nombre de pannes a été assumé à 0.5/poste/année avec une indisponibilité de 48 heures. Ceci donne assez de temps pour mobiliser et transporter les équipes de dépannage aux sous-stations.

L'indisponibilité non planifiée totale est donc, pour cette étude, présumée être de:

		Circuit monoterne	Circuit biterne
Lignes de transport			
- nombre d'indisponibilité	#/an	1.4	0.5
- temps de réparation	h	45	75
postes			
- nombre d'indisponibilité	#/an	3.0	3.0
- temps de réparation	h	48	48
TOTAL	h/an	207	179

6.5.2

Défauts causés par la foudre

D'après les statistiques canadiennes, la foudre compte pour plus de 83% des défauts sur les lignes monoternes à 230 kV.

Le pourcentage des défauts causés par la foudre qui n'affectent qu'une seule phase est élevé. Ce type de défaut ne cause pas d'interruption si on suppose un réenclenchement de la phase réussi. Le chiffre de 85% utilisé au Doc. #2 (Rapport final, Annexe F) est donc considéré raisonnable et a été retenu pour la présente étude.

Le nombre total de coups de foudre causant un contournement d'isolation dépend du niveau isokéraunique, de la géométrie des lignes, de la résistance de mise à la terre des pylônes ainsi que des conducteurs et du câble de garde. L'Annexe F du Doc. #2 donne le nombre de contournements par année par 100 km avec une résistance hypothétique de mise à la terre des pylônes de 20 Ohms. Ces données sont récapitulées ci-dessous:

- Ligne monoterne, niveau isokéraunique de 15 : 1,12
- Ligne monoterne, niveau isokéraunique de 60 : 7,27
- Ligne biterne, niveau isokéraunique de 15 : 1,67
- Ligne biterne, niveau isokéraunique de 60 : 10,85

Basé sur les chiffres précédents, le nombre total de contournement pour le circuit monoterne est de 21,7/an dont 15% serait causé par des défauts entre phases qui ne peuvent être éliminés par réenclenchement monophasé, i.e. 3,26/an. À ceci il faut noter que le réenclenchement monophasé peut ne pas être réussi et que le synchronisme peut être perdu pour d'autres raisons suite au contournement monophasé. Pour cette étude, il est assumé que 10% des fautes monophasées résulteront en une indisponibilité, i.e., 1,84/année. Le nombre total de contournement sera donc pris égal à 5,1/année.

Pour la ligne biterne, le nombre de coups de foudre calculé est de 19,96 par année sur le tronçon Manantali-Kayes et de 12,45 par année sur le tronçon Kayes-Tobène. Tous les coups de foudre provoqueront l'ouverture d'un circuit et un certain pourcentage pourrait causer l'ouverture des deux circuits. Ce dernier cas occasionnera l'indisponibilité complète de la ligne. Le Doc. #2 estime que seulement 10% des défauts affecteraient les deux circuits entraînant ainsi une interruption de service. Les statistiques canadiennes indiquent que, pour une ligne biterne à 230 kV, le taux d'indisponibilité est de 6% inférieur à celui d'une ligne monoterne. Par ailleurs, le taux d'indisponibilité d'une ligne biterne comprend la défaillance d'un pylône, qui compte pour 1,0 à 1,5% des interruptions de service. Il apparaît donc que la valeur de 10% utilisée au Doc. #2 est pessimiste et, pour la présente analyse, un taux de 5% est présumé; c'est-à-dire, une indisponibilité des 2 ternes due à la foudre de 1,62 par année pour la ligne biterne.

Le tableau 6.5.1 indique le nombre et la durée d'indisponibilité dus à la foudre et celles non planifiées, pour les options monoterne et biterne, retenus pour cette étude. Il a été assumé que ces pannes surviendront en saison pluvieuse, i.e. durant la période de production haute de Manantali, cependant les indisponibilités non planifiées peuvent, quant à elles, survenir en tout temps.

6.5.3

Indisponibilités programmées

Pour permettre les travaux d'entretien programmés de la ligne de transport et des postes, l'indisponibilité du réseau sera généralement planifiée lors d'une période où la charge est faible et lorsqu'une production thermique peut

facilement être substituée à celle de Manantali.

Puisque l'énergie supplémentaire provenant d'unités thermiques additionnelles sera ultérieurement remplacée par l'énergie accumulée de Manantali, le coût de ces indisponibilités correspond au coût différentiel entre l'exploitation normale et les unités de remplacement.

Le nombre et la durée des indisponibilités programmées résultant en un arrêt de production de Manantali sont estimés, au Doc. #3 (Rapport final, section 2.6.4), à 8 jours/année pour la ligne monoterne et à 2 jours/année pour la biterne, et sont basés sur un entretien avec plusieurs équipes.

Pour la ligne biterne, aucune opération d'entretien ne devrait nécessiter la mise hors service des deux ternes puisqu'il est présumé que les postes ont un jeu de barres doubles et que l'entretien de la ligne de transport (remplacement d'un isolateur, par exemple) peut être effectué avec un seul terne sous tension. Ceci indique que même deux jours par année est probablement pessimiste et un jour (24 heures) par année a donc été retenu pour l'étude.

Pour la ligne monoterne, le nombre d'heures d'entretien de l'équipement ne pouvant être isolé sans mise hors service de la ligne est minimal; au plus 2 heures par poste par année. Il est également probable qu'un entretien avec la ligne sous tension soit possible (incluant le remplacement d'isolateurs). Néanmoins, et afin de s'assurer que la ligne monoterne ne soit injustifiablement favorisée, un total de 3 jours (72 heures) par année d'indisponibilités est considéré. Il est supposé que ces heures d'indisponibilités programmées auront lieu en période de demande minimale, quand la puissance transmise de Manantali n'est pas supérieure à 30 MW.

6.5.4 Coût des indisponibilités

Le nombre total et la durée des indisponibilités programmées et non planifiées sont estimés aux sections précédentes pour l'alternative monoterne-biterne.

Il est à noter que la probabilité d'une perte de l'énergie provenant de Manantali durant une année est extrêmement faible et a donc été présumée nulle. Une partie de la demande ne sera pas desservie à cause des indisponibilités non planifiées mais elle peut être minimisée par un démarrage rapide de la production dans la région de Dakar.

Les indisponibilités planifiées seront effectuées pendant les périodes de transit faible et à basse demande du système. Il peut être raisonnablement admis que l'énergie non transmise de Manantali durant ces périodes pourra effectivement être transmise plus tard et donc aucune énergie ne sera perdue.

Le seul coût qui peut être associé est celui relatif à l'opération d'unité de génération, hors de l'ordre de mérite, dans l'ouest durant les indisponibilités. Si la charge dans l'ouest est faible, il y aura suffisamment de génération bon marché (groupes vapeur et diesels lents à semi-rapide). Même dans le cas où la moitié de la puissance reçue de Manantali (30 MW) devait être remplacée par de la génération locale thermique avec un coût supérieur de 2 FCFA/Kwh de l'unité la plus efficace, la différence de coût pour une différence de durée d'indisponibilité de 48 heures par année serait de l'ordre de 1,44 MFCFA, par année. Capitalisé à 10% à 1996 ceci donne un coût de 15 MFCFA.

Les indisponibilités non planifiées ne peuvent être prévues et causeront des mises hors service, résultant souvent en une perte totale du système ou de grands délestages. Il est à noter que l'option monoterne nécessite, plus de génération locale disponible en tout temps essentiellement à cause des pertes élevées surtout en période de transit élevé et qu'elle nécessite une certaine réserve. L'effet d'une panne dans cette alternative est marginalement moins sévère que celle des deux circuits de l'option biterne; elles sont cependant plus fréquentes.

Comme dans le cas des arrêts planifiés, l'impossibilité de transiter de la puissance de Manantali vers l'ouest, pour la durée de l'indisponibilité, ne comporte pas de pénalité économique vu que l'énergie sera transmise ultérieurement. L'hypothèse que le barrage de Manantali soit à sa cote maximale et que de l'eau soit déversée lors d'une panne de quelques heures est extrêmement faible.

De façon à déterminer les coûts d'opération des groupes en dehors de l'ordre de mérite, particulièrement en période de production haute avec transmission de Manantali élevée, il est nécessaire de considérer l'effet de l'indisponibilité en détail.

Il est assumé qu'immédiatement, suite à l'indisponibilité de la ligne de transport, les groupes thermique seront démarrés aussi vite que possible pour permettre de reprendre la charge. Ceci devra être complété dans les 15 minutes suivant l'indisponibilité et selon la séquence suivante:

- (i) augmenter la charge sur les groupes déjà en opération, i.e. groupes assurant la réserve dans l'option monoterne ou alimentant la charge dans les options monoterne et biterne;
- (ii) démarrage et raccordement au réseau des groupes disponibles (diesels et turbines à gaz) selon l'ordre de mérite;
- (iii) démarrage et raccordement au réseau des groupes vapeur, comme requis, pour remplacer les groupes diesels et turbines à gaz aux coûts élevés et pour satisfaire toute demande non desservie. Il est assumé que ces unités fonctionneront à leur pleine capacité dans les 2 heures suivant leur mise en route.

Le coût de l'opération des groupes, hors ordre de mérite, dépend des unités qui sont déjà en train de produire et de celles qui sont disponibles, ceci peut différer pour chaque cas d'indisponibilité. Pour estimer le coût, une analyse a été effectuée pour chaque année de la période d'étude. Le tableau 6.5.2 montre les résultats de cette analyse pour 1996 effectuée en utilisant les valeurs moyennes des périodes de production haute et basse ainsi que les taux d'indisponibilités et durées du tableau 6.5.1. Le coût différentiel d'opération des diverses unités de production est approximatif et reflète le coût additionnel d'opération de groupes hors ordre de mérite.

Il a été trouvé que le coût des indisponibilités changeait très peu d'année en année jusqu'au moment où le nombre de groupes diesel lent devenait assez élevé pour affecter la génération mixte, i.e. vers l'année 2005. Avec l'augmentation du nombre de diesels lents le coût des indisponibilité décroît car la probabilité que des turbines à gaz ou des diesels peu efficaces soient requis est réduite. Le temps de démarrage d'un diesel est significativement plus court que celui d'un groupe vapeur.

Pour les besoins de l'étude, il a été assumé que le coût des indisponibilités non planifiées comme calculé pour 1996 (voir tableau 6.5.2) restera constant sur la période d'étude. Le coût équivalent des indisponibilités non planifiées a été calculé à un taux d'actualisation de 10% à :

- 170 MFCFA pour l'option biterne de base;
- 220 MFCFA pour l'option monoterne.

TABLEAU 6.5.1

TAUX D'INDISPONIBILITÉS FORCÉS

OPTION PÉRIODE DE PRODUCTION		MONOTERNE			BITERNE		
		Haute	Basse	Total	Haute	Basse	Total
Nombre de pannes:	Foudre	5.1	0	5.1	1.6	0	1.6
	Non planifiées	1.5	2.9	4.4	1.2	2.3	3.5
	TOTAL	6.6	2.9	9.5	2.8	2.3	5.1
Durée des pannes:	Foudre (6 h/défaut)	30.6	0	30.6	9.6	0	9.6
	Non planifiée (heures totale)	68.9	137.9	206.8	59.6	119.3	178.9
	TOTAL (HEURES)	99.5	137.9	237.4	69.2	119.3	188.5
Durée moyenne (heures)		15.1	47.6	25.0	24.7	51.9	37.0

TABLEAU 6.5.2

ESTIMATION DU COÛT DES INDISPONIBILITÉS NON PLANIFIÉES (1996)

		<u>OPTION MONOTERNE</u>			<u>OPTION BITERNE</u>		
<u>PÉRIODE DE PRODUCTION HAUTE</u>							
Charge totale	MW	114.3			114.3		
Génération locale	MW	15.9			0		
Reçu de Manantali	MW	98.4			114.3		
Durée de l'indisponibilité	h	15.1			24.7		
Groupe/Designation	Δ Coût FCFA/kWh	MW	h	Coût MFCFA	MW	h	Coût MFCFA
Remplacement initial							
- Diesel S.R./C401-4, J1-2	+1	65.6	15.1	0.99	81.5	24.7	2.01
- Diesel/Kahone	+4	12.6	2.0	0.10	12.6	2.0	0.10
- Turbine à gaz/TAG 1-2	+13	20.2	2.0	0.53	20.2	2.0	0.53
Remplacement final							
- Groupes vapeur/C302-3	+1	32.8	13.1	0.43	32.8	22.7	0.74
		Coût par panne Nombre de panne		2.05 6.6	Coût par panne Nombre de panne		3.38 2.8
		COÛT TOTAL		13.53	COÛT TOTAL		9.46
<u>PÉRIODE DE PRODUCTION BASSE</u>							
Charge totale	MW	120.8			102.8		
Génération locale	MW	48.2			45.2		
Reçu de Manantali	MW	54.6			57.6		
Durée de l'indisponibilité	h	47.6			51.9		
Remplacement initial							
- Diesel S.R./C401-4, J1-2	+1	33.3	47.6	1.59	36.3	51.9	1.88
- Diesel Kahone/	+4	12.6	2.0	0.10	12.6	2.0	0.10
- Turbine à gaz/	+13	8.7	2.0	0.23	8.7	2.0	0.23
Remplacement final							
- Groupe vapeur/C302-3	+1	21.3	45.6	0.97	21.3	49.9	1.06
		Coût par panne Nombre de panne		2.89 2.90	Coût par panne Nombre de panne		3.27 2.3
		COÛT TOTAL		8.38	COÛT TOTAL		7.52

OPÉRATION DE LA CAPACITÉ DE RÉSERVE

Pour permettre le transit jusqu'à 150 MW avec l'option monoterne, il est nécessaire qu'une certaine génération thermique locale soit opérée à faible charge de façon à limiter les pertes d'énergie durant les séquences d'élimination et réenclenchement des défauts monophasés. Cette réserve permet aussi la rapide stabilisation de la tension durant la période transitoire.

Pour les besoins de l'étude il a été assumé que lors du transit de 90 MW ou moins aucune réserve tournante n'était nécessaire. A 90 MW et plus, la réserve devrait augmenter linéairement de 8 MW pour un transit de 90 MW, jusqu'à 24 MW pour un transit de 150 MW. Les 8 MW de réserve pourraient être fournis par un groupe de 20 MVA opérant à demi-charge. Similairement, 24 MW pourront être fournis par des groupes totalisant 60 MVA opérant chacun à demi-charge.

La simulation du système décrite à la Section 4.4 montre que la réserve sera nécessaire durant virtuellement toute la période de production haute de Manantali (4 mois/an) et de façon ponctuelle le reste de l'année. De plus, le montant de réserve proportionnel à la capacité raccordé pour rencontrer la demande décroît avec l'augmentation de la charge. Par exemple, en l'an 2000 (voir Tableau 4.4.2) la réserve n'est jamais supérieure à 42% de la capacité requise et en moyenne n'est que de 6,6%.

Avec Manantali en pleine production il serait normal que le système soit opéré avec assez de réserve tournante pour pallier à la perte d'une unité de Manantali (40 MW), quelle que soit l'option, monoterne ou biterne. 40 MW de réserve tournante est supérieure à celle requise pour assurer la stabilité de l'option monoterne.

Le coût d'opération d'un nombre supérieur de groupe à celui requis pour rencontrer la demande est généralement insignifiant vu la perte d'efficacité, par exemple d'un groupe diesel semi rapide à demi-charge n'entraîne qu'une augmentation de 10% en coût de combustible. A 75% de charge, le coût différentiel est plus petit, environ 2%.

Il pourrait y avoir des coûts additionnels de maintenance associés avec les groupes fonctionnant en deça de la charge normale, néanmoins ce coût de maintenance est inclus dans les coûts variables et représentent 20% de ceux-ci.

S'il est assumé que le coût d'opération de la capacité de réserve est en moyenne de 5% des coûts variables (i.e. 5% de 12 FCFA/kWh) et qu'aucune réserve n'aurait à être opérée dans le cas de l'option double terne, le coût d'opération de la capacité de réserve sur la période d'étude n'excédera pas 214 MFCFA.

Les coûts d'investissement et d'exploitation pour une production thermique dans la région de Dakar ont été révisés et sont considérés raisonnables. Des données récentes sur les prix d'équipements pour diesel lent et turbines à gaz, installés en Amérique Centrale, sont environ 20% supérieurs aux prix de janvier 1989 utilisés dans les études antérieures. Cette augmentation est raisonnable pour une période de 4,5 années. Lorsque la puissance de Manantali est élevée (i.e. au-dessus de 100 MW), il a été montré qu'une génération à Dakar a peu, sinon aucun coût économique puisque celle-ci doit être installée de toute façon et qu'elle ne réduit pas l'énergie pouvant être fournie par Manantali pour l'Ouest.

7.3

COÛTS D'INVESTISSEMENT ET D'EXPLOITATION

Le Tableau 7.3.1 présente la comparaison entre les options monoterne et biterne en considérant pour les deux cas le même conducteur par phase (2 x 228 mm²).

Ce tableau indique les coûts d'investissement en lignes de transport, postes et compensations shunt (condensateurs) tel que décrits à la Section 5. Les coûts relatifs à l'opération et l'entretien proviennent de la Section 6.1.

Les coûts ainsi que les analyses relatifs aux avantages et inconvénients peuvent être trouvés aux sections données ci-après:

- pertes par effet couronne: sections 6.2.1 et 6.2.2;
- pertes ohmiques et d'équipements: sections 6.2.3 et 6.2.4;
- capacité de transport: section 6.3;
- capacité thermique future: section 6.4;
- indisponibilités planifiées et non planifiées: section 6.5;
- opération de la capacité de réserve: section 6.6.

TABLEAU 7.3.1
COMPARAISON DES ALTERNATIVES

LIGNE BITERNE		LIGNE MONOTERNE		Différence
Coûts d'investissement	MFCFA	Coûts d'investissement	MFCFA	MFCFA
- Ligne de transport	38166	- Ligne de transport	25097	- 13 069
- Postes	15116	- Postes	13652	- 1 464
- Condensateurs shunt	1428	- Condensateurs shunt	1190	- 238
- Opération et entretien	6227	- Opération et entretien	4677	- 1550
Coût actualisé total	60937	Coût actualisé total	44616	- 16321
Désavantages quantifiables		Avantages quantifiables		
- Plus de pertes par effet couronne (3,2 GWh/an)	388	- Moins de pertes par effet couronne (1,2 GWh/an)	139	- 249
Total des désavantages quantifiables	388	Total des avantages quantifiables	139	- 249
Avantages quantifiables		Désavantages quantifiables		
- Moins de pertes dans la ligne (467,2 GWh)		- Plus de pertes dans la ligne (791,7 GWh)		+ 3 894
- Capacité de transport plus grande (>200 MW)		- Capacité de transport plus faible (<150 MW)		+ 356
- Production thermique future minimale		- Production thermique future supplémentaire	427	+ 427
- Indisponibilités non planifiées plus faibles (5,1/an)	170	- Plus d'indisponibilités non planifiées (9,5/an)	220	+ 50
- Indisponibilités planifiées plus faibles (24 h/an)	7	- Plus d'indisponibilités planifiées (72 h/an)	22	+ 15
-		- Doit utiliser une réserve pour stabilité	214	+ 214
Total des avantages quantifiables	177	Total des désavantages quantifiables	+ 883	+ 4956
		DIFFÉRENCE TOTALE		- 11614
Désavantages non quantifiables				
- Besoin possible de compensateurs statiques				
Avantages non quantifiables				
- Devancement possible des futures unités hydroélectriques				
- Flexibilité d'opération accrue				
- Exigences de protection moins sévères				

7.4

ANALYSE DE SENSIBILITÉ

La comparaison économique entre les options monoterne et biterne de base présentée au tableau 7.3.1 est basée sur les hypothèses décrites à la section 3 et limitations imposées par les Termes de références.

Dans cette section, l'impact de différentes hypothèses est analysé.

7.4.1

Configuration des conducteurs

La taille et configuration des conducteurs utilisés dans cette étude sont le 2 x 228 mm² aluminium alloy (AAAC) par phase pour l'option monoterne et biterne de base.

Il est à noter que l'utilisation d'un conducteur seulement par phase aurait réduit le coût en capital des lignes de transport. Dans une étude antérieure (Doc. # 4) il avait été suggéré qu'un conducteur de 475 mm² de section ou possiblement 366 mm² pouvait être considéré.

La réduction en capital, incluant l'installation, pour un conducteur de 475 mm² en lieu et place du 2 x 228 mm² a été estimée à:

- 1507 MFCFA dans le cas de l'option biterne
- 1590 MFCFA dans le cas de l'option monoterne

Les caractéristiques des lignes de transmission sont différentes de celles données à la section 3.1. La résistance est réduite de 2%, la réactance augmente d'environ 35% et la charge nominale est réduite de 25%.

Les effets de ces changements ont été considérés et il a été conclu, en première approximation, que la différence globale de coût entre les options (incluant les avantages et inconvénients) ne sera pas très différente des valeurs données au Tableau 7.3.1.

Il est à remarquer cependant que l'acceptabilité technique du conducteur 1 x 475 mm² pour les options monoterne et biterne n'a toutefois pas été confirmée.

Le possible choix du conducteur simple de 366 mm² n'a pas été analysé. L'utilisation de ce conducteur résultera en un gradient de surface à la limite du niveau d'acceptation et les effets sur la stabilité, quelque soit l'option, seraient plus significatives.

7.4.2

Augmentation de l'énergie à transmettre

Les analyses présentées dans ce rapport ont pris en compte l'énergie disponible de Manantali pour transmission vers l'Ouest. Il est reconnu que les futures développement du potentiel hydroélectrique du fleuve Sénégal ou l'établissement d'un réseau couvrant une plus grande surface pourrait augmenter l'énergie disponible pour transport vers l'Ouest de Manantali ou Kayes.

L'énergie disponible de Manantali est assumée, dans cette étude, décroître avec le temps pour se rendre à 50 GWh/mois en période de production haute (et 25 GWh/mois en période de production faible) en l'an 2009. En pratique, il est attendu qu'après 2009 l'énergie transmise au Mali continuera à augmenter réduisant encore plus l'énergie disponible pour l'Ouest.

Il est montré au tableau 4.4.7 que l'option monoterne est capable de transporter plus de 100 GWh/mois si cette énergie est disponible pour transmission et si le système récepteur est capable de l'absorber même avec une limite de puissance de 150 MW.

Pour l'option biterne, l'énergie transitable est présumée être plus élevée que pour l'option monoterne d'au moins 25%.

Les deux options peuvent accommoder la transmission d'énergie additionnelle de l'Est vers l'Ouest, cependant l'économie de celles-ci sera changée dépendamment de la quantité additionnelle d'énergie disponible et du temps (timing). Dans ce contexte, il est à noter que l'option monoterne pourrait transmettre toute l'énergie produite à Félou ou Gouina en plus de celle assumée être disponible pour l'Ouest à partir de Manantali dans une année de précipitation normale d'ici l'an 2007. L'option biterne pourrait, en assumant un transit de 200 MW, égaler l'option précédente dès 2003 avec des pertes moins élevées, cependant les avantages économiques devront être analysés.

7.4.3

Variantes

Les termes de référence demandaient que soient considérées l'installation de deux (2) circuits monoterne construits séquentiellement et un circuit double terne avec un (1) seul terne équipé initialement, en plus de l'option de base monoterne.

Le coût d'installation d'un second circuit monoterne est assumé être le même que celui de l'installation d'un seul circuit, soit 25 097 MFCFA. Le coût additionnel de modification des postes est estimé être de 3604 MFCFA.

Sur une base de coûts d'investissement seulement, il serait économiquement justifiable d'installer un circuit biterne plutôt que deux (2) circuits monoterne si le second circuit est installé dans les sept (7) années. Si les avantages d'avoir un second circuit (capacité de transport, pertes, etc...) sont tenues en compte le double terne doit être installé en premier, même si le deuxième terne n'est pas requis pendant 10 ans.

L'installation d'un circuit biterne équipé d'un seul terne est estimé être de 28 560 MFCFA. Le coût des postes, incluant la compensation série, réenclencheurs monopolaires, etc... nécessaires pour le circuit simple est de 13 652 MFCFA. Les coûts de l'installation ultérieure du second circuit est de 12 342 MFCFA pour la ligne, de 3604 MFCFA pour les postes et de 238 MFCFA pour les condensateurs shunts. Dans ce cas, l'installation du circuit double terne serait justifiée si le second circuit est requis dans les 4 ans, si on tient compte du coût en capital ou dans les 7 ans, si on prend en compte les avantages du double circuit.

Ce qui précède, indique que si un second circuit doit être installé pour une quelconque raison dans les sept (7) ans, il est préférable d'installer initialement un double circuit.

L'alternative deux circuits monoterne est préférable à l'option biterne équipée d'un seul circuit, si le second circuit n'est pas requis dans les 12 prochaines années.

Il est à noter que les variantes décrites précédemment sont basées sur le fait qu'un second circuit est nécessaire, c'est-à-dire que le circuit monoterne n'est pas adéquat pour transmettre de façon économique la puissance requise. Comme noté à la Section 7.4.2, le circuit monoterne est capable de transmettre la puissance et l'énergie disponibles de Manantali et d'autres sites de production hydroélectriques sur le fleuve Sénégal à condition que ceux-ci soient introduits de façon séquentielle et opportune.

