230

RAF - 71 - 147
RAPPORT TECHNIQUE
VOLUME 1

AMENAGEMENT DU BASSIN DE LA RIVIERE KAGERA PHASE II

BURUNDI - RWANDA - REPUBLIQUE UNIE DE LA TANZANIE

ETUDE SECTORIELLE

MARCHE DE L'ENERGIE

AVRIL 1976

Norconsult A.S.
Ingénieurs, Architectes et Economistes Conseils
Oslo
Norvège

ELECTROWATT
Ingénieurs Conseils S.A.
Zurich
Suisse

AMENAGEMENT DU BASSIN DE LA RIVIERE KAGERA

RAPPORTS DES ETUDES RELATIVES A LA PHASE II

VOLUME 1 : ETUDE SECTORIELLE
MARCHE DE L'ENERGIE

VOLUME 2 : ETUDE SECTORIELLE
EVALUATION DES PROJETS EXISTANTS

VOLUME 3 : ETUDE SECTORIELLE
POTENTIEL HYDROELECTRIQUE DU BURUNDI
(Y COMPRIS DES BASSINS EN DEHORS DU BASSIN DE LA KAGERA)

VOLUME 4 : ETUDE SECTORIELLE
AGRICULTURE GENERALE

VOLUME 5 : ETUDE SECTORIELLE
ECOLOGIE

VOLUME 6 : ETUDE SECTORIELLE
INFRASTRUCTURE HUMAINE

VOLUME 7 : ETUDE SECTORIELLE
HYDROLOGIE

VOLUME 8 : ETUDE SECTORIELLE
TRANSPORTS

VOLUME 9 : ETUDES DE PREFAISABILITE
POTENTIEL HYDROELECTRIQUE DE LA RIVIERE KAGERA
PROJET HYDROELECTRIQUE DES CHUTES RUSUMO
PROJET HYDROELECTRIQUE DE LA VALLEE DE KISHANDA
PROJET HYDROELECTRIQUE DU BARRAGE DE KAKONO

VOLUME 10 : ETUDES DE PREFAISABILITE
PROJET DE L'ENTREPRISE DE L'ELEVAGE DE NKAKA
PROJET DE MISE EN VALEUR DE NYAMUSWAGA
PROJET DE MISE EN VALEUR DE BUYONGWE

VOLUME 11 : ETUDE DE PREFAISABILITE
PROJET D'IRRIGATION DE KYAKA

VOLUME 12 : ETUDE DE PREFAISABILITE
MISE EN VALEUR DES VALLEES DE BUKUMBA, KAJAI ET KANKUMA

VOLUME 13 : PROJET INDICATIF DU BASSIN

RAF - 71 - 147
RAPPORT TECHNIQUE
VOLUME 1

AMENAGEMENT DU BASSIN DE LA RIVIERE KAGERA PHASE II

BURUNDI - RWANDA - REPUBLIQUE UNIE DE LA TANZANIE

ETUDE SECTORIELLE

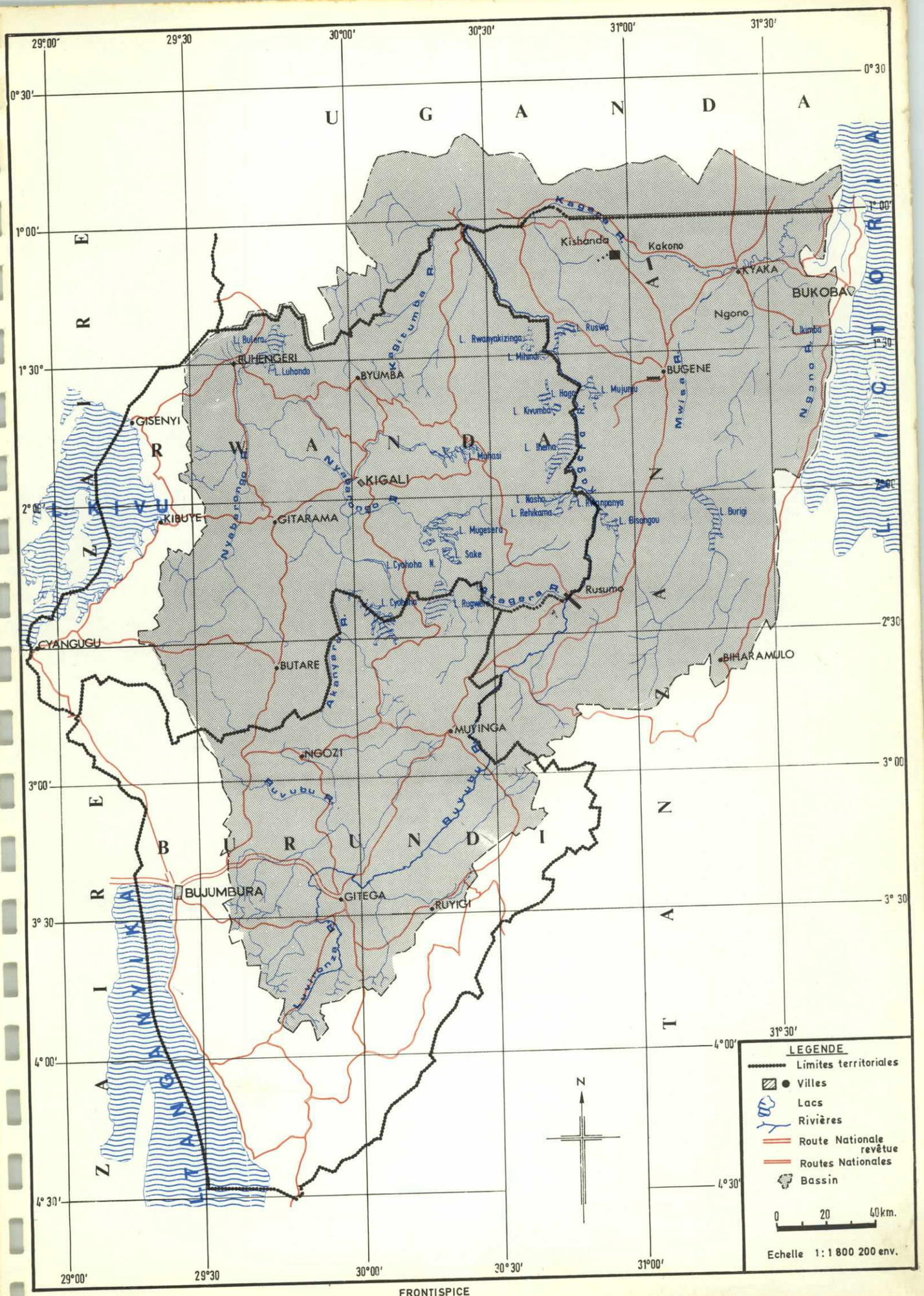
MARCHE DE L'ENERGIE

Rapport établi à l'intention de l'Organisation des Nations Unies
(agissant en tant qu'organisation chargée de l'exécution
pour le compte du Programme des Nations Unies pour le Développement)

AVRIL 1976

Norconsult A.S.
Ingénieurs, Architectes et Economistes Conseils
Oslo
Norvège

ELECTROWATT
Ingénieurs Conseils S.A.
Zurich
Suisse



FRONTISPICE

TABLE DES MATIERES

PAGE

PAGE

PAGE

PAGE

APPENDICES

ADDENDA

TABLES

PAGE

FIGURES

RESUME

Cette étude analyse et projette le futur marché d'électricité au Burundi, au Rwanda et dans la Région des Lacs à l'ouest de la Tanzanie, pour la période 1973-2000. N'est prise en considération que la demande d'électricité dans les régions qui peuvent être alimentées à partir de centrales génératrices situées dans le Bassin de la Kagera. Trois classes de demande sont considérées:

- les demandes de base dans le réseau de distribution approprié;
- la demande contingente des consommateurs dont l'importance et l'incidence ne sont pas encore connues avec certitude; et
- la demande de substitution provenant de consommateurs à présent alimentés par leurs propres générateurs mais qui pourraient changer en faveur de la distribution publique pour des raisons d'économie ou autres.

La projection de la demande est basée sur une extrapolation statistique de la demande éprouvée dans le passé, complétée par les résultats d'une étude détaillée des besoins d'énergie, exécutée dans la région où se situe le projet. Les prévisions finales de la demande future sont obtenues en combinant les résultats des statistiques aux faits rassemblés par l'enquête dans la région envisagée et en pesant les données en accordance avec les probabilités d'accomplissement d'un type de demande donné. Des prévisions sont développées pour chacun des principaux centres de demande en particulier et pour deux groupes de réseaux interconnectés, à savoir:

- la région ouest du Lac Victoria seulement; et
- l'ensemble de la région où se situe le projet.

Les résultats finals retenus comme étant les plus probables parmi la série des estimations indiquent des taux d'accroissement de plus de 10 % vers 1983; cette année est environ la première où les nouvelles centrales hydrauliques à présent à l'étude pour le Bassin de la Kagera pourront être opérationnelles. Ces taux d'accroissement résultent de l'interconnexion de centres existants aussi bien que de l'augmentation de la demande dans chaque centre de consommation et pour cette raison reflètent exagérément l'accroissement de la demande totale. En fait, le facteur de charge du système tend à augmenter graduellement dans la plupart des réseaux analysés, et le taux d'accroissement de la demande maximum simultanée (corrigé pour des raisons de diversité dans le Système de l'ouest du Lac) est donc inférieur au taux d'accroissement de la consommation d'énergie. Les taux d'accroissement moyens annuels suivants sont obtenus pour les 27 années, de 1973 à 2000 (exprimés en termes de quantités d'énergie envoyées dans le système, au départ des centrales génératrices).

Centre de demande	Taux d'accroissement moyen annuel de la demande de base, 1973-2000 (%)	
	Energie envoyée	Demande Maximum envoyée
Bujumbura	8,2	7,9
Kigali	7,1	7,1
Bukoba	13,0	12,1
Réseau de l'ouest du Lac	8,1	8,0
Mwanza	8,7	8,3
Shinyanga	9,1	8,6
Musoma	14,7	14,2
Réseau de la Région du Projet	8,6	8,4

Les charges totales du réseau en 1984 ont été estimées comme suit:

	GWh envoyés	MW envoyés
Réseau de l'ouest du Lac Victoria:		
Demande de base	188,4	35,9
Demande contingente et de substitution	448,1	66,0
Total	636,5	101,9
Réseau étendu de la Région du Projet:		
Demande de base	326,0	64,9
Demande contingente et de substitution	448,1	66,0
Total	774,1	130,9

Les estimations de la demande future sont en accord avec des prévisions économiques pertinentes et des critères appropriés.

1. INTRODUCTION

Le but de l'étude du marché de l'énergie est d'estimer les demandes probables d'électricité dans le Bassin de la Kagera et dans les zones d'influence adjacentes. L'étude qui en résulte s'étend à la totalité du Burundi et du Rwanda et à la région entourant le Lac Victoria en Tanzanie. La zone d'influence d'Uganda n'est pas prise en considération, mais étant donné ce que l'on sait, les sources d'énergie en Uganda sont à même de répondre aux demandes d'électricité dans le Sud du pays pour le futur prévisible. Lorsque le développement des ressources énergétiques de la Kagera aura été réalisé, sans aucun doute, il y aura une interconnection avec le réseau de distribution d'Uganda et un échange d'énergie électrique dont toutes les régions riveraines du Bassin de la Kagera bénéficieront.

Les projections du marché de l'énergie s'étendent nécessairement bien au-delà de la période pour laquelle des prévisions peuvent être faites avec un degré raisonnable de confiance. Le point limite choisi est l'an 2000. Il faut admettre que l'incertitude des prévisions augmente proportionnellement à la longueur de la période de prévision. Ceci est vrai pour n'importe quel type d'économie mais est particulièrement marqué dans le cas d'une économie en voie de développement où les projets individuels ont une grande influence sur l'ensemble de la demande et un délai relativement court entre commencement et réalisation. En conséquence, les projections du marché devraient être considérées comme fournissant des approximations à l'échelle probable de la demande future, en vue d'identifier des sources d'énergie et d'établir un délai pour leur propre exploitation. Ceci fait, sur la base d'une première projection du marché à long terme, les plans de développement doivent être révisés à court terme et à la lumière d'informations plus récentes, avant qu'un programme de construction soit établi. Donc, lorsque l'on interprète les chiffres présentés dans cette étude, l'on devrait se rappeler qu'une demande particulière n'est pas assurée de se présenter nécessairement durant une année particulière, mais que cette demande interviendrait dans le courant d'une période d'un certain nombre d'années pour laquelle il est raisonnable de faire des plans à l'heure actuelle et pour laquelle une année particulière est choisie comme typique. Aussi, les méthodes statistiques adoptées pour les projections du marché ne peuvent faire plus qu'indiquer une probabilité de demande.

L'évolution d'une économie en voie de développement est spasmodique et irrégulière dans son aire de distribution. Elle est favorisée par l'initiative gouvernementale et supportée par des plans d'aide internationaux, et par des initiatives privées. Elle est retardée par des facteurs d'ordre financier et socio-économique. Les économies en voie de développement font preuve d'une certaine inertie qui contraint leurs taux d'accroissement à des influences opposées. Si l'on accepte que la demande d'énergie est pratiquement parallèle dans sa marche au développement général de l'économie, bien que n'ayant pas une relation mesurable avec ce dernier, l'on peut conclure que l'augmentation de la demande d'électricité suivra aussi les tendances générales de développement. Ces tendances sont définies par l'expérience de ces dernières années, et leur extrapolation est guidée par les perspectives d'accroissement.

La technique employée pour la présente étude est basée sur l'analyse statistique des expériences du passé et sur la projection statistique de la demande future. En parallèle, on a mené une investigation en vue d'identifier tout facteur qui pourrait fausser la projection statistique. Les prévisions finales sont donc une combinaison des deux approches et prennent en considération toutes les informations à présent disponibles.

Il faut noter que quelques difficultés se sont présentées lors de la compilation des données dans la région du projet. Il en résulte que les données de base ne sont pas aussi complètes qu'elles pourraient l'être. Toute lacune qui a pu être causée de ce fait a été comblée par une analyse de corrélation.

Ce Rapport prend principalement en considération le marché actuel de l'énergie, sa composition et ses perspectives futures. Pour ces dernières, tous les facteurs significatifs affectant le marché, soient les programmes de développement, les tendances démographiques et des considérations d'ordre économique sont aussi examinées. Une attention spéciale a été prêtée à la proposition d'expansion du réseau électrique et à l'influence que ceci pourrait avoir sur la demande d'électricité. La nature de ce réseau ne peut être définie avant que les études préparatoires de factibilité des projets potentiels de production d'énergie du Bassin de la Kagera aient été accomplies. Les propositions de réseau devront alors être révisées comme faisant partie de la formulation du "Plan Indicatif du Bassin". La composition du marché de l'énergie devra être reconsidérée lorsque les résultats des études partielles seront disponibles et les plans pour l'interconnexion des centres de demande achevés.

2. HISTORIQUE

2.1 GEOGRAPHIE

2.1.1 Burundi

La République du Burundi est située au coeur de l'Afrique (Figure 2.1). Elle occupe une superficie relativement petite de 27.834 kilomètres carrés dont 2.154 kilomètres carrés (7,7 %) sont occupés par des lacs et des marais. Située au sud de l'équateur, entre 2°30' de latitude sud et 29°00' de longitude est, le Burundi est complètement enfermé entre des terres. Il est bordé par le Rwanda au nord, le Zaire à l'ouest et la Tanzanie au sud et à l'est. Un des majeurs problèmes auquel l'économie du Burundi doit faire face est sa position géographique et son éloignement de tous les ports de mer, étant à environ 1400 kilomètres de l'Océan Indien et même plus éloigné de l'Océan Atlantique, vers l'ouest. Le transport de toutes les importations et exportations est à la fois difficile et coûteux bien qu'il existe un port intérieur sur le Lac Tanganyika.

Le paysage du Burundi est accidenté à légèrement montagneux avec des sommets s'élevant au-dessus de 2500m. La plus grande partie du pays est située à plus de 1500m et seulement les régions de peu d'étendue en bordure du Lac Tanganyika sont à moins de 1000m d'altitude.

Climatiquement, le Burundi a une saison des pluies de septembre à mai, avec des précipitations moyennes annuelles variant entre 1000mm-1500mm. Les températures varient avec l'altitude, entre 16°C et 21°C dans les régions les plus élevées, durant les mois d'été, atteignant 25°C dans les régions de plus basse altitude.

2.1.2 Rwanda

Le Rwanda, comme le Burundi, est petit et enfermé entre des terres. S'étendant au sud de l'équateur, entre 1°00' et 2°30' de latitude sud et 29°00' et 31°00' de longitude est, il est bordé par l'Uganda au nord, le Zaire à l'ouest, le Burundi au sud et la Tanzanie à l'est (Figure 2.2). La superficie du pays est de 26.338 kilometres carrés dont environ 2.240 kilomètres carrés (8,5 %) sont des lacs et des marais, avec le Lac Kivu à sa frontière ouest, la principale étendue d'eau. Le paysage accidenté typique du Burundi continue à l'ouest du Rwanda mais cède la place à l'est aux plaines de la savane et associe marais et lacs dans la vallée de la Kagera.

La moyenne actuelle des précipitations varie entre 800mm-1000mm dans les plaines de l'est, et 1300mm-1500mm dans les régions montagneuses de l'ouest, et atteint des valeurs aussi élevées que 1900mm à quelques-unes des plus hautes altitudes. Les températures moyennes mensuelles varient avec l'altitude et dépassent rarement les 20°C.

2.1.3 Région du Lac

La Région du Lac en Tanzanie se divise en quatre zones principales - l'ouest du Lac, Mwanza, Shinyanga et Mara - se trouvant au sud de l'équateur entre 1°00' - 4°20' de latitude sud et 30°10' - 35°10' de longitude est. Le Lac Victoria forme un littoral pour les régions de l'ouest du Lac, Mwanza et Mara. La surface totale de ces quatre zones est d'environ 155.788 kilo-

mètres carrés - soit trois fois la superficie combinée du Burundi et du Rwanda - dont 34.835 kilomètres carrés pour le Lac Victoria même, soit environ 22 % de la surface totale. La Région de l'ouest du Lac se répartit entre 28.749 kilomètres carrés de terres et 10.878 kilomètres carrés d'eau dans la Région du Lac.

Le paysage dans la Région de l'ouest du Lac est caractérisé par une alternance de collines et de plaines, avec la plus grande partie du pays située à une altitude supérieure à 1150m.

La moyenne annuelle des précipitations varie entre environ 2000mm près du Lac Victoria et 1000mm, ou moins, à l'intérieur du pays, le long de la frontière avec le Rwanda, à l'ouest. La majeure partie des précipitations a lieu entre novembre et juin. Les températures varient durant la journée entre un minimum de 15°C et un maximum d'environ 25°C, tout le long de l'année.

2.2 POPULATION

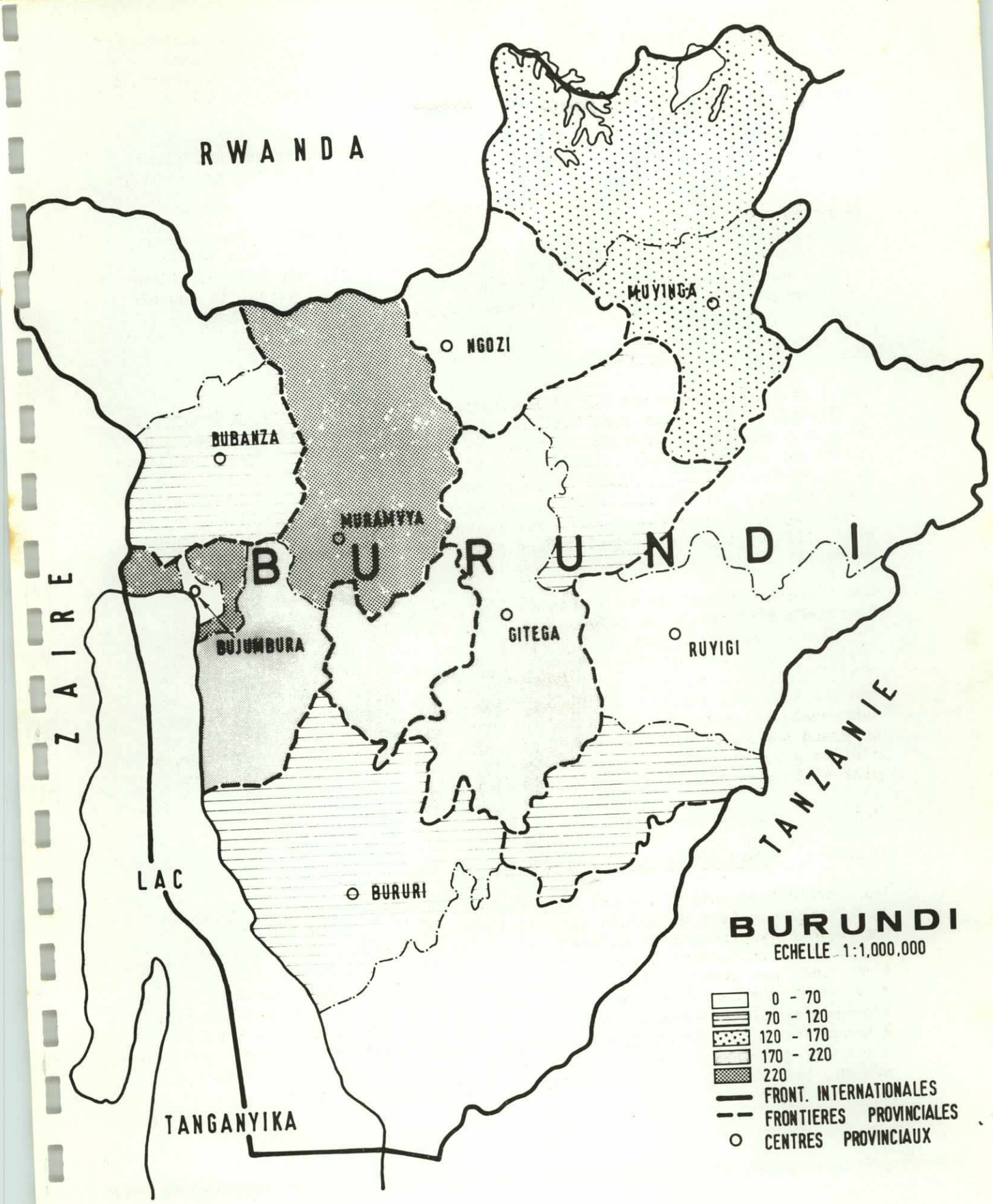
Des statistiques récentes sur la population sont données dans la Table 2.1. Le Burundi et le Rwanda sont les pays les plus densément peuplés d'Afrique. Tous deux ont une superficie d'environ 26.000 kilomètres carrés et une population de l'ordre de 150 habitants par kilomètre carré. La distribution de la population est aussi très similaire dans les deux pays. La vaste majorité des habitants est répartie dans les zones rurales (Figure 2.1 et 2.2). La distribution de services publics aux masses de la population en est rendue difficile; ce sujet est considéré en plus amples détails plus loin dans ce Rapport.

Les caractéristiques de la population dans la Région du Lac en Tanzanie sont très différentes de celles du Burundi et du Rwanda. La densité de population dans la région du Lac Victoria est de 38 par kilomètre carré, soit seulement un quart environ de celle du Burundi et du Rwanda (Figure 2.3). En outre, une plus grande proportion de la population vit dans des centres urbains, quelque 14 % dans la Région du Lac, en moyenne, mais dans quelques districts agricoles - par exemple Mara (Musoma) - où il y a un grand nombre de villages Ujamaa, la proportion de la population urbaine s'élève jusqu'à 38 %. La distribution des services publics est rendue plus aisée par la plus grande concentration de la population.

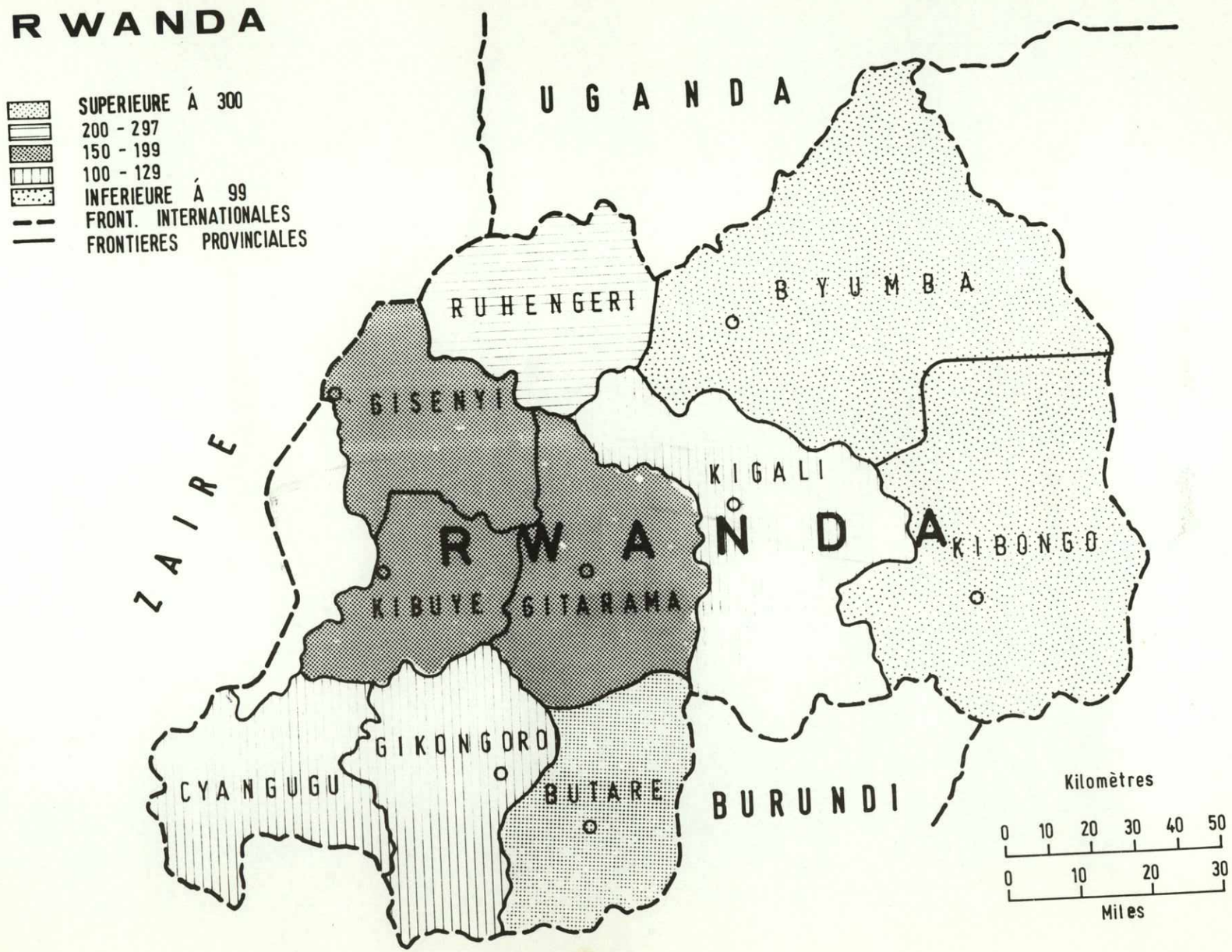
2.3 ECONOMIE

2.3.1 Caractéristiques régionales

Une agriculture autarcique est la principale activité économique du Bassin de la Kagera. La plus grande part du secteur monétaire de l'agriculture implique l'exportation de cultures destinées à la vente, principalement le café. La transformation sur place des produits agricoles en est encore à un stade peu avancé. Le développement de l'exploitation d'autres ressources naturelles n'est pas encore suffisant que pour beaucoup influencer l'économie mais la récente découverte de réserves importantes de minerais à haute teneur en nickel au nord-est du Burundi, dont les gisements pourraient s'étendre jusqu'en dehors de la Région de l'ouest du Lac et au sud-est du Rwanda, fait penser que cette situation pourrait changer dans un proche avenir.

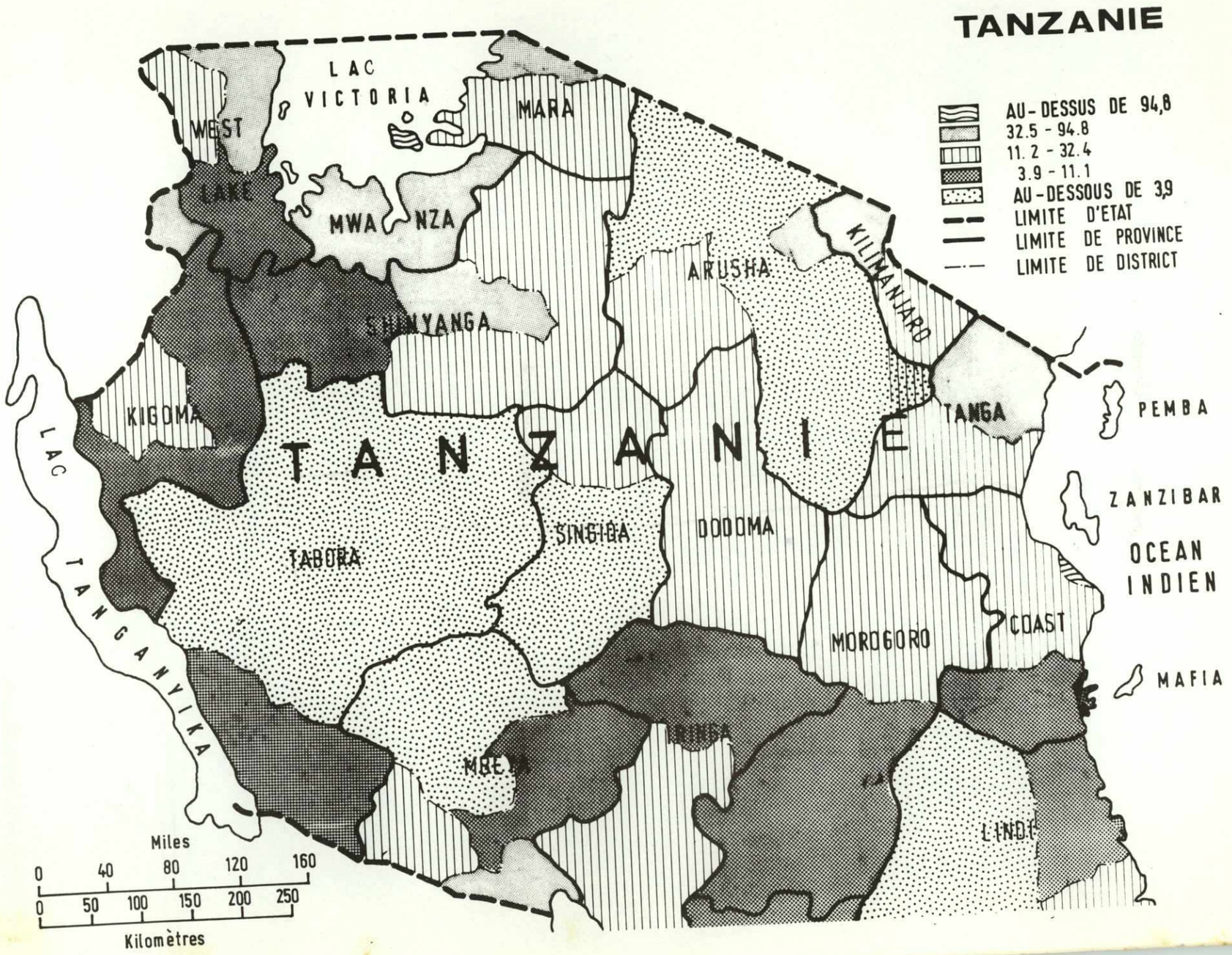


DENSITE DE POPULATION AU BURUNDI FIG. 2.1



DENSITE DE POPULATION AU RWANDA

FIG. 2.2



POPULATION DENSITY IN TANZANIA

DENSITE DE POPULATION EN TANZANIE

FIG. 2.3

TABLE 2.1

SUPERFICIE ET POPULATION PAR DISTRICTS AU BURUNDI, RWANDA ET TANZANIE

BURUNDI :

Province	Centre principal	Population en 1972		Superficie km^2	Densité pers/km^2
		Rurale x 10^3	Urbaine x 10^3		
1. Imbo	Bujumbura	320	104	1.450	292
2. Mumorwa	Bubanza	218	5	1.700	131
3. Mugamba	Muramvya	348	9	1.830	195
4. Butusi	Bururi	432	4	3.650	120
5. Buyenzi	Ngozi	580	23	2.225	271
6. Kirimiro	Gitega	540	19	2.500	224
7. Bweru	Muyinga	471	10	3.375	143
8. Buyogoma	Ruyigi	362	7	4.650	79
9. Mosso	-	284	6	4.300	67
BURUNDI		3.555	187	25.680	153

En 1972, la population du Burundi était 3.742.000.

RWANDA :

Préfecture	Population en 1970		Superficie km^2	Densité pers/km^2
	Rurale x 10^3	Urbaine x 10^3		
1. Kigali	294	59	3.251	109
2. Butare	558	13	1.830	312
3. Byumba	451	6	4.987	92
4. Cyangugu	247	4	2.226	113
5. Gikongoro	265	7	2.192	124
6. Gisenyi	439	6	2.395	186
7. Gitarama	427	10	2.241	195
8. Kibungo	205	9	4.134	52
9. Kibuye	249	2	1.320	190
10. Ruhengeri	417	13	1.762	244
RWANDA	3.552	129	26.338	140

En 1970, la population du Rwanda était 3.681.000.

(Suite)

Table 2.1 (suite)

TANZANIE :

(a) Statistiques sur la population des régions sélectionnées

Région	Centre principal	Population Juin 1974 (estimations) x 10^3	Superficie km^2	Densité pers/km^2	Croissance de population % p.a. Région	Croissance de population % p.a. Centre
Arusha	Arusha	768	82.103	9	3.4	12.4
Côtière x)	Dar Es Salaam	569	33.799	17	2.9	7.8
Dar Es Salaam	Dar Es Salaam	477	129	3.698	7.8	7.8
Mara	Musoma	689	21.756	32	3.5	7.9
Mwanza	Mwanza	1.265	19.684	64	2.6	5.8
West Lake	Bukoba	754	28.749	26	1.9	4.4
Tanzanie (totale)		14.351	883.703	16	2.7	

x) Non compris la ville de Dar Es Salaam.

(b) Population des villes principales

Villes	Population en 1967 x 10^3	Estimation du taux d'accroissement (% p.a.)	Estimation de la population en 1974 x 10^3
Arusha	32	12.4	73
Bukoba	8	4.4	11
Dodoma	24	5.8	36
Iringa	22	8.6	39
Kigoma	21	2.8	25
Lindi	13	2.6	16
Mbeya	12	6.0	18
Morogoro	25	5.7	37
Moshi	27	7.0	43
Musoma	15	7.9	26
Mtwara	20	3.0	25
Mwanza	35	5.8	52
Tabora	21	3.2	26
Tanga	61	4.8	85

(Suite)

Table 2.1 (suite)

(c) Villages Ujamaa par régions sélectionnées

Région	Nombre de villages 1971	1972	1973	1er Janvier 1974	Importance moyenne	Estimation de la population au 1er Janvier 1974
Arusha	59	92	95	110	231	25.356
Dar Es Salaam	-	-	-	25	189	4.713
Mara	376	376	271	111	2.105	233.632
Mwanza	127	211	284	153	267	40.864
Shinyanga	150	113	108	116	128	14.866
Tanga	132	245	245	255	265	67.577
West Lake	46	83	85	77	207	15.966
Tanzanie (totale)	4.484	5.556	5.628	4.666	497	2.319.786

Source: Bureau des Statistiques, Dar Es Salaam.

En conséquence de la prédominance de l'économie de type agraire, le secteur des services joue un rôle important dans l'économie régionale et représente environ un quart du Produit Intérieur Brut (PIB). Environ 10 % seulement du PIB proviennent d'activités secondaires telles que la transformation de produits locaux, les manufactures (principalement pour le marché intérieur) et les entreprises de construction. Durant les cinq dernières années, le taux d'accroissement a été proche des 2 %. De plus, le taux a subit de considérables fluctuations d'une année à l'autre.

Il y a des différences importantes entre les économies des trois pays du Bassin de la Kagera et les politiques qu'ils poursuivent en vue de stimuler le développement économique. Celles-ci sont passées en revue ci-dessous.

2.3.2 Burundi

Plus de 85 % de la superficie des terres du Burundi est consacrée à l'agriculture, cultures autarciques principalement. L'activité économique en dehors du secteur agricole est pour la plupart limitée aux services et au Gouvernement (Table 2.2).

En 1972, par exemple, 62,4 % du PIB venaient de l'agriculture. Le taux moyen annuel d'accroissement du PIB pour la période 1967-72 était de 6,5 % au prix courant des facteurs et largement dérivé des exportations de café qui s'élevaient à 74 % du total des exportations par valeur.

A l'heure actuelle, l'extraction minière ne contribue plus que d'une façon insignifiante à l'économie nationale. Ceci pourrait changer si l'exploitation des gisements de minerai de nickel au nord-est du Burundi - mentionnés plus haut - est entreprise. Le minerai est à relativement haute teneur, contenant 1,5 - 2 % de nickel, et les réserves sont estimées à 250 millions de tonnes ou plus. On estime que l'exploitation nécessiterait un investissement d'environ US $ 300 - 350 millions aux prix actuels.

Le secteur industriel est très peu important et concentré sur la production de produits pour la consommation locale. L'exportation de produits manufacturés est négligeable.

Les plans pour débloquer la stagnation économique ont pour but principal l'augmentation de la capacité de production du pays et concurrement l'accroissement de la consommation par voie de stimulation de la demande interne. Un objectif subsidiaire est d'encourager la transformation sur place des produits agricoles et l'exportation de produits finis qui en résulterait au lieu de l'exportation des récoltes en elles-mêmes.

2.3.3 Rwanda

La situation économique au Rwanda est très similaire à celle du Burundi. L'agriculture comptait pour 65,2 % dans le PIB en 1972 (Table 2.3). L'augmentation quinquennale du PIB, à un taux moyen de 7,1% par an au prix courant des facteurs est éclipsé par les fluctuations de valeur de la principale culture d'exportation le café, qui représentait 63 % du total des exportations. Le développement réel de l'économie a été très lent. Les deux tiers de toutes les activités agricoles sont à un niveau autarcique. Des efforts ont été faits en vue de diversifier la production agricole, tels que l'encouragement des plantations de pyrèthre et de thé.

TABLE 2.2

SECTEURS DU PRODUIT INTERIEUR BRUT AU PRIX DES FACTEURS DE 1970 (1967-72) AU BURUNDI (en millions de francs Burundi)

(Taux d'accroissement entre parenthèses, %)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972
Agriculture, bétail, forêts et pêcheries	9.408	9.301 (-1,1)	9.751 (4,8)	11.101 (13,8)	11.789 (6,2)	12.508 (6,1)
Transformation des produits agricoles	895	932 (4,1)	967 (3,8)	1.008 (4,2)	1.147 (13,8)	1.271 (10,1)
Autres industries	339	362 (6,8)	379 (4,7)	401 (5,8)	433 (8,0)	464 (7,2)
Transport et commerce	1.446	1.552 (5,3)	1.531 (0,6)	1.820 (18,9)	1.976 (8,6)	2.284 (15,6)
Autres services	652	657 (0,8)	671 (2,1)	736 (9,7)	761 (3,4)	871 (14,5)
Institutions privées	405	420 (3,7)	442 (5,2)	453 (2,5)	470 (3,8)	503 (7,0)
Gouvernement et institutions étrangères	1.127	1.267 (12,4)	1.312 (3,6)	1.446 (10,2)	1.627 (12,5)	1.604 (-1,4)
Construction	369	395 (7,0)	428 (8,4)	449 (4,9)	483 (7,6)	532 (10,1)
TOTAL	14.641	14.856	15.481	17.420	18.686	20.037
Fluctuation annuelle, %		1,5	4,2	12,5	7,3	7,2

Source: Banque de la République du Burundi.

TABLE 2.3

SECTEURS DU PRODUIT INTERIEUR BRUT AU PRIX DES FACTEURS DE 1970 (1967-72) AU RWANDA (en millions de francs Rwanda)

(Taux d'accroissement entre parenthèses, %)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972
Agriculture, forêts et pêcheries	10.027	10.983 (7,4)	12.158 (10,7)	13.553 (11,5)	13.600 (0,3)	13.521 (-0,6)
Mines	389	369 (-5,1)	394 (6,8)	431 (9,4)	403 (-6,5)	370 (-8,2)
Manufacture	383	735 (91,9)	751 (2,2)	791 (5,3)	830 (4,9)	926 (11,6)
Construction	710	447 (-37,0)	543 (21,5)	611 (12,5)	640 (4,7)	785 (22,7)
Electricité et gaz	35	48 (37,1)	52 (8,3)	56 (7,7)	57 (1,8)	58 (1,8)
Transport, communication et commerce	1.415	1.851 (30,8)	1.981 (7,0)	2.484 (25,4)	2.510 (1,0)	2.543 (1,3)
Administration et autres services	2.061	2.000 (-3,0)	2.226 (11,3)	2.546 (14,4)	2.900 (13,9)	3.104 (7,0)
TOTAL	15.220	16.433	18.105	20.472	20.940	21.307
Fluctuation annuelle, %		8,0	10,2	13,1	2,3	1,8

Parmi les ressources minières, le minerai d'étain (cassérite) a été exploité depuis quelque temps. La production s'est stabilisée depuis 1969 à environ 2000 tonnes par an, ce qui représente moins de 2 % du PIB, mais plus de 15 % de la valeur des exportations. Wolframite, columbotantalite et autres minerais sont aussi exploités. La production est peu importante et tend à fluctuer avec les prix du marché mondial.

On espère que le minerai de nickel qui a été identifié au Burundi est aussi présent dans le sud-est du Rwanda. Des investigations sont menées dans ce secteur, sous la direction du PNUD pour le Rwanda.

On sait qu'il y a du gaz naturel dans le Lac Kivu. Il y a aussi d'importants gisements de tourbe dans différentes parties du pays; il pourrait être possible de développer l'énergie géothermique dans les régions volcaniques. L'étude de ces ressources n'a pas été suffisamment approfondie pour permettre une évaluation réaliste de leur utilité économique potentielle.

L'activité industrielle, qui combinée aux entreprises de construction représente seulement 8 % du PNB, est limitée aux biens de consommation. Il n'y a que peu de transformation des produits agricoles et le commerce extérieur concerne principalement les cultures d'exportation.

Comme au Burundi, les plans de développement sont dirigés vers l'achèvement de plus hauts niveaux de production industrielle, et la priorité est donnée à la transformation de produits agricoles locaux et au traitement des ressources minières. En vue de promouvoir un système de développement accéléré, les investissements du secteur public dans l'infrastructure sont encouragés, et on s'efforce d'attirer les investissements privés dans les activités monétarisées.

2.3.4 Tanzanie

La Tanzanie est le plus économiquement avancé des trois pays. En 1972, le PIB par tête était de US $ 116, comparé aux US $ 73 du Burundi et US $ 64 du Rwanda. Fait typique d'une économie en voie de développement, les revenus et le développement ne sont pas également répartis. Le développement économique de la Région du Lac, et en particulier la Région de l'ouest du Lac, est en retard sur celui de la région côtière de la Tanzanie, mais la situation est meilleure que dans beaucoup d'autres parties du pays.

Pour l'ensemble de la Tanzanie, l'agriculture est le secteur le plus important, représentant environ 40 % du PNB (Table 2.4). La moitié environ de la contribution de l'agriculture au PNB dérive de la production autarcique. Les secteurs industriel et de construction jouent un rôle deux fois plus grand qu'au Burundi et au Rwanda. A peu près les trois quarts du PIB proviennent de l'économie monétaire.

Les produits agricoles représentent 70 % des exportations, mais ils sont beaucoup plus diversifiés qu'au Burundi et au Rwanda. Le café est le plus important en termes de valeur, suivi de près par le coton, les clous de girofle, le sisal, les cacahuètes et les noix d'acajou. Les exportations de tabac et de thé sont encore relativement peu développées. Ceci dépeint une agriculture bien diversifiée qui soutient l'économie, particulièrement dans la Région de l'ouest du Lac où l'agriculture domine l'économie, représentant plus de 60 % du PNB de cette région.

TABLE 2.4

SECTEURS DU PRODUIT INTERIEUR BRUT AU PRIX DES FACTEURS DE 1970 (1967-73) EN TANZANIE (en millions de shillings tanzaniens)

(Taux d'accroissement entre parenthèses, %)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Agriculture, sylviculture et pêche	2.869	2.992 (4,3)	3.081 (3,0)	3.381 (9,7)	3.492 (3,3)	4.017 (15,0)	4.443 (10,6)
Exploitation minière et des carrières	198	134 (-32,3)	139 (3,7)	105 (-24,5)	115 (9,5)	111 (-3,5)	134 (20,7)
Manufacture et artisanat	571	648 (13,5)	742 (14,5)	828 (11,6)	957 (15,6)	1.107 (15,7)	1.227 (10,8)
Electricité et approvisionnement d'eau	64	69 (7,8)	74 (7,2)	84 (13,5)	91 (8,3)	100 (9,9)	122 (22,0)
Construction	298	323 (8,4)	319 (-1,2)	404 (26,6)	496 (22,8)	569 (14,7)	635 (11,6)
Commerce, hôtels, etc.	825	932 (13,0)	911 (-2,3)	1.046 (14,8)	1.129 (7,9)	1.273 (12,8)	1.425 (11,9)
Transport, emmagasinage et communications	536	621 (15,9)	668 (7,6)	713 (6,7)	793 (11,2)	889 (12,1)	962 (8,2)
Finances	729	759 (4,1)	804 (5,9)	884 (10,0)	930 (5,2)	1.048 (12,7)	1.169 (11,5)
Administration publique	746	789 (5,8)	814 (3,2)	920 (13,0)	1.016 (10,4)	1.120 (10,2)	1.317 (17,6)
Moins frais bancaires imputés	-101	-85 (-15,8)	-92 (8,2)	-110 (19,6)	-134 (21,8)	-144 (7,5)	-177 (2,9)
TOTAL	6.735	7.182	7.460	8.215	8.845	10.090	11.257
Fluctuation annuelle, %		6,6	3,9	10,1	7,7	14,1	11,6

Source: The Economic Survey 1973-75, Tanzanie

L'accroissement du PIB en Tanzanie a environné les 9,0 % par an entre 1967 et 72 en termes de prix courant des facteurs, représentant un accroissement satisfaisant en termes réels. Le taux d'accroissement a accéléré à la fin de la période et dépassait 11 % en 1973.

Les manufactures sont limitées au secteur des biens de consommation. La politique d'indépendance que le Gouvernement soutient est d'achever les objectifs suivants:

- une augmentation de la production de biens de consommation, et aussi, à plus longue échéance, fourniture de grands equipements en remplacement des importations;

- une industrie de transformation en expansion en vue de remplacer les ventes à l'étranger des cultures d'exportation par l'exportation de produits manufacturés;

- le développement de l'industrie légère avec une participation plus diversifiée de la population, par example, les villages Ujamaa (autarciques); et

- la concentration des ressources nationales dans quelques projets économiquement importants.

Les piliers du développement économique futur en Tanzanie seront des sociétés parastatales, dans le but de concentrer les efforts sur la promotion de secteurs spécifiques en vue de supporter la transformation économique et sociale du pays. Pour la Région de l'ouest du Lac, cette politique signifie le développement de l'agriculture et des industries de transformation et de distribution parce que d'autres ressources naturelles sont largement manquantes. D'ailleurs, ce pronostic pourrait être modifié si des gisements rentables de minerai de nickel sont prouvés dans la région, comme le suggèrent les investigations qui ont été menées sur le terrain au Burundi.

3. REVUE DE LA SITUATION ACTUELLE DU MARCHE DE L'ENERGIE

3.1 DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE AU BURUNDI

3.1.1 Structure générale du réseau

La population du Burundi est largement dispersée et seulement quelques grands centres sont alimentés par un réseau électrique. Le plus important de ces centres est la capitale, Bujumbura. Un organisme public, la Régie de Production et Distribution d'Eau et d'Electricité (REGIDESO) est responsable de la production, distribution et vente d'électricité dans les centres de Bujumbura et Gitega. Un programme d'alimentation électrique par REGIDESO à 10 autres centres est à l'étude. Son exécution pourrait commencer au début de 1977. REGIDESO possède une centrale diesel de 6,025 MW à Bujumbura, comprenant 11 unités rangeant entre 80 et 1500 kW. Il existe aussi un nombre de petites centrales isolées du type diesel ou hydraulique, la plus importante étant la station diesel de 500 kW à Gitega. Des missions isolées et des particuliers, possédant de petites unités diesel ou hydrauliques, distribuent aussi de l'énergie électrique au public voisin. La plupart des consommateurs utilisant l'électricité pour la transformation de produits agricoles tels que le café et le thé, satisfont leurs besoins au moyen de leurs propres installations, de type diesel ou hydraulique. La Table 3.1 donne un résumé des principales caractéristiques des plus importantes centrales électriques du pays.

La plus grande partie de l'électricité consommée à Bujumbura est achetée à la Société Nationale de l'Electricité du Zaire (SNEL, auparavant, Société des Forces de l'Est). Cette énergie électrique est produite par une centrale hydraulique de 28,2 MW (comprenant deux unités de 6300 kW et deux unités de 7800 kW) située dans la province de Bukavu au Zaire*, sur le Ruzizi, et est transmise à Bujumbura par l'intermédiaire d'une ligne de transmission à 70 kV, de 115 km de longueur. Cette ligne de transmission est aussi propriété de SNEL. La centrale diesel locale de REGIDESO ne sert que comme unité de reserve au réseau de Bujumbura.

3.1.2 Réseau interconnecté de distribution d'énergie

Bujumbura possède le seul réseau interconnecté de distribution d'énergie existant au Burundi. La moyenne annuelle d'énergie produite à la centrale de Bukavu est d'environ 110 GWh, avec une production ferme de 7 MW dans l'éventualité d'une période de sécheresse. L'énergie importée par Bujumbura s'élevait à 23,4 GWh en 1973, c'est-à-dire 21,3 % de la capacité moyenne actuelle de la centrale électrique. L'importation d'énergie a augmenté durant la décade 1963-73 à un taux annuel moyen de 5,7 %, à partir des 13,6 GWh importés en 1963.

Durant les cinq années de 1968 à 1973, le taux annuel moyen s'est élevé à 7,4 %, cumulant à 20 % en 1969-70, mais redescendant à seulement 0,4 % en 1971-72. Récemment, cependant, le taux d'accroissement a montré des signes d'augmentation.

La production de la station thermique de Bujumbura a subit de considérables fluctuations durant la même période; elle a atteint un sommet de 0,34 GWh en 1973, bien que ne répondant que par 1,4 % à la demande totale d'énergie de Bujumbura.

---

* Cette centrale est appelée Bukavu au Burundi et Mururu au Rwanda.

TABLE 3.1

CAPACITE ELECTRIQUE TOTALE DISPONIBLE AU BURUNDI EN 1974

Situation/region naturelle	Type d'installation	Propriétaire	Capacité installée
1. Bukabu/Bukavu (Zaire)	Hydro-électrique	Société Nationale d'Electricité du Zaire (SNEL)	28.200 kW
2. Luvironza/Kirimiro	Hydro-électrique	Autoproducteur (Burundi)	100 kW
3. Teza/Mugamba	Hydro-électrique	Autoproducteur (Office du Thé)	373 kW
4. Bujumbura/Imbo	Thermique x)	REGIDESO (Burundi)	6.025 kW
5. Gitega/Kirimiro	Thermique	REGIDESO (Burundi)	500 kW
6. Bururi/Bututsi	Thermique	Autoproducteur (Burundi)	27.5 kW
7. Tora/Mugumba	Thermique	Autoproducteur (Office du Thé)	520 kVA
8. Rwegura/Mumirwa	Thermique	Autoproducteur (Office du Thé)	240 kVA
9. Autres	Thermique et hydro-électrique	Missions et privé	

x) Thermique implique l'usage d'unités diesel, sauf autre indication.

Source: REGIDESO (Burundi) et Département de Planification.

Il existe des projets pour la construction d'une nouvelle centrale hydraulique, avec l'aide de la Chine, sur le Mugere, environ 15 km au sud de Bujumbura. Cette centrale aurait une capacité de 6 MW et une production ferme de 3,5 MW. Elle prendrait la place de la centrale thermique aux environs de 1977 et subviendrait à l'augmentation future de la demande d'énergie sur le réseau de Bujumbura.

3.1.3 Centres isolés de distribution publique d'énergie

Les centres isolés de distribution publique assurent l'approvisionnement en électricité aux consommateurs du Burundi en dehors de Bujumbura. Ils comprennent seulement environ 10 % de la capacité* totale de production du Burundi et ne satisfont que 5 % de la demande en énergie.

Gitega

Le plus important de ces centres isolés et le seul qui puisse être traité en détail est celui de Gitega. REGIDESO subvient aux besoins en électricité de Gitega à partir d'unités diesel de 2 x 160 kW, 1 x 100 kW et 1 x 80 kW. La production d'énergie par cette centrale a augmenté à un taux moyen de 11,7 % par an durant les 5 années de 1967 à 72 avec une augmentation maximum de 36,7 % en 1970-71. La vente d'énergie électrique par cette même station a été en augmentation de 3,5 % par an durant les 5 années de 1968 à 73. La vente d'énergie pour 1973 s'élevait à 0,53 GWh, ce qui représente seulement environ 2 % de la vente totale d'énergie au Burundi.

La grande différence entre les taux d'accroissement de production et de vente d'énergie est attribuée à diverses pertes, y compris l'acquisition illégale d'énergie. Une récente étude du système de distribution à Gitega (Oscar V. Miller, 1973) a montré que cette pratique a été exercée de plus en plus depuis quelques années et est supposée continuer pour les cinq ou six prochaines années au moins.

La distribution d'énergie thermique à Gitega sera remplacée par de l'énergie hydraulique dans un futur très proche. Il existe une petite centrale hydraulique sur le Luvironza au nord de Gitega avec une capacité totale de 100 kW.

L'amélioration des caractéristiques de cette station pourrait augmenter sa capacité par 1400 kW. Des plans sont en cours d'élaboration, avec l'assistance technique de l'Allemagne, et serviront aux besoins de base en énergie de Gitega jusque dans les années 1980.

Bururi

Bururi, centre de la province du sud du Burundi, est alimenté par un complexe diesel de 27,5 kW, qui ne représente que 0,1 % de la capacité totale de production d'électricité du Burundi.

Autres centres

Il existe beaucoup d'autres centres isolés semblables à Bururi qui sont alimentés par des missions ou des producteurs privés, mais il n'y a pas d'inventaire à jour. Comme leur contribution à la vente d'énergie au Burundi n'est que marginale et l'information à leur sujet inexacte et incomplète, ils ont été exclus de la présente étude.

---

* y compris la centrale hydraulique de Bukavu.

3.1.4 Autoproducteurs

Généralités

Cette catégorie inclut les entreprises publiques ou privées, qui produisent elles-mêmes de l'énergie pour satisfaire leurs besoins. A l'heure actuelle, les autoproducteurs sont propriétaires d'environ 3 % de la capacité totale de production d'énergie installée. Quelques-uns d'entre eux, tels que les industriels du café, n'abandonneront pas leur propre génération car leur électricité provient de l'incinération des pellicules de café; l'énergie électrique est produite à l'aide de turbo-générateurs à vapeur.

Usines à thé

Les plus importants de ces consommateurs sont les usines à thé au nord et à l'ouest de Bujumbura. La centrale de Teza, dans le Mugamba, est la seule alimentée par une station hydraulique ayant une capacité installée de 373 kW. Les centrales de Tora et Rwegura au nord de Bujumbura auront bientôt les capacités suivantes:

Tora	: 2 x 260 kVA = 520 kVA	à présent en construction
Rwegura	: 1 x 90 kVA + 1 x 150 kVA = 240 kVA	à présent installés

L'office du thé du Burundi qui a normalement la responsabilité de ces stations projette l'expansion de la capacité jusqu'à 780 kVA pour Tora en 1979 et jusqu'à 800 kVA pour Rwegura en 1977.

L'estimation des demandes d'énergie des usines à thé suppose une demande d'énergie de 4000 kWh/tonne. La valeur des exportations de thé au Burundi a été en augmentation d'environ 30 % par an durant les cinq années de 1969 à 1974, atteignant un maximum de 29,8 millions de francs du Burundi en 1973. Ceci équivaut à environ 800 tonnes de thé. Ces estimations indiquent les demandes en énergie de ce secteur et sont prises en considération dans le procédé d'estimation des demandes futures, dans la Section 5.

Exploitation des mines

A l'heure actuelle, les demandes du secteur minier du Burundi sont négligeables, mais elles pourraient devenir significatives dans l'avenir si le minerai de nickel dans les concessions Musongati était exploité. Les demandes en énergie dans ce secteur dépendront des procédés métallurgiques employés pour traiter le minerai et des quantités considérées, donc les demandes en énergie pour le traitement du nickel doivent être considérées comme demandes contingentes puisqu'elles sont hautement incertaines; ceci est traité en plus amples détails dans la Section 5.6.3.

Autres secteurs

D'autres autoproducteurs tels que les missions, produisent de l'énergie en réponse aux besoins de leurs magasins, écoles, hôpitaux et ateliers. Leurs demandes en énergie ne sont pas importantes et sont considérées comme formant une demande de substitution à laquelle il sera répondu éventuellement par l'expansion du réseau rural de distribution publique. En fait, les autoproducteurs d'importance négligeable peuvent être considérés comme des noyaux urbains qui attireront ces couches de la population qui ne sont pas liées à l'agriculture. Ces localités deviendront alors de nouveaux centres de demande, qui, reliés au réseau existant, formeront les bases de l'électrification rurale.

3.2 DISTRIBUTION D'ELECTRICITE AU RWANDA

3.2.1 Structure générale du réseau

Au Rwanda, comme au Burundi, REGIDESO est responsable de la distribution et vente de l'électricité. La plus grande part de l'énergie électrique destinée à la distribution dans le réseau interconnecté de Kigali est achetée à la centrale hydraulique de la SNEL à N'Taruka, entre les lacs Bulera et Ruhondo. REGIDESO a aussi en opération de petites centrales diesel à Gitarama, Nyanza, Butare, Cyangugu et Gisenyi. Des projets de connexion de ces stations isolées entre elles sont à un stade plus avancé au Rwanda qu'au Burundi. Avec l'assistance technique de l'Allemagne, toutes les stations seront reliées entre elles dans les années 1980, formant ainsi une extension du réseau de Kigali. La capacité actuelle de ces stations est résumée dans la Table 3.2.

3.2.2 Réseau public interconnecté

Le principal réseau public du Rwanda est celui de Kigali et il est relié à la centrale hydraulique de N'Taruka par une ligne de 70 kV qui continue en direction de l'est jusqu'aux centres miniers de Musha et Rwinkwavu. Somuki, à quelques kilomètres au nord de Kigali, est relié par une ligne de 15 kV. L'interconnection entre Rulindo - Mulindi, également au nord de Kigali, a été terminée en 1972 et à l'ouest de la centrale hydraulique de N'Taruka, le centre de demande de Ruhengeri a été relié au début de 1973. Les figures 3.1 et 6.1, respectivement, montrent le réseau interconnecté et les futures expansions projetées.

La quantité totale d'énergie fournie au réseau de Kigali a été en 1973 de 28,23 GWh et elle provenait de trois turbines hydrauliques de 3750 kW chacune, installées à la centrale de N'Taruka. Cette centrale est capable de produire 20 GWh par an dans des conditions normales et a une capacité de réserve de 45 GWh résultant de l'abaissement non-remplissable du niveau du lac Bulera*.

Comme durant une année aux conditions normales cette capacité de réserve ne se remplace pas, elle ne sera à même de fournir un excès d'énergie de 20 GWh que pendant environ cinq ou six ans (ceci est basé sur les projections de la demande actuelle). Pour suppléer à ce débit et finalement le remplacer, une centrale thermique de 2,3 MW est actuellement en voie d'installation à Kigali. Le premier stade de cette centrale thermique équipée d'unités diesel sera opérationnel en 1976 et répondra à une demande d'énergie pouvant atteindre un total de 6 GWh. L'addition d'un second stade similaire augmentera la capacité par 2,3 MW et 6 GWh, amenant la production finale à environ 12 GWh. Pour ce réseau, la quantité d'énergie produite a augmenté à un taux moyen annuel de 11,3 % durant les cinq années de 1968 à 73, avec une augmentation maximum de 23 % en 1969-70. Cette dernière est attribuée à l'accroissement de la demande cette année-là par le plus grand consommateur, la station radio Deutsche Welle.

---

* Il est possible que cette réserve d'eau puisse se renouveler à la suite d'une succession non-interrompue de quelques années humides, mais, pour les besoins du projet, la capacité de la réserve est considérée comme utilisable une fois seulement.

TABLE 3.2

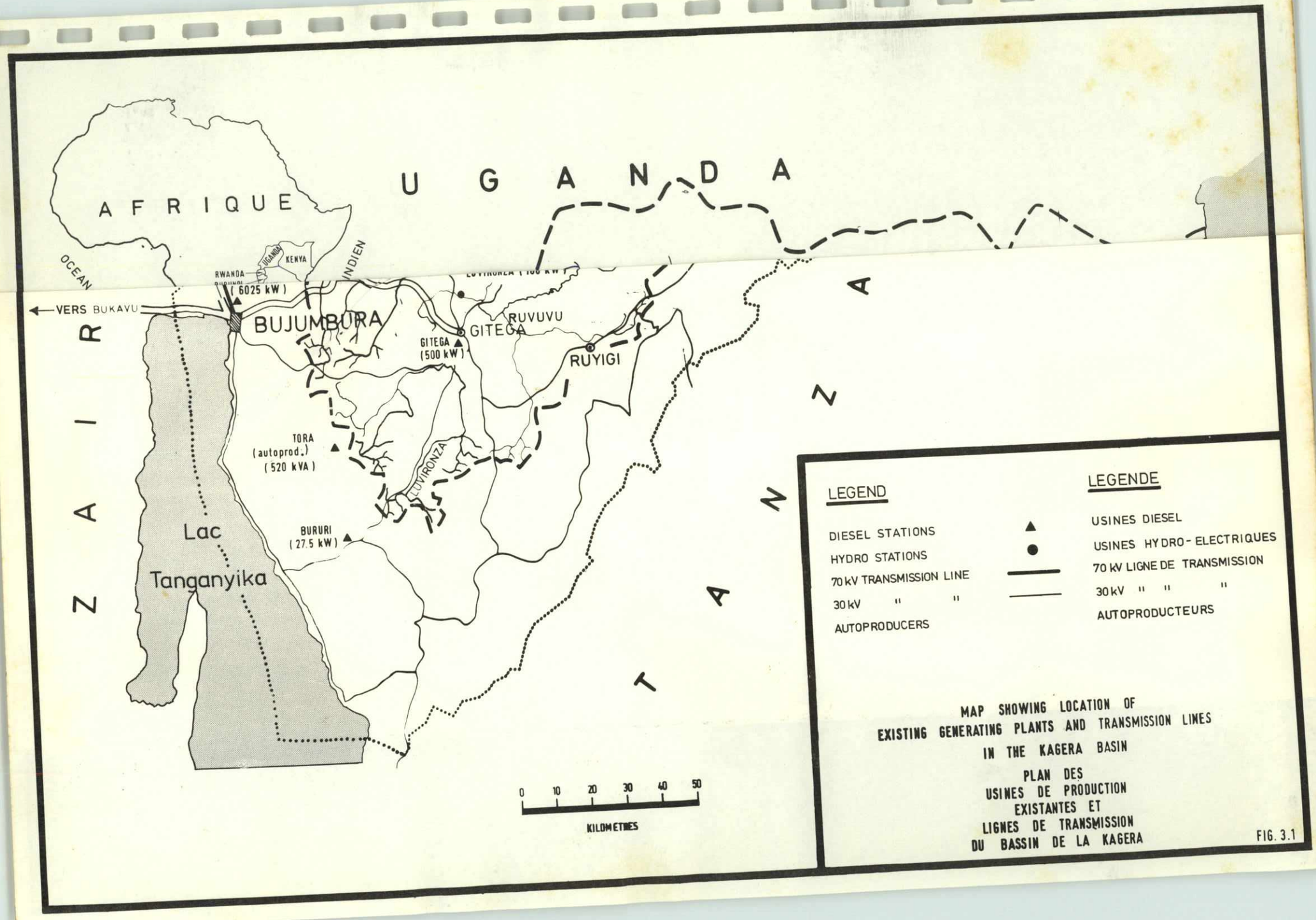
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE AU RWANDA, 1974

Situation/préfecture	Type d'installation	Propriétaire	Capacité installée
1. N'Taruka/Ruhengeri	Hydro-électrique	Société Nationale d'Electricité du Zaire (SNEL)	11.250 kW
2. Mururu/Bukaru (Zaire)	Les autorités au Burundi appellent cette usine hydro-électrique Bukabu (voir Table 3.1)		
3. Gisenyi/Gisenyi	Hydro-électrique	REGIDESO (Rwanda)	1.180 kW
4. Pfunda/Gisenyi	Hydro-électrique	République du Rwanda	100 kW
5. Holsters/Ruhengeri	Hydro-électrique	Autoproducteur (ETIRU fabrique de pyrèthre)	120 kW
6. Gihira/Gisenyi	Hydro-électrique	Autoproducteur	65 kW
7. Gitarama/Gitarama	Thermique x).	REGIDESO (Rwanda)	90 kW
8. Nyanza/Butare (Nyabisindu)	Thermique	REGIDESO (Rwanda)	260 kW
9. Butare/Butare	Thermique	REGIDESO (Rwanda)	459 kW
10. Gisenyi/Gisenyi	Thermique	REGIDESO (Rwanda)	700 kW
11. Gatumba/Gitarama	Thermique	Autoproducteur (Minetain)	350 kW
12. Rubona	Thermique	Autoproducteur	125 kW
13. Kabgayi/Gitarama	Thermique	Autoproducteur	123 kW
14. Gifurwe	Thermique	Autoproducteur	80 kW
15. Rwinkwavu/Kibungo	Thermique	Autoproducteur (privé)	700 kW
16. Nyundo/Gisenyi	Thermique	Autoproducteur (privé)	35 kW
17. Autres	Thermique et hydro-électrique	Missions, mines, usines à thé et de café, et autoproducteurs privés	1.500 kW (approx.)

x) Thermique implique l'usage d'unités diesel, sauf autre indication.

N.B. Les capacités installées pour les centrales thermiques sont basées sur le rapport de REGIDESO, 1972. Etant donné que les unités diesel sont transportées d'un centre à l'autre, il est possible que les chiffres cités au-dessus ne correspondent pas à ceux des autres sources.

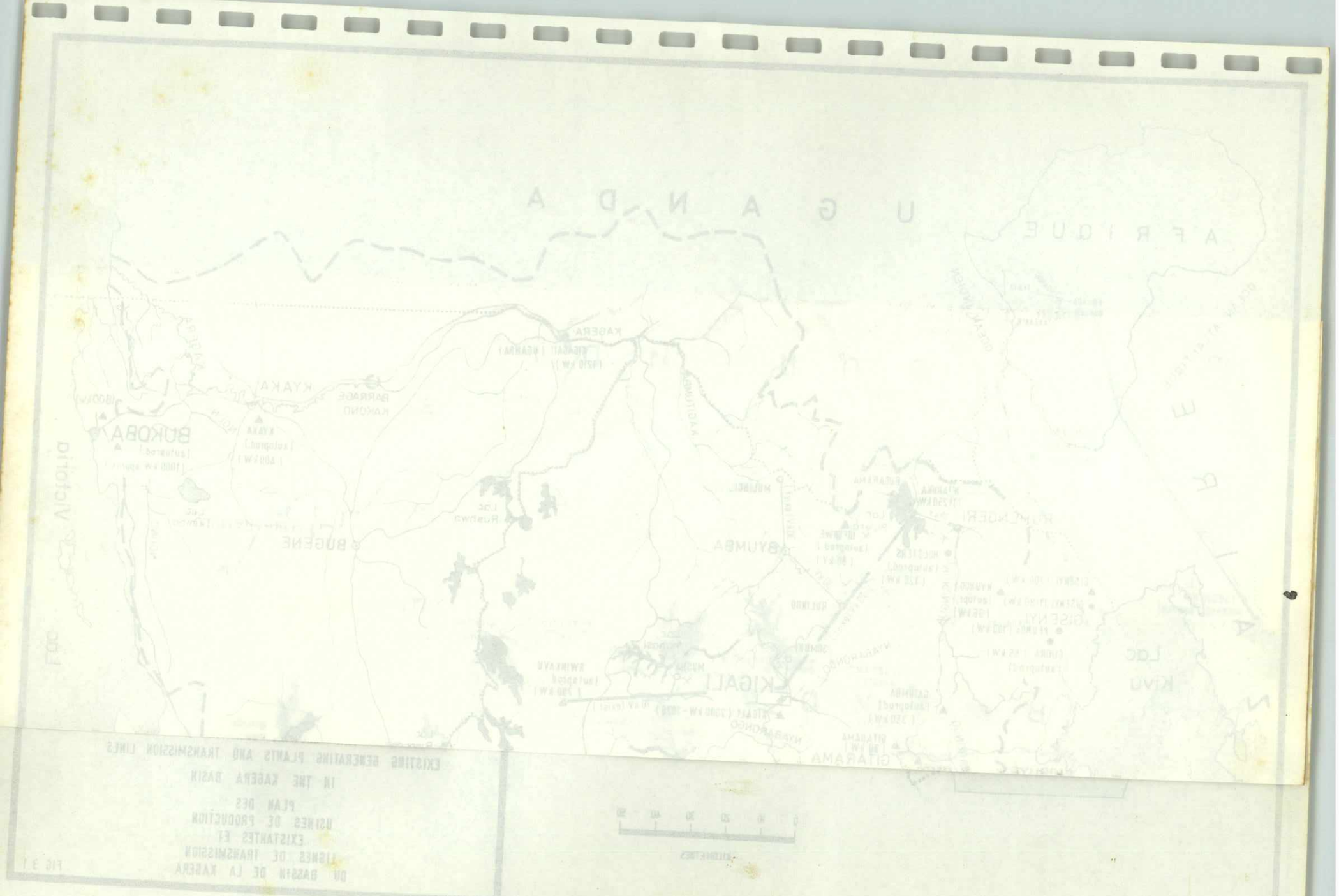
Source : REGIDESO (Rwanda) et le Département de Planification.



MAP SHOWING LOCATION OF
EXISTING GENERATING PLANTS AND TRANSMISSION LINES
IN THE KAGERA BASIN

PLAN DES
USINES DE PRODUCTION
EXISTANTES ET
LIGNES DE TRANSMISSION
DU BASSIN DE LA KAGERA

FIG. 3.1



EXISTING GENERATING PLANTS AND TRANSMISSION LINES
IN THE KAGERA BASIN

PLAN DES
USINES DE PRODUCTION
EXISTANTES ET
LIGNES DE TRANSMISSION
DU BASSIN DE LA KAGERA

FIG 3.1

Les centres de demande de Somuki, Musha, Rwinkwavu et Bugarama qui emploient la plus grande part de leur énergie à des fins minières ont montré une fluctuation de leurs taux d'augmentation de demande d'énergie durant la période 1970-72:

- Somuki et Bugarama montrent une augmentation de demande de respectivement 17,0 et 13,3 %.

- Musha et Rwinkwavu attestent une baisse de demande de respectivement 5,6 et 24,9 %.

Les centres miniers étaient responsables de 30,9 % de la demande totale d'énergie dans le principal réseau public en 1973. Le réseau de Kigali a absorbé 83,3 % de la quantité totale d'énergie produite au Rwanda par REGIDESO.

3.2.3 Centres isolés de distribution publique

Nyanza, Butare, Gitarama, Cyangugu et Gisenyi sont dans cette catégorie. REGIDESO subvient aux besoins en électricité de tous ces centres avec des unités diesel, à l'exception de Gisenyi où il y a à la fois une centrale de type diesel et une hydraulique. Des renseignements complets sur la capacité et le nombre de diesels individuels dans chaque centre sont donnés dans la Table 3.2.

La liste des ventes d'énergie à ces centres pour 1973 est donnée en ordre de grandeur décroissante:

Centre	Ventes d'énergie en GWh
Gisenyi	1,60
Butare	1,22
Cyangugu	0,74
Nyanza	0,21
Gitarama	0,07

La liaison de ces centres avec le réseau existant de Kigali est en voie d'achèvement avec la construction de la ligne de transmission de 110 kV Kigali-Kigoma et l'accomplissement de la ceinture de transmission est prévu pour les années 1980. Lorsque la ceinture aura été complétée, la ligne existante de 70 kV Kigali-N'Taruka passera à 110 kV. L'interconnexion de ces centres et leurs futures demandes en énergie sont traitées dans la Section 6.

3.2.4 Autoproducteurs

Il s'agit pour la plupart des usines à thé et de café, des entreprises minières et des missions. Leurs capacités installées varient entre environ 5 kW et 350 kW. La plus récente étude à grande échelle (Lahmeyer, 1967) recensait plus de 100 petits autoproducteurs. Comme leurs capacités sont relativement insignifiantes, seulement les plus importants d'entre eux ont été inclus dans la Table 3.2. Les autres continueront de produire leur propre énergie, comme il ne serait probablement pas rentable de les inclure dans le réseau interconnecté national. Ceci est causé par la petite capacité des installations. Ils ne tiendront donc aucun rôle dans la projection du marché futur de l'énergie de la présente étude.

Les principaux autoproducteurs possédant des stations hydrauliques sont Pfunda (100 kW) sur la Sebeya, Holsters (120 kW) sur la Mpenga et Gihira (65 kW) sur

la Sebaya. Les deux premiers approvisionnent des usines à thé, Gihira une fabrique de savon.

Les principaux autoproducteurs dans le secteur minier sont Gatumba (350 kW), Rubona (125 kW), Gifurwe (80 kW) et Rwinkwavu (700 kW). Des données sur la consommation d'énergie de ces centres ne peuvent être obtenues, mais des estimations de leurs futurs besoins sont comprises dans la Section 5.

3.3 ALIMENTATION EN ELECTRICITE EN TANZANIE

3.3.1 Structure générale du réseau de distribution

Le plus important réseau de distribution d'électricité en Tanzanie continentale relie Dar Es Salaam, Tanga et Morogoro. Dans peu de temps, grâce aux continuels travaux d'expansion, il sera relié à la centrale hydraulique de Kitadu. Le seul autre système de distribution interconnecté est celui de Moshi-Arusha. Le reste du pays est alimenté par des centrales thermiques isolées.

Une grande partie de la population et des industries se trouve aux abords des rives est et sud du lac Victoria, formant une relativement étroite ceinture; la plus grande concentration est aux alentours de Mwanza. Pour cette raison, la Région du Lac est importante au point de vue des demandes d'énergie et comme elle est contiguë au bassin de Kagera, sera l'objet d'une attention spéciale dans ce Rapport.

La Compagnie de Distribution d'Electricité de Tanzanie (TANESCO) est responsable de l'alimentation, distribution et vente de l'électricité dans tout le pays. La société TANESCO est propriété du gouvernement. Elle organise son système d'alimentation à partir de cinq régions, avec des centres de distribution situés comme suit:

Région Côtière	Nord	Région du Lac
Dar Es Salaam	Arusha	Bukoba
Morogoro	Moshi	Musoma
Tanga		Mwanza
		Shinyanga

Sud	Branches
Iringa	Dodoma
Lindi	Kigoma
Mbeya	Mpwapwa
Mtwara	Singida
Nachingwea	Tabora
Songea	
Tukuyu	

La Table 3.3 donne les capacités installées de ces centrales d'énergie exploitées par TANESCO en Tanzanie continentale.

Des détails sont donnés sur les centrales d'énergie de quelques-uns de ces centres et l'installation de nouvelles centrales est prise en considération. Les nouvelles centrales électriques sont prévues pour répondre aux demandes qui résultent de la création de villages Ujamaa. Comme la plupart des villages Ujamaa sont éloignés du Bassin de Kagera, ils ne sont pas importants au point de vue de l'étude du marché.

TABLE 3.3

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE EN TANZANIE, 1974

Situation/région x)	Type d'installation	Propriétaire	Capacité installée
1. Hale/Côte	Hydro-électrique	TANESCO	21.000 kW
2. Chutes de Pangani/Côte	Hydro-électrique	TANESCO	17.500 kW
3. Dar Es Salaam/Côte	Thermique xx)	TANESCO	77.440 kW
4. Arusha/Nord	Thermique	TANESCO	3.700 kW
5. Moshi/Nord	Hydro-électrique	TANESCO	1.160 kW
	Thermique	TANESCO	800 kW
6. Nyumba Ya Munga/Nord	Hydro-électrique	TANESCO	8.000 kW
7. Bukoba/Lac	Thermique	TANESCO	1.150 kW
8. Mwanza/Lac	Thermique	TANESCO	9.660 kW
9. Musoma/Lac	Thermique	TANESCO	755 kW
10. Mbeya/Sud	Hydro-électrique	TANESCO	340 kW
	Thermique	TANESCO	1.200 kW
11. Tukuyu/Sud	Thermique	TANESCO	800 kW
12. Lindi/Sud	Thermique	TANESCO	440 kW
13. Mtwara/Sud	Thermique	TANESCO	2.175 kW
14. Nachingwea/Sud	Thermique	TANESCO	400 kW
15. Songea/Sud	Thermique	TANESCO	380 kW
16. Iringa/Sud	Hydro-électrique	TANESCO	1.220 kW
	Thermique	TANESCO	750 kW
17. Dodoma/Branche	Thermique	TANESCO	1.710 kW
18. Mpwapwa/Branche	Thermique	TANESCO	290 kW
19. Tabora/Branche	Thermique	TANESCO	1.610 kW
20. Kigoma/Branche	Thermique	TANESCO	720 kW
21. Singida/Branche	Thermique	TANESCO	360 kW
22. Mwadui/Shinyanga	Thermique	Autoproducteur (Williamson Diamond Mine)	13.000 kW
23. Kilombero/Morogoro	Thermique (diesel et vapeur)	Autoproducteur (Sugar Estate)	2.400 kW
24. Arusha-Chini/Arusha	Thermique (diesel et vapeur)	Autoproducteur (Tanganyika Planting Co.)	3.330 kW
25. Kyaka/West Lake	Thermique (diesel et vapeur)	Autoproducteur (Kagera Sugar Ltd.)	400 kW
26. Bukoba/West Lake	Thermique (vapeur)	Autoproducteur (café et thé)	1.000 kW (approx.)
27. Geita/West Lake	Thermique	Autoproducteur (égrenages de coton)	2.000 kW (approx.)
28. Autres	Thermique	Missions, institutions gouvernementales et hôtels et cabanes	Pas disponible

Remarques: x) La région se réfère à l'appellation utilisée par TANESCO quand ce dernier est propriétaire de la centrale, mais quand la centrale appartient à un autoproducteur, la région se réfère à la zone du pays où elle est située.

xx) Thermique implique l'usage d'unités diesel, sauf autre indication.

Source: TANESCO (Dar Es Salaam) et enquêtes.

3.3.2 Système de distribution publique interconnecté

Les deux principaux réseaux interconnectés consomment plus de 86 % de l'électricité produite en Tanzanie. Des données sommaires sont reprises ci-dessous.

Réseau côtier

L'alimentation du réseau côtier est assurée par une installation diesel de 77,44 MW à Dar Es Salaam et par deux centrales hydrauliques près de Tanga, au nord de Dar Es Salaam; l'une de 21 MW à Hale et l'autre de 17,5 MW aux Chutes Pangani.

Morogoro et Dar Es Salaam sont reliés par des lignes de 132 kV et 33 kV. La ligne de 132 kV continue vers le nord à partir de Dar Es Salaam jusqu'à Tanga. Une ligne de 33 kV sert à la distribution locale à Tanga. La nouvelle centrale hydraulique de Kitadu (200 km au sud-est de Dar Es Salaam) sera mise en exploitation en 1975 avec les deux premiers groupes de 100 MW. La centrale de Kitadu alimentera le réseau côtier par l'intermédiaire d'une ligne de 220 kV qui est maintenant en construction; lorsque la centrale hydraulique sera disponible, une partie de la centrale thermique à Dar Es Salaam sera mise hors service.

Figure 6.2 montre la situation des centrales électriques de la TANESCO et le réseau de transmission interconnecté.

Le centre de demande de Dar Es Salaam est le plus grand consommateur d'électricité, comptant pour 74,6 % du total des ventes d'énergie (327,55 GWh) en 1973; Tanga en a consommé 20,6 % et Morogoro les 4,8 % restants. Durant les 5 années, de 1968 à 73, la consommation d'énergie dans le réseau interconnecté a augmenté à un taux annuel moyen de 8,6 %. Le taux annuel d'augmentation était à son maximum en 1972-73 avec 12,9 %. En raison des sévères problèmes économiques de la Tanzanie, qui souffre d'un manque chronique de devises étrangères combiné au prix du pétrole quadruplé depuis 1973, cette tendance devrait continuer, selon toute probabilité, au moins jusqu'au moment où la plus grande part de l'énergie thermique très coûteuse sera remplacée par de l'énergie hydraulique. Au début de 1974, un supplément de 30 % a été ajouté à tous les tarifs d'électricité pour couvrir l'augmentation des prix du combustible; de telles mesures ne favorisent pas la consommation.

Le système d'Arusha-Moshi

Le réseau d'Arusha-Moshi est relié à deux stations diesel par des lignes de 33 kV et 66 kV, l'une à Arusha d'une capacité de 3,7 MW et l'autre à Moshi d'une capacité de 0,8 MW, et aux deux centrales hydrauliques de Nyumba Ya Munga (8 MW) et de Moshi (1,66 MW). La capacité totale de production dont le réseau peut disposer est de 13,66 MW, dont 67 % hydraulique et 33 % diesel.

Les ventes d'énergie dans le réseau ont augmenté à un taux moyen annuel de 13,5 % durant les cinq années de 1968 à 73, atteignant 44,42 GWh en 1973 et enregistrant un taux maximum d'accroissement de 18,3 % en 1971-72. Le total des ventes en 1973 se répartissait comme suit: 60,8 % pour le centre de demande d'Arusha et 39,2 % pour Moshi. Le système combiné était responsable de 10,3 % du total des ventes d'énergie en Tanzanie. Comme dans le cas du réseau côtier, les problèmes économiques qui troublent actuellement la Tanzanie contribueront à une baisse de la demande d'énergie.

Futurs développements

Les plans d'expansion de l'industrie en Tanzanie prévus par le Projet de Développement pour les dix prochaines années suggèrent que la plupart des développements envisagés seront concentrés dans la région côtière et la zone d'Arusha-Moshi. Ces régions continueront donc d'être responsables pour la plus grande partie de la demande d'énergie en Tanzanie.

Il est prévu de relier le réseau d'Arusha-Moshi au réseau côtier par une ligne de 132 kV, de Moshi aux centrales de Hale et des Chutes Pangani, qui à leur tour, seront interconnectées avec le réseau côtier. D'autres extensions de Morogoro à la nouvelle capitale nationale, Dodoma, par une autre ligne de 132 kV sont aussi projetées. Le réseau côtier ainsi prolongé répondra alors de 85 % du total des ventes d'énergie en Tanzanie.

3.3.3 Alimentation publique dans la Région du Lac

Les centres de distribution de la TANESCO dans la région du lac sont ceux de Bukoba (800 kW), Musoma (650 kW), Mwanza (9,66 MW) et Shinyanga. Les trois premiers obtiennent leur électricité à partir de centrales locales de type diesel. Une ligne de 33 kV relie Shinyanga à la centrale thermique de Mwadui qui est opérée par la mine de diamands Williamson. Cette installation possède une capacité d'environ 13 MW, ce qui en fait le plus important autoproducteur de Tanzanie.

Shinyanga aura très bientôt sa propre centrale diesel d'une capacité d'environ 3 MW. Ceci supplanterait le gros de la distribution à partir de Mwadui.

Durant les 10 dernières années, Mwanza, qui est le port principal sur le lac Victoria, a bénéficié de l'un des plus hauts taux d'accroissement en Tanzanie. Ceci reflète le développement de l'industrie textile dans la région. Les planteurs de coton près de Geita, au sud-ouest de Mwanza, transportent leur production à Mwanza où elle est transformée en produits finis.

Ces quatre centres de demande dans la région du lac occupent la troisième place dans la série des grands consommateurs de Tanzanie: leur consommation d'énergie électrique équivalait à 7,9 % de la consommation totale en 1973. Les taux moyens annuels d'accroissement des quatre centres durant la période de 1967 à 71 étaient les suivants:

	Energie produite	Demande maximum
	(valeurs données en %)	
Bukoba	11,6	9,6
Musoma	35,8	29,7
Mwanza	37,1	24,4
Shinyanga	13,9	8,5
Moyenne pour les 4 centres	24,6	16,1

Pour répondre à l'augmentation normale de la demande d'énergie et à l'introduction probable de nouvelles demandes importantes de la part de Mwanza et Musoma, les centrales diesel seront agrandies d'ici les deux ou trois prochaines années. On pense que la capacité installée à Mwanza sera augmentée jusqu'à atteindre 18 MW vers le milieu de 1975. Musoma, où l'on construit une nouvelle centrale, aura un total de 10 MW en 1977. La capacité de la centrale

de Bukoba sera augmentée de plus de 1 MW dans les cinq prochaines années. Les demandes importantes et les interconnexions qui se présenteront probablement dans le futur dans chacune des régions sont discutées en plus amples détails dans d'autres sections de ce rapport.

3.3.4 Autoproducteurs

Région du Lac

Les principaux autoproducteurs dans la région ouest du Lac sont la plantation de sucre de Kagera et les manufactures de thé et de café à Bukoba. Le total de leur capacité installée s'élève à environ 1400 kW dont 400 kW pour la plantation de sucre de Kagera, On ne peut obtenir de renseignements sur la quantité d'énergie produite par ces stations.

Les tendances probables de la demande d'énergie établies par l'enquête sont données dans la Section 5.

La région de culture du coton de Geita a de 20 à 30 autoproducteurs, servant à l'égrenage du coton. Il s'agit d'installations diesel variant entre 20 et 500 kW, ayant au total une capacité installée d'environ 2000 kW. La nouvelle centrale diesel de Mwanza répondra aux besoins futurs de ces fabriques à l'aide d'une ligne de 33 kV qui est maintenant à l'état de projet.

Ailleurs en Tanzanie

D'autres autoproducteurs d'importance en Tanzanie sont la plantation de sucre de Kilombero (2400 kW) dans la région de Morogoro et la compagnie de plantation Tanganyika (3330 kW) dans la région d'Arusha. Ces stations sont équipées de turbines à vapeur et d'unités diesel.

3.4 COURBES DE DEMANDE ET VARIATIONS PERIODIQUES DE LA DEMANDE AU BURUNDI, RWANDA ET TANZANIE

3.4.1 Demandes périodiques

Des variations périodiques de la demande peuvent dériver des faits suivants:

- changements cycliques du climat
- changements superposés à la demande de base en raison d'augmentation ou de diminution de la demande annuelle.

Des courbes de demande périodique ont pu être obtenues pour le Burundi seulement, mais on peut les considérer comme représentatives de l'ensemble de la région. Les courbes pour le réseau de Bujumbura (Fig. 3.2) et pour Gitega (Fig. 3.3) ne présentent pas de variations de demande caractéristiques de certaines périodes. La demande maximum a lieu à différentes époques pour différentes années et semble se produire au hasard des variations de demande et non suivant un modèle bien établi. Si l'on ne considère pas l'accroissement de la demande, une capacité constante d'alimentation est nécessaire durant toute l'année.

3.4.2 Demande journalière

Deux types différents de demande journalière se présentent:

a) une demande journalière variant d'heure en heure, plus importante le jour que la nuit, de forme conventionelle.

Ceci est caractéristique du Burundi (Bujumbura - Fig. 3.4, et Gitega - Fig. 3.5). Les deux endroits présentent des charges de pointe prononcées le matin et le soir. Certains jours, il y a aussi une charge de pointe l'après-midi à Bujumbura.

b) une demande journalière caractéristique relativement uniforme avec une charge de pointe petite le matin et plus grande le soir, pour la région du Lac (Bukoba/ Musoma - Fig. 3.6 et Mwanza - Fig. 3.7), et aussi pour Dar Es Salaam (Fig. 3.8).

On s'attend à des courbes de demande du type (b) dans un climat tropical, mais il est surprenant qu'on obtienne un tel degré de stabilité de la demande dans une région plus tempérée comme celle du lac. Les deux types de courbes indiquent une utilisation efficace des facilités de production et de distribution disponibles et démontrent que des centrales qui ne fonctionneraient que le jour ou à certaines périodes de l'année pour répondre à des charges de pointe périodiques ne sont pas nécessaires.

3.4.3 Durée de la demande

Des diagrammes montrant la durée de la demande journalière ont été préparés pour Bujumbura, Bukoba, Mwanza et Dar Es Salaam (Figure 3.9). Ils se rapportent à un jour de semaine typique de l'année. Comme la variation périodique de demande est très petite, ils peuvent aussi être considérés comme représentant la durée de la demande annuelle.

Ces diagrammes indiquent une différence prononcée entre les types de demande essentiellement domestique, où les demandes de base s'élèvent jusqu'à environ 40 % de la charge de pointe:

- Bujumbura (39,5 % des ventes d'énergie à l'industrie en 1973) et Bukoba (34,6 % des ventes d'énergie à l'industrie en 1973)

et les types de demande essentiellement industrielle, où les demandes de base s'élèvent jusqu'à environ 60 % de la charge de pointe.

- Mwanza (80 % des ventes d'énergie à l'industrie en 1973) et Dar Es Salaam (67,9 % des ventes d'énergie à l'industrie en 1973)

On peut tirer deux conclusions:

1. Comme la quantité d'électricité vendue au secteur industriel augmente, ce à quoi on peut s'attendre en raison des programmes de développement économique adoptés, la demande de base, et de là, le facteur de charge, augmenteront à leur tour. Pour cette raison, un facteur croissant est prévu dans le système de demande, dans toutes les prévisions du marché d'énergie présentées dans la Section 5.

2. La distribution future d'énergie devra être conçue de façon à répondre à une demande constante relativement importante et à une moindre charge de pointe. Le genre de système de production d'énergie auquel la préférence sera donnée sera celui capable d'un débit d'énergie élevé en comparaison avec sa capacité installée.

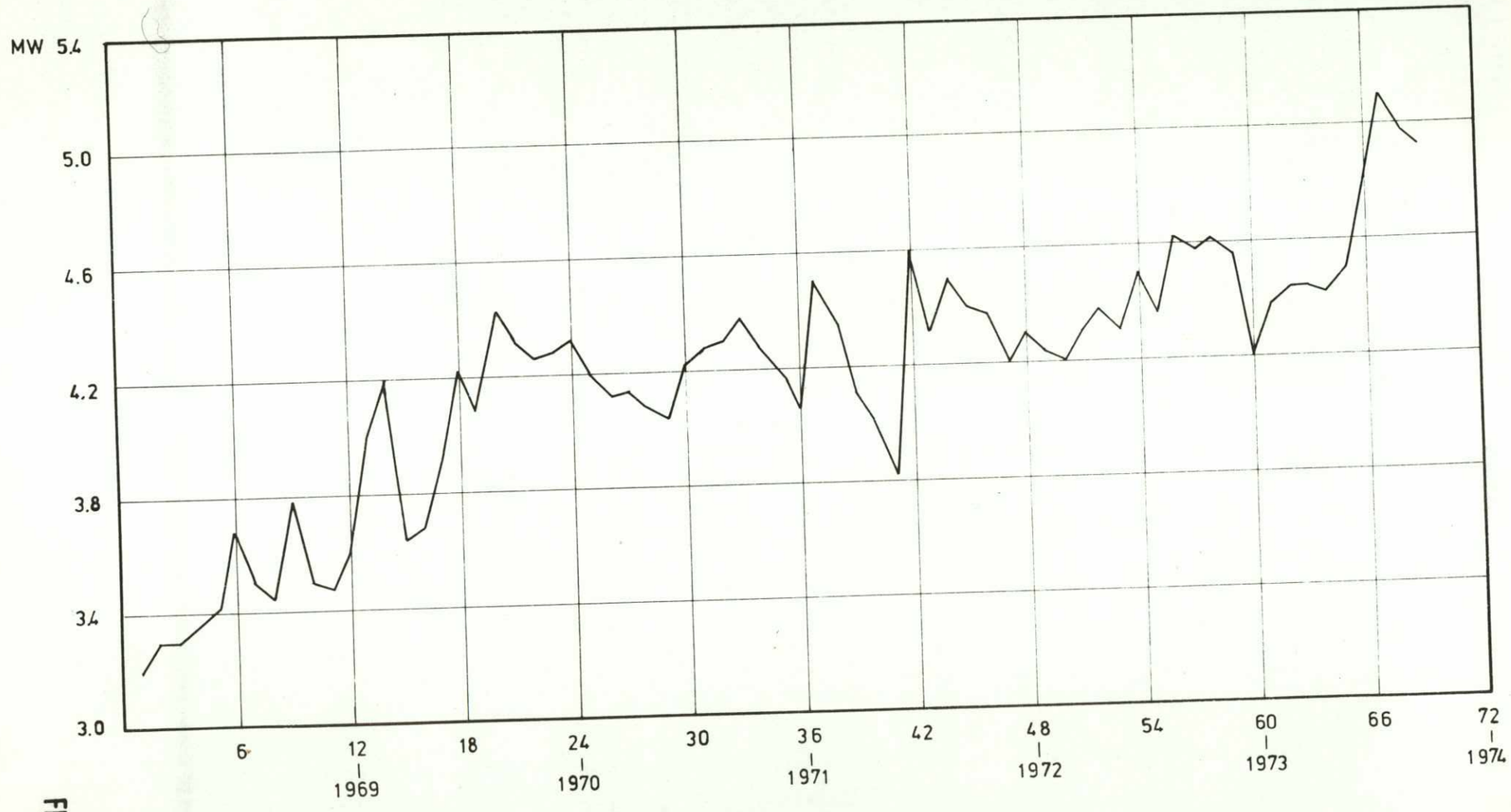


FIG. 3.2

MONTHLY MAXIMUM DEMAND FOR THE BUJUMBURA SYSTEM

DEMANDE MENSUELLE DU RESEAU DE BUJUMBURA

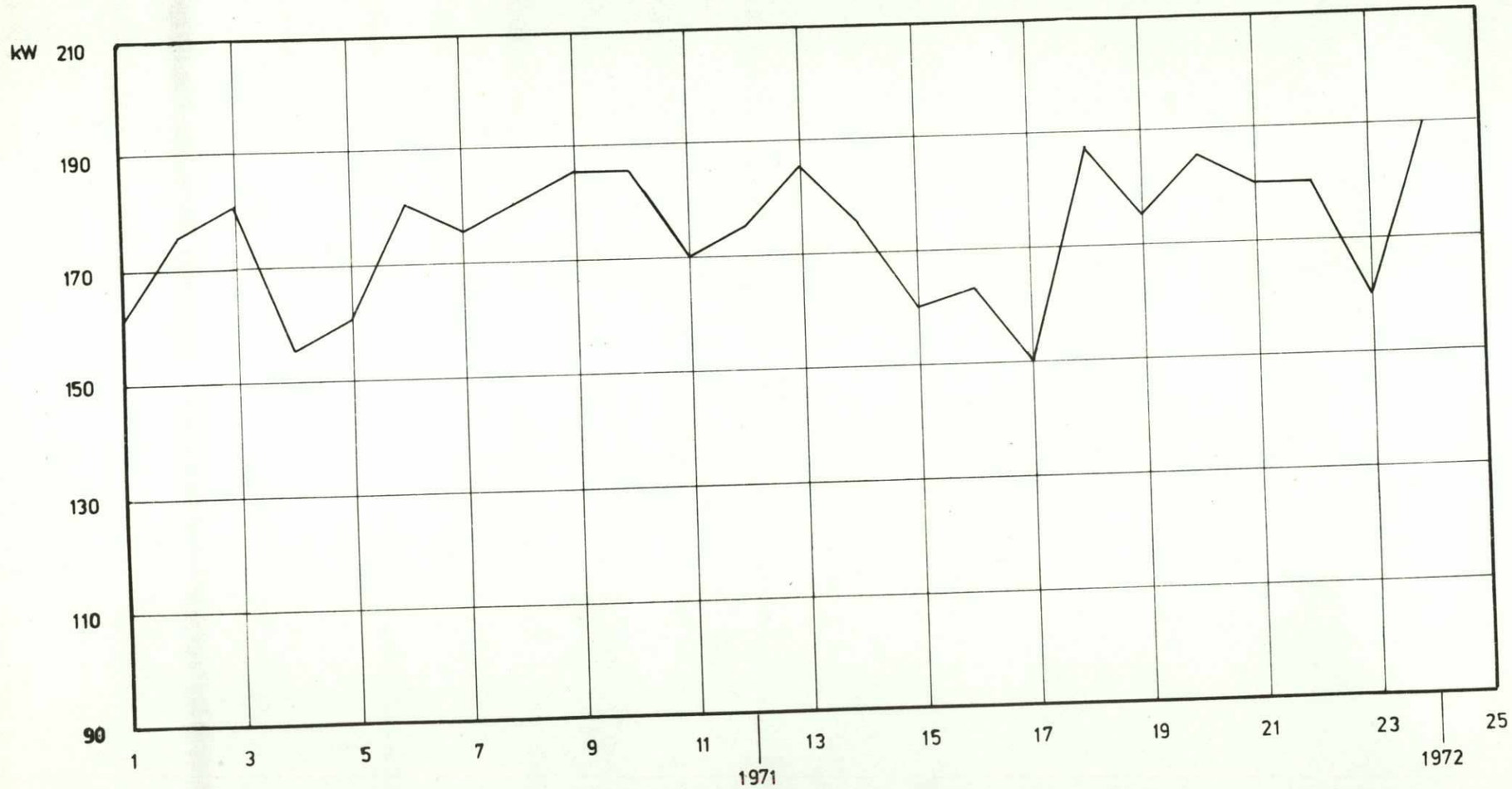


FIG. 3.3

MONTHLY MAXIMUM DEMAND FOR GITEGA (BURUNDI)

DEMANDE MENSUELLE DE POINTE POUR GITEGA (BURUNDI)

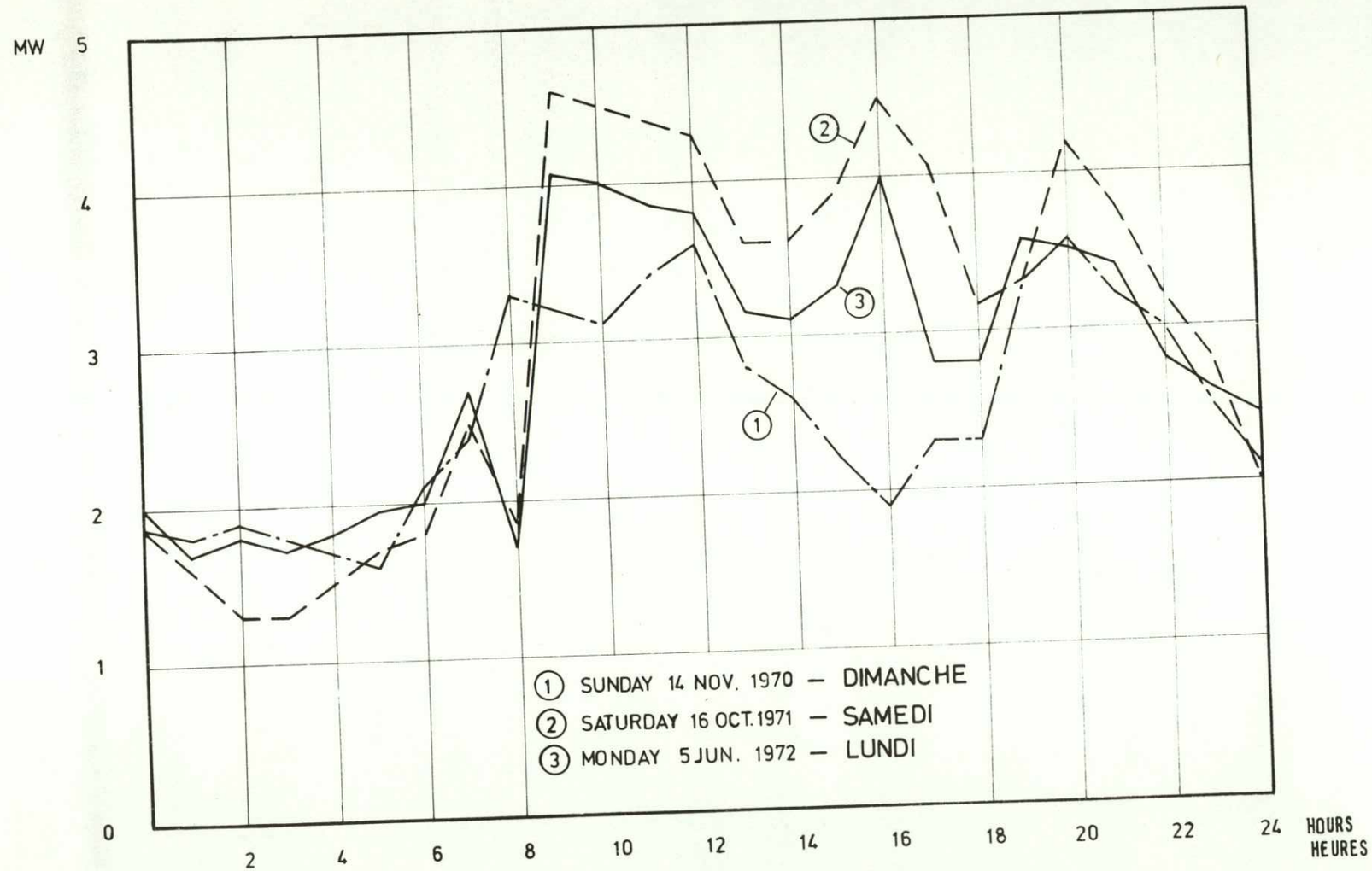


FIG. 3.4

BUJUMBURA SYSTEM LOAD CURVES
COURBES DE CHARGE DU RESEAU DE BUJUMBURA

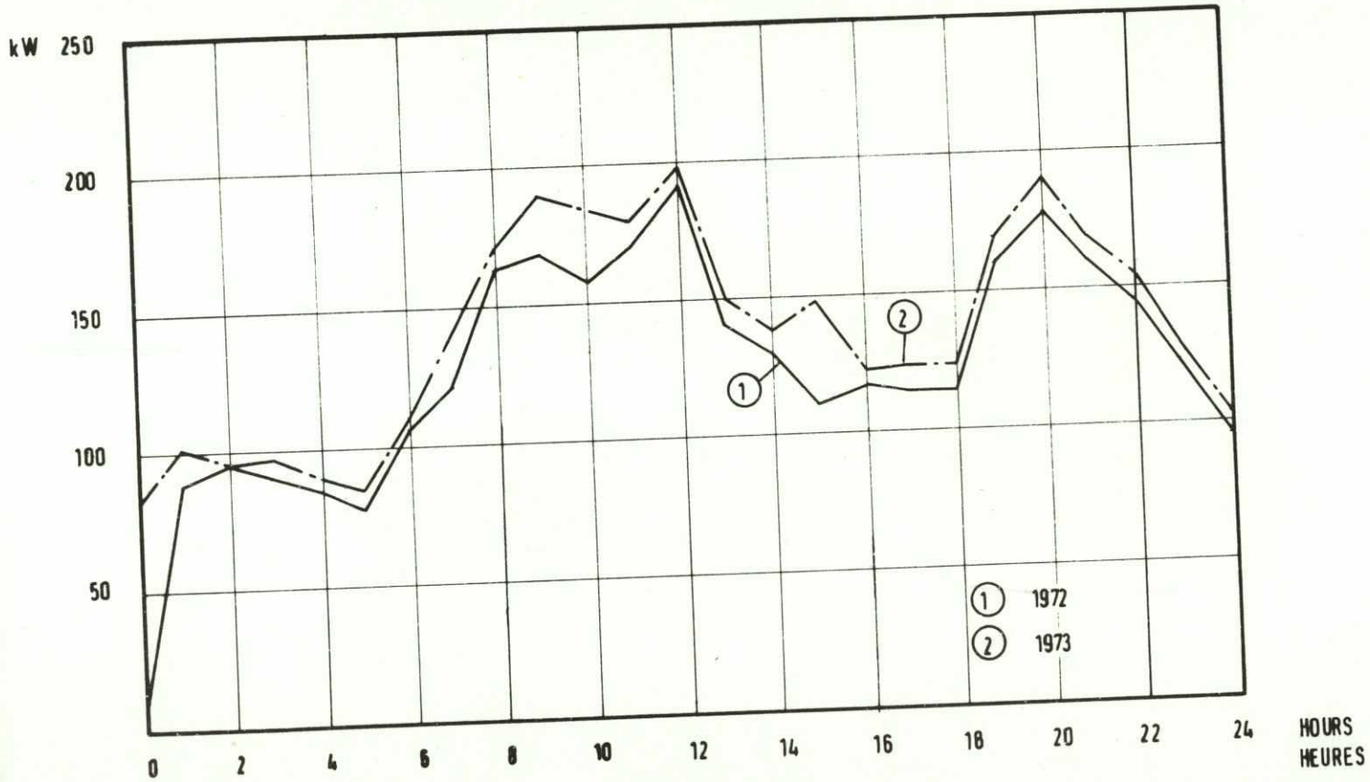


FIG. 3.5

GITEGA (BURUNDI) DAILY LOAD CURVES

COURBES DE CHARGE JOURNALIERES, GITEGA (BURUNDI)

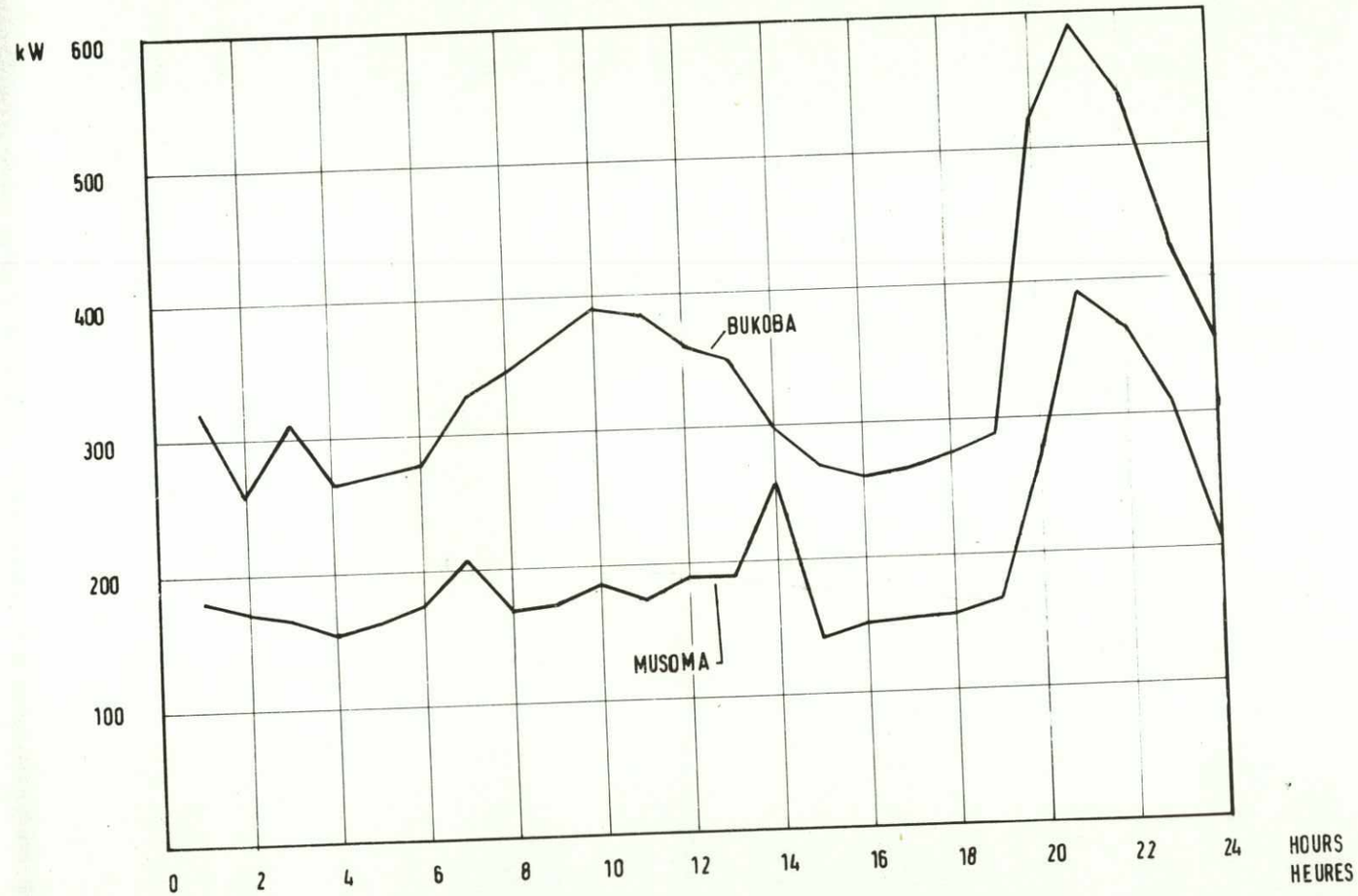


FIG. 3.6

DAILY LOAD CURVES FOR BUKOBA AND MUSOMA

COURBES DE CHARGE JOURNALIERES, BUKOBA ET MUSOMA

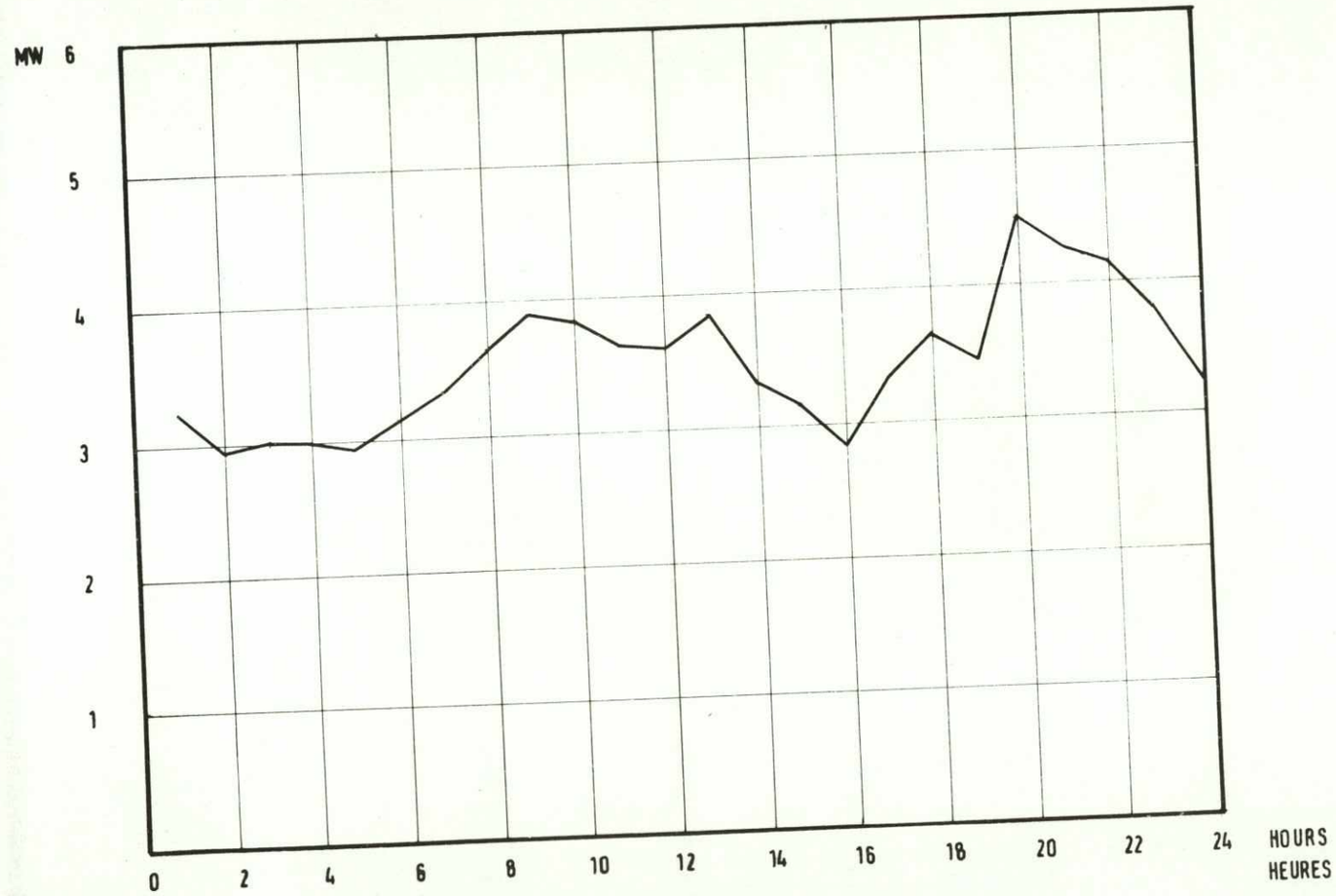


FIG. 3.7

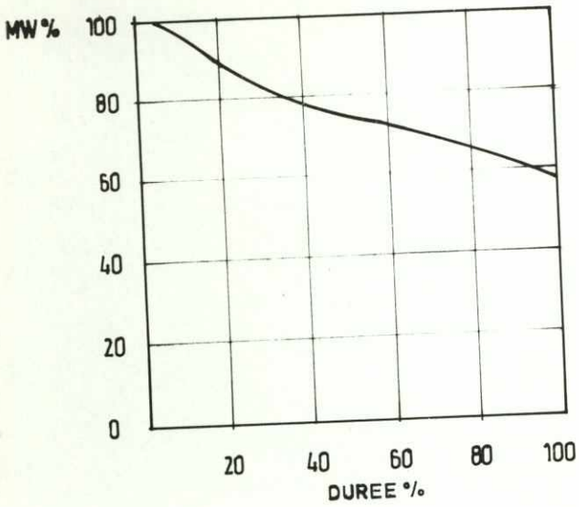
DAILY LOAD CURVE FOR MWANZA

COURBE DE CHARGE JOURNALIERE, MWANZA

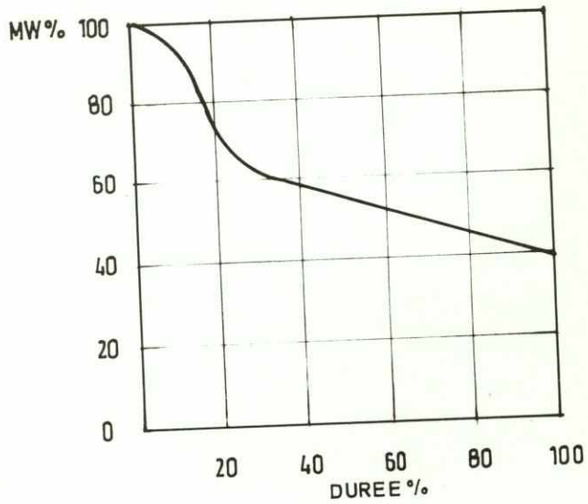
FIG. 3.8

DAILY LOAD CURVE FOR DAR ES SALAAM

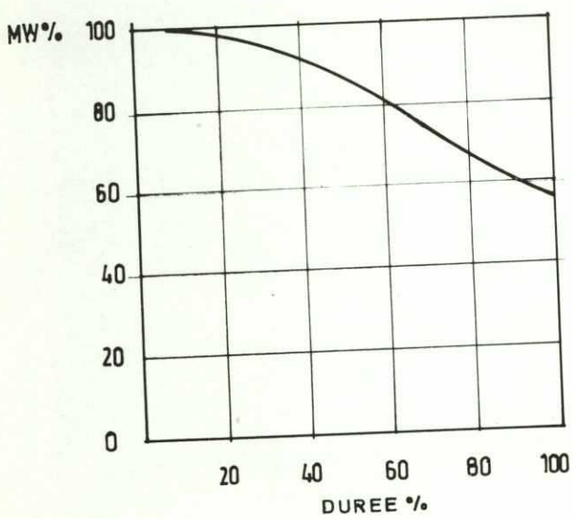
COURBE DE CHARGE JOURNALIERE, DAR ES SALAAM



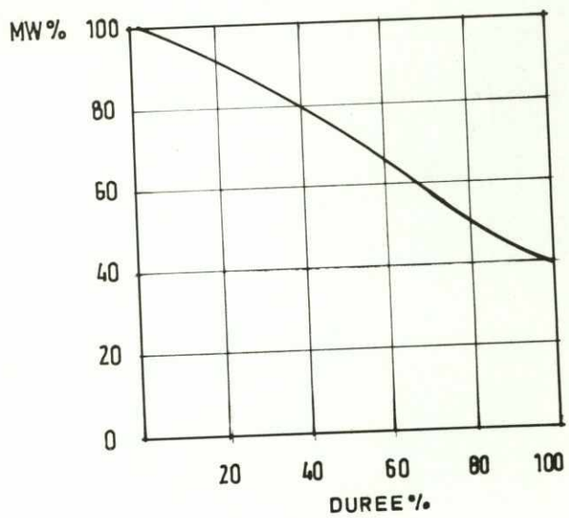
MWANZA



BUKOBA



DAR - ES - SALAAM



BUJUMBURA

SELECTED LOAD DURATION CURVES
COURBES DE DUREE DE CHARGE

FIG. 3.9

4. LES TENDANCES DU DEVELOPPEMENT

4.1 INTRODUCTION

L'examen des tendances historiques du développement dans la région du Projet Kagera est important puisqu'il donne un aperçu des facteurs gouvernant l'augmentation de la demande et indique ce que l'on peut raisonnablement espérer dans le futur. De plus, l'examen de ces tendances par catégories de consommateurs permet d'isoler des demandes particulières d'importance et d'identifier leur influence sur l'accroissement de la consommation d'énergie. Une analyse du type de demande propre à chacune des principales catégories de consommateurs donne une évaluation de leur effet relatif sur le type général de la demande. L'approche adoptée dans ce cas-ci est basée sur la prémisse suivante: les tendances régionales de demande auront quelques éléments en commun à travers le Bassin de la Kagera. Les projections futures se référant au climat économique et les contraintes que cela imposera, permettront alors d'établir un modèle d'accroissement de la demande plus logique. Il est clair que les prévisions à plus longue distance seront sujettes à une plus grande incertitude. La projection statistique des tendances historiques est donc examinée en établissant des quartiles supérieurs et inférieurs à la demande. Les bases de ces calculs statistiques sont expliquées plus en détail dans la Section 5.

Pour des raisons d'uniformité et pour simplifier la présentation, les consommateurs d'électricité sont divisés en cinq catégories comme suit:

- Domestique
- Commercial
- Industriel
- Municipal et Gouvernemental
- Consommateurs Importants

4.2 TENDANCES GENERALES

4.2.1 Burundi

Bujumbura

Le développement général de la demande à Bujumbura a subi d'importantes fluctuations durant les cinq années, 1968-73. Ceci reflète les conditions instables de l'économie et de la situation politique dans le pays. Durant cette période, un taux d'accroissement annuel moyen de 9,2 % a été maintenu, mais le taux a varié entre un maximum de 23,3 % (1969-70) et un minimum de 2,4 % (1971-72), ce dernier durant l'année de désordres politiques au Burundi. Les ventes totales d'énergie s'élevaient à 22,44 GWh en 1973 et la production totale d'énergie par les centrales était de 24,01 GWh, indiquant des pertes de 6,5 % dans le système. Les pertes dans le système ont considérablement diminué depuis 1968, lorsqu'elles s'élevaient à 13,0 % de l'énergie produite. La valeur moyenne pour la période 1968-73 était de 10,6 %.

Les taux d'accroissement de demande de pointe fournie par les centrales d'électricité (la demande maximum simultanée) durant 1968-73 ont montré des fluctuations similaires à celles des ventes d'énergie. La moyenne établie pour une période de 6 ans est de 7,4 % par an. Le taux annuel varie entre:

- un maximum de 16,9 % (en 1969-70, comme c'est le cas pour les ventes d'énergie), et

- un minimum de 0,9 % (en 1969-70, c'est-à-dire durant l'année précédant le "minimum" des ventes d'énergie mais probablement pour les mêmes raisons, dont on pourrait s'attendre à ce qu'elles affectent la demande maximum plus tôt que la consommation d'énergie).

Les facteurs de charge dans le réseau de Bujumbura étaient les suivants:

Année	Pourcentage
1968	57,9
1973	59,0
moyenne des 6 années	57,3

La tendance légèrement en augmentation du facteur de charge est en accord avec les taux d'accroissement entre la demande maximum et la consommation d'énergie (ou les ventes) mentionnées plus haut.

Les résultats exploitatifs pour 1968-73 sont donnés dans la Table 4.1, et l'augmentation de la consommation d'énergie est donnée dans la Figure 4.1. La Table 4.1 donne la liste des ventes d'énergie par catégories de consommateurs.

Les larges fluctuations des ventes d'énergie nécessitent de se référer à de plus anciens dossiers en vue d'identifier les tendances systématiques. Les documents donnant des indications sur la quantité d'énergie produite pour le réseau de Bujumbura depuis 1963 indiquent un taux d'accroissement annuel moyen de 6,1 % pour la période 1963-73, qui est probablement représentatif d'une tendance à plus long terme. Les quatre années entre 1963-67 montrent des taux d'accroissement particulièrement bas, variant entre 7,5 % (1963-64) et -2,7 % (1964-65). Ces taux d'accroissement semblent liés au climat politique régnant après l'indépendance (en juillet 1962). Avant l'indépendance, la ville de Bujumbura était le centre industriel des régions du Rwanda-Burundi et de Bukavu. Avec la venue de l'indépendance, Bujumbura n'avait plus que le marché du Burundi à alimenter et l'industrie qui auparavant déservait un marché étendu est encore exploitée au-dessous de sa propre capacité.

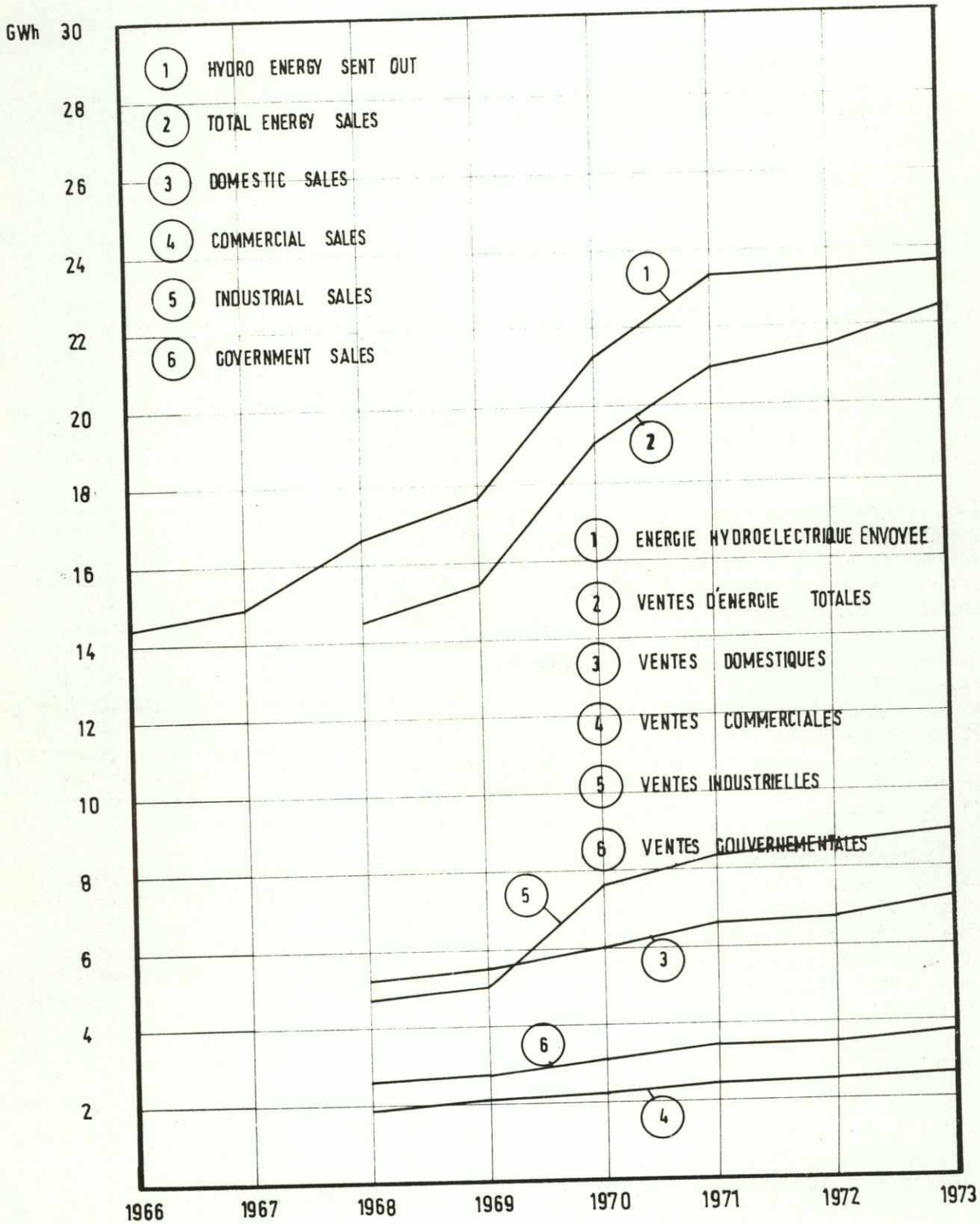
Les caractéristiques de la demande pour la période 1963-73 sont résumées dans la Table 4.2. Référence a été faite dans la Section 3 à la prépondérance des achats d'énergie hydraulique à la SNEL, tout comme à l'amélioration progressive expérimentée durant cette période dans le facteur de charge du système. En dépit des fluctuations annuelles des ventes d'énergie, le type de demande semble être relativement stable et offre une base raisonnable pour de futures projections.

Gitega

A Gitega, la production d'énergie thermique a augmenté à un taux annuel moyen de 9,1 % durant la période 1963-73. Le taux d'accroissement a varié entre

- un "maximum" de 36,7 % (en 1970-71, comparable à celui de Bujumbura en 1969-70)

VENTES D'ENERGIE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEUR, RESEAU DE BUJUMBURA



ENERGY SALES BY CONSUMER CATEGORY IN THE BUJUMBURA SYSTEM

FIG. 4.1

TABLE 4.1

BURUNDI : VENTES D'ENERGIE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEURS DANS LE RESEAU DE BUJUMBURA (1968-1973)

(Valeurs en GWh, sauf autres indications)

CATEGORIE	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Domestique*	5,15	5,51	6,00	6,68	6,79	7,17
Commerciale	1,88	2,06	2,13	2,43	2,47	2,61
Industrie**	4,71	4,96	7,60	8,30	8,60	8,87
Gouvernement	2,64	2,76	3,14	3,42	3,48	3,67
Zones périphériques	0,09	0,10	0,09	0,11	0,11	0,12
TOTAL	14,47	15,39	18,96	20,94	21,45	22,44
Pertes	2,17	2,34	2,41	2,49	2,09	1,57
Energie produite	16,64	17,73	21,37	23,43	23,54	24,01
Demande maximum simultanée (MW)	3,28	3,78	4,42	4,38	4,60	4,64
Facteur de charge du système (%)	57,9	53,5	55,1	61,1	58,4	59,0

* Inclus un petit pourcentage de la catégorie commerciale.

** Inclus l'énergie utilisée par REGIDESO pour la distribution d'eau, gaz et électricité.

Source: REGIDESO (Burundi)

TABLE 4.2

BURUNDI : RESUME DES DEMANDES DU RESEAU INTERCONNECTE DE BUJUMBURA (1963-1973)

(Valeurs en GWh, sauf autres indications)

Année	Energie thermique produite	Energie hydraulique obtenue à la SNEL	Energie thermique envoyée au système	Energie hydraulique envoyée au système	Total de l'énergie envoyée au système	Demande maximum (MW)	Facteur de charge (%)
1963	0,04	13,61	0,01	13,59	13,60	3,00	51,8
1964	7,55	7,11	7,52	7,10	14,62	3,00	55,6
1965	1,03	13,24	1,00	13,22	14,22	2,94	56,2
1966	0,09	14,39	0,06	14,37	14,43	3,06	54,8
1967	0,46	14,80	0,43	14,77	15,21	3,12	56,7
1968	0,09	16,61	0,06	16,58	16,64	3,28	57,9
1969	0,12	17,67	0,09	17,64	17,23	3,78	52,1
1970	0,20	21,23	0,17	21,20	21,37	4,42	55,1
1971	0,14	23,35	0,11	23,32	23,43	4,38	61,1
1972	0,15	23,44	0,12	23,42	23,54	4,60	58,8
1973	0,34	23,76	0,27	23,74	24,01	4,64	59,0

Source: REGIDESO (Burundi)

TABLE 4.3

BURUNDI : RESUME DES DEMANDES EMANANT DE CENTRES ISOLES (1963-1973)

(Valeurs en GWh, sauf autres indications)

Centre de Gitega

Année	Energie thermique produite	Total des ventes d'énergie	Total des pertes d'énergie
1963	0,42	n.a.*	-
1964	0,43	0,28	0,15
1965	0,45	0,31	0,14
1966	0,48	n.a.	-
1967	0,53	n.a.	-
1968	0,62	0,48	0,14
1969	0,65	0,50	0,15
1970	0,60	0,51	0,09
1971	0,82	0,50	0,32
1972	0,92	0,49	0,43
1973	n.a.	0,57	-

* Pas disponible

Source: REGIDESO et des rapports préparés par des firmes-conseils pour le Gouvernement du Burundi.

- un "minimum" de 7,7 % (en 1969-70, comparable à celui de Bujumbura en 1971-72).

Ces résultats reflètent l'isolement de Gitega et montrent qu'une corrélation nationale des résultats d'exploitation n'est pas possible.

Les ventes d'énergie ont augmenté à un taux annuel moyen de 8,2 % en 1964-73, mais le taux d'accroissement a baissé de 3,5 % par an en 1968-73. Comme il est décrit ci-dessus, cette baisse est due à de l'énergie acquise illégalement dans le réseau de distribution, résultant en pertes dans le système d'environ 33 %. Pour cette raison, une tendance ne peut être établie qu'à partir des chiffres de production ajustés en respect des pertes. La Table 4.3 donne les statistiques disponibles pour Gitega pour les années 1963-73.

Autres centres

Aucune information significative n'est disponible.

4.2.2 Rwanda

Kigali

Les ventes d'électricité du réseau de Kigali ont augmenté à un taux moyen de 13,9 % par an entre 1965-72, variant entre 31,1 % en 1965-66 et 2,7 % en 1966-67. Cette variation est due à l'influence prépondérante du plus grand consommateur, la station radio émettrice de Deutsche Welle, qui a commencé ses émissions en 1965 et dont la demande a été relativement constante en 1966 et 1967. Si l'on exclut Deutsche Welle et les centres miniers de Somuki, Musha, Rwinkwavu et Bugarama, le taux d'augmentation de l'énergie envoyé à Kigali pour la consommation générale s'est élevé à 15,1 % par an durant la période de 1968-73, avec un taux maximum de 25,2 % en 1969-70 et un minimum de 7,8 % en 1972-73. La consommation d'énergie des principaux consommateurs est donnée dans la Table 4.4 et illustrée dans la Figure 4.2.

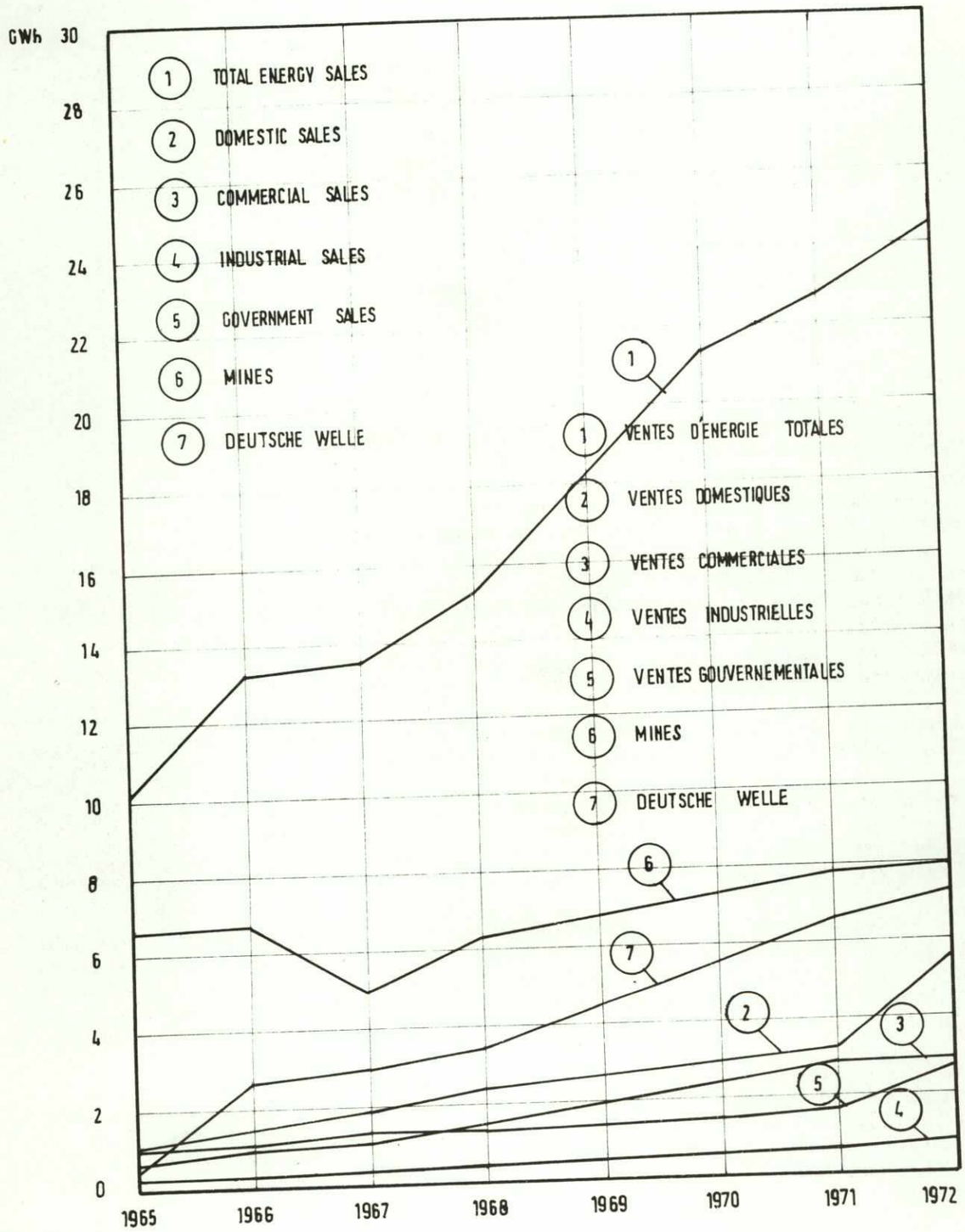
Des valeurs de demande minimum du réseau de Kigali ne sont disponibles que pour les années 1970 (4,78 MW) et 1972 (5,00 MW).

Le facteur de charge du système a augmenté de 55,9 % (1970) à 61,1 % (1972), ce qui indique des conditions de demande relativement stables. Les pertes du système sont de l'ordre de 8,1 %, ce qui est raisonnable. Les résultats d'exploitation sont résumés dans la Table 4.5.

Le taux d'accroissement annuel relativement important de 15,1 % pour la demande générale durant les années 1968-73 peut être attribué directement au développement urbain. Kigali en tant que capitale du Rwanda date du début des années 60, et depuis le centre et les faubourgs se sont considérablement étendus. La plupart des bâtiments gouvernementaux ont seulement été terminés récemment.

Les activités commerciales en ville sont liées aux besoins domestiques du gouvernement et du personnel étranger, si bien que le total des ventes d'énergie reflète les activités d'appui d'une capitale administrative. Un tel taux d'accroissement ne peut être justifié durant une longue période et il faut s'attendre à ce qu'il diminue, suivant le ralentissement de l'expansion de la cité.

VENTES D'ENERGIE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEUR, RESEAU INTERCONNECTE DE KIGALI



ENERGY SALES BY CONSUMER CATEGORY IN THE KIGALI INTERCONNECTED SYSTEM FIG.4.2

TABLE 4.4

RWANDA : ENERGIE ENVOYEE AUX PRINCIPAUX CENTRES DE DEMANDE DANS LE RESEAU INTERCONNECTE DE KIGALI (1968-1973)

(Valeurs en GWh, sauf autres indications)

Centres de demande	Fin de l'année					
	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Kigali	6,15	7,11	8,90	10,20	11,51	12,4
Somuki	n.a.*	n.a.	3,26	3,72	4,46	n.a.
Musha	n.a.	n.a.	2,12	1,89	1,89	n.a.
Rwinkwavu	n.a.	n.a.	2,36	1,92	1,33	n.a.
Bugarama	n.a.	n.a.	0,46	0,54	0,59	n.a.
Deutsche Welle	4,03	4,71	6,31	6,94	6,82	6,8
Mulindi**	-	-	-	-	0,16	0,8
Ruhengeri***	-	-	-	-	-	0,7
Energie envoyée	16,56	19,04	23,41	25,21	26,76	28,2
Demande maximum simultanée (MW)	n.a.	n.a.	4,78	4,90	5,00	n.a.
Facteur de charge du système (%)	-	-	55,9	58,7	61,1	-

* N'est pas disponible pour chaque centre en particulier

** Interconnecté en septembre 1972

*** Interconnecté en janvier 1973

Source: REGIDESO (Rwanda)

TABLE 4.5

RWANDA : VENTES D'ENERGIE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEURS DANS LE RESEAU INTERCONNECTE DE KIGALI (1965-72)

(Valeurs en GWh, sauf autres indications)

CATEGORIE	Fin de l'année							
	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
Domestique	1,09	1,48	1,88	2,38	n.a.*	n.a.*	3,15	3,66
Commerciale	0,72	0,96	1,07	1,36	n.a.	n.a.	2,87	2,90
Industrie	0,21	0,22	0,34	0,36	n.a.	n.a.	0,58	0,81
Gouvernement	0,98	1,13	1,42	1,42	n.a.	1,50	1,64	2,70
Mines**	6,65	6,72	5,98	6,28	n.a.	n.a.	7,86	7,88
Deutsche Welle	0,49	2,78	2,96	3,48	n.a.	n.a.	6,60	6,29Ø
Total	10,14	13,29	13,65	15,28	-	21,30	22,70	25,24
Pertes	-	-	-	1,28	-	2,11	2,51	1,48
Energie envoyée	n.a.	n.a.	n.a.	16,56	19,04	23,41	25,21	26,76

* Pas disponible

** Ces valeurs représentent le total des ventes d'énergie aux centres miniers de Somuki, Musha, Rwinkwavu et Bugarama et aux missions situées dans le voisinage.

Ø Répartis comme suit: 6,75 GWh pour Deutsche Welle et 0,54 GWh pour Radio Rwanda

Source: REGIDESO et LAHMEYER 1969

TABLE 4.6

RWANDA : RESUME DES DEMANDES PROVENANT DE CENTRES ISOLES (1965-1973)

(Valeurs en GWh, sauf autres indications)

CENTRE	Fin de l'année					
	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Gitarama						
Energie thermique produite	n.a.*	n.a.	0,033	0,036	0,052	0,090
Energie vendue	0,015	0,029	0,026	0,025	0,045	0,069
Pertes	-	-	0,006	0,008	0,004	-
Energie envoyée au système	n.a.	n.a.	0,032	0,033	0,049	n.a.
Demande maximum (MW)	n.a.	n.a.	0,021	0,022	0,022	n.a.
Heures/jour de marche	n.a.	n.a.	10	18	12	n.a.
Facteur de charge (%)	-	-	41,8	22,8	50,9	-
Nyanza**						
Energie thermique produite	n.a.	n.a.	0,168	0,201	0,256	0,271
Energie vendue	0,124	0,121	0,120	0,131	0,197	0,207
Pertes	-	-	0,045	0,064	0,051	-
Energie envoyée au système	n.a.	n.a.	0,165	0,195	0,248	n.a.
Demande maximum (MW)	n.a.	n.a.	0,024	0,038	0,045	n.a.
Facteur de charge (%)	-	-	78,5	58,6	62,9	-
Butare						
Energie thermique produite	n.a.	n.a.	1,171	1,318	1,484	1,412
Energie vendue	0,955	0,978	0,969	1,094	1,244	1,215
Pertes	-	-	0,017	0,134	0,177	-
Energie envoyée au système	n.a.	n.a.	1,086	1,228	1,421	n.a.
Demande maximum (MW)	n.a.	n.a.	0,330	0,360	0,380	n.a.
Facteur de charge (%)	-	-	37,6	38,9	42,7	-

TABLE 4.6 (Suite)

CENTRE	Fin de l'année					
	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Cyangugu						
Energie thermique achetée	n.a.	n.a.	0,243	0,215	0,213	n.a.
Energie hydraulique achetée	-	-	0,245	0,413	0,556	0,553
Energie vendue	0,155	0,128	0,404	0,577	0,728	0,735
Pertes	-	-	0,084	0,051	0,041	-
Energie envoyée au système	n.a.	n.a.	0,488	0,628	0,769	n.a.
Demande maximum (MW)	n.a.	n.a.	n.a.	0,215	n.a.	n.a.
Facteur de charge (%)	-	-	-	34,0	-	-
Gisenyi						
Energie hydraulique produite	n.a.	n.a.	4,296	3,794	2,909	n.a.
Energie thermique produite	n.a.	n.a.	0,104	0,430	0,053	n.a.
Energie vendue	3,832	3,502	3,597	3,440	2,577	1,598
Pertes	-	-	0,759	0,728	0,337	-
Energie envoyée au système	n.a.	n.a.	4,356	4,168	2,914	n.a.
Demande maximum (MW)	n.a.	n.a.	0,880	0,960	0,980	n.a.
Facteur de charge (%)	-	-	56,5	49,6	33,9	-

* Pas disponible

** Aussi appelé Nyabisindu

Source: REGIDESO (Rwanda) et Ministère du Plan

TABLE 4.7

RWANDA : VENTES D'ENERGIE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEURS DANS LES CENTRES ISOLES (1968-1973)

(Valeurs en GWh, sauf autres indications)

CENTRE	Fin de l'année					
	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Gitarama						
Domestique	n.a.*	n.a.	n.a.	0,007	0,009	n.a.
Commerciale	n.a.	n.a.	n.a.	0,014	0,022	n.a.
Gouvernement	n.a.	n.a.	0,005	0,004	0,015	n.a.
Total	0,015	0,029	0,026	0,025	0,046	0,069
Nyanza**						
Domestique	n.a.	n.a.	n.a.	0,043	0,056	n.a.
Commerciale	n.a.	n.a.	n.a.	0,034	0,041	n.a.
Industrie	-	-	-	-	0,048	n.a.
Gouvernement	n.a.	n.a.	0,057	0,054	0,052	n.a.
Total	0,124	0,120	0,120	0,131	0,197	0,207
Butare						
Domestique	n.a.	n.a.	n.a.	0,355	0,445	n.a.
Commerciale	n.a.	n.a.	n.a.	0,299	0,351	n.a.
Gouvernement	n.a.	n.a.	0,330	0,440	0,448	n.a.
Total	0,995	0,978	0,969	1,094	1,244	1,215
Cyangugu						
Domestique	n.a.	n.a.	n.a.	0,082	0,077	n.a.
Commerciale	n.a.	n.a.	n.a.	0,041	0,049	n.a.
Gouvernement	n.a.	n.a.	0,034	0,041	0,046	n.a.
Coopthé-Shagasha***	-	-	0,245	0,413	0,556	0,553
Total	0,155	0,128	0,404	0,577	0,728	0,735
Gisenyi						
Domestique	n.a.	n.a.	n.a.	0,264	0,283	n.a.
Commerciale et industrie	n.a.	n.a.	n.a.	1,143	1,174	n.a.
Gouvernement	n.a.	n.a.	0,156	0,161	0,220	n.a.
Exportations (vers Goma)	1,934	1,965	2,044	1,872	0,900	-
Total	3,832	3,502	3,597	3,440	2,577	1,598

* Pas disponible
** Aussi appelé Nyabisindu
*** L'énergie pour cette usine à thé est importée de la centrale hydraulique de Mururu (aussi appelée Bukavu).

Source: REGIDESO (Rwanda) et Ministère du Plan

Les mines et Deutsche Welle constituent une grande partie de la demande et doivent être considérés séparément sous la rubrique des demandes importantes.

Centres isolés

Les centres isolés de Gitarama, Nyanza, Butare, Cyangugu et Gisenyi présentent des taux d'accroissement différents durant la période 1968-73 et il faut les considérer chacun en particulier. Les résultats appropriés sont résumés ci-dessous.

VENTES D'ENERGIE

Centre	Taux annuel d'accroissement 1968 - 73	Taux maximum d'accroissement (%)	Taux minimum d'accroissement (%)	Pourcentage des ventes totales au Rwanda en 1973
Gitarama	35,7	99,3 (68-69)	-10,3 (69-70)	0,24
Nyanza	10,8	50,4 (71-72)	- 3,2 (68-69)	0,71
Butare	4,9	13,7 (71-72)	- 2,3 (72-73)	4,18
Cyangugu	36,5	215,6 (69-70)	-17,4 (68-69)	2,53
Gisenyi	-16,1	2,7 (69-70)	-38,0 (72-73)	5,50

Les taux d'accroissement sont caractéristiques de petits centres ayant une prédominance de la consommation d'électricité à des fins domestiques et du commerce. Les fluctuations intermittentes des taux d'accroissement de Cyangugu sont dues à l'interconnexion avec l'usine à thé Coopthe-Shagasha en 1969-70. L'alimentation de cette usine est en fait par voie d'achat d'énergie à la centrale hydraulique de Bukavu et le reste de l'énergie provient de la centrale thermique de Bukavu. Dans le cas de Gisenyi, la baisse des ventes provient de la diminution des ventes au village de Goma, au Zaïre, et sa disconnexion en 1973. Tous les centres repris ci-dessus seront finalement interconnectés avec le réseau de Kigali et influenceront donc l'accroissement de la demande dans ce réseau. La contribution à la demande générale au Rwanda des petits centres tels que Gitarama et Nyanza ne sera que marginale. En 1973, par exemple, ces centres ne comptaient à eux deux que pour 0,95 % dans le total des ventes d'énergie au Rwanda. Leur inclusion dans les projections globales du marché n'est donc que par souci d'être complet. La Table 4.6 résume les statistiques concernant la demande de chacun de ces centres et la Table 4.7 donne une classification des ventes par catégories de consommateurs.

4.2.3 Région du Lac (Tanzanie)

Comme il a déjà été mentionné dans la Section 3, les quatre centres de demande principaux dans la Région du Lac en Tanzanie sont Bukoba, Musoma, Mwanza et Shinyanga. Durant la période 1967-73, les taux d'accroissement des ventes d'énergie de chacun de ces centres étaient les suivants:

Centre	Taux annuel d'accroissement en % 1967-1973	Taux maximum d'accroissement en %	Taux minimum d'accroissement en %	Pourcentage total des ventes en Tanzanie en 1973
Bukoba	11,1	50,7 (69-70)	- 7,8 (70-71)	0,56
Musoma	31,1	53,9 (67-68)	21,1 (72-73)	0,31
Mwanza	28,1	82,5 (68-69)	- 0,8 (71-72)	6,35
Shinyanga	8,2	32,7 (70-71)	-13,3 (67-68)	0,64

Le total des ventes d'énergie à chacun de ces quatre centres est représenté dans la Figure 4.3. La Table 4.8 donne la composition des ventes d'électricité en Tanzanie et fait ressortir la part relativement peu importante de la Région du Lac. L'augmentation de la demande exceptionnellement élevée enregistrée à la fois à Bukoba et Mwanza en 1969-70 et 1968-69 respectivement, est due à un accroissement soudain de la demande industrielle durant ces années là. En ce qui concerne Musoma, le taux élevé d'accroissement en 1967-68 est dû à une poussée de l'activité commerciale.

Les pertes dans le système varient suivant les centres et présentent les moyennes suivantes pour la période 1967-71:

Centre	Moyenne des pertes %	Perte maximum %
Bukoba	8,7	9,2 (1967)
Musoma	12,1	13,3 (1967)
Mwanza	6,0	11,6 (1967)
Shinyanga	12,4	19,0 (1970)

Tous les centres à l'exception de Shinyanga ont vu leurs pertes diminuer. Cette tendance a été la plus marquée à Mwanza, où les pertes sont tombées sans discontinuer de 11,6 % (de l'énergie produite) en 1967, à un minimum de 2,4 % en 1973, probablement parce qu'une large part du total des ventes d'énergie est au bénéfice du secteur industriel. En référence à l'énergie produite durant la période 1967-71, le facteur de charge du système a augmenté à un taux annuel de 1,8 % pour Bukoba, 4,7 % pour Musoma, 10,3 % pour Mwanza et 5,0 % pour Shinyanga. Durant cette même période, le taux moyen annuel d'accroissement de la demande de pointe était de 9,6 % à Bukoba, 29,7 % à Musoma, 24,4 % à Mwanza et 8,5 % à Shinyanga. Ces taux d'accroissement sont moins élevés que ceux des ventes d'énergie durant la même période, ce qui reflète l'augmentation des facteurs de charge résultant d'un usage plus important d'énergie électrique par les consommateurs industriels et du secteur commercial.

Mwanza a présenté les caractéristiques d'accroissement et de demande les plus favorables. Ceci peut être attribué à l'expansion de l'industrie et de l'activité domestique et commerciale liée. Dans d'autres centres, l'industrie est encore à un stade de développement, mais on s'efforce d'élargir se secteur. Les projets d'expansion pour les centrales de Musoma et Mwanza sont soulignés dans la Section 3. L'effet de l'interconnexion de demandes importantes à ces centres est traité dans la Section 6. Les statistiques détaillées disponibles pour Bukoba, Musoma, Mwanza et Shinyanga sont données dans la Table 4.9.

TABLE 4.8

RESUME DES VENTES D'ENERGIE EN TANZANIE (1968-1973)
POUR CHAQUE CENTRE ALIMENTE PAR TANESCO

(Valeurs en GWh, sauf autres indications)

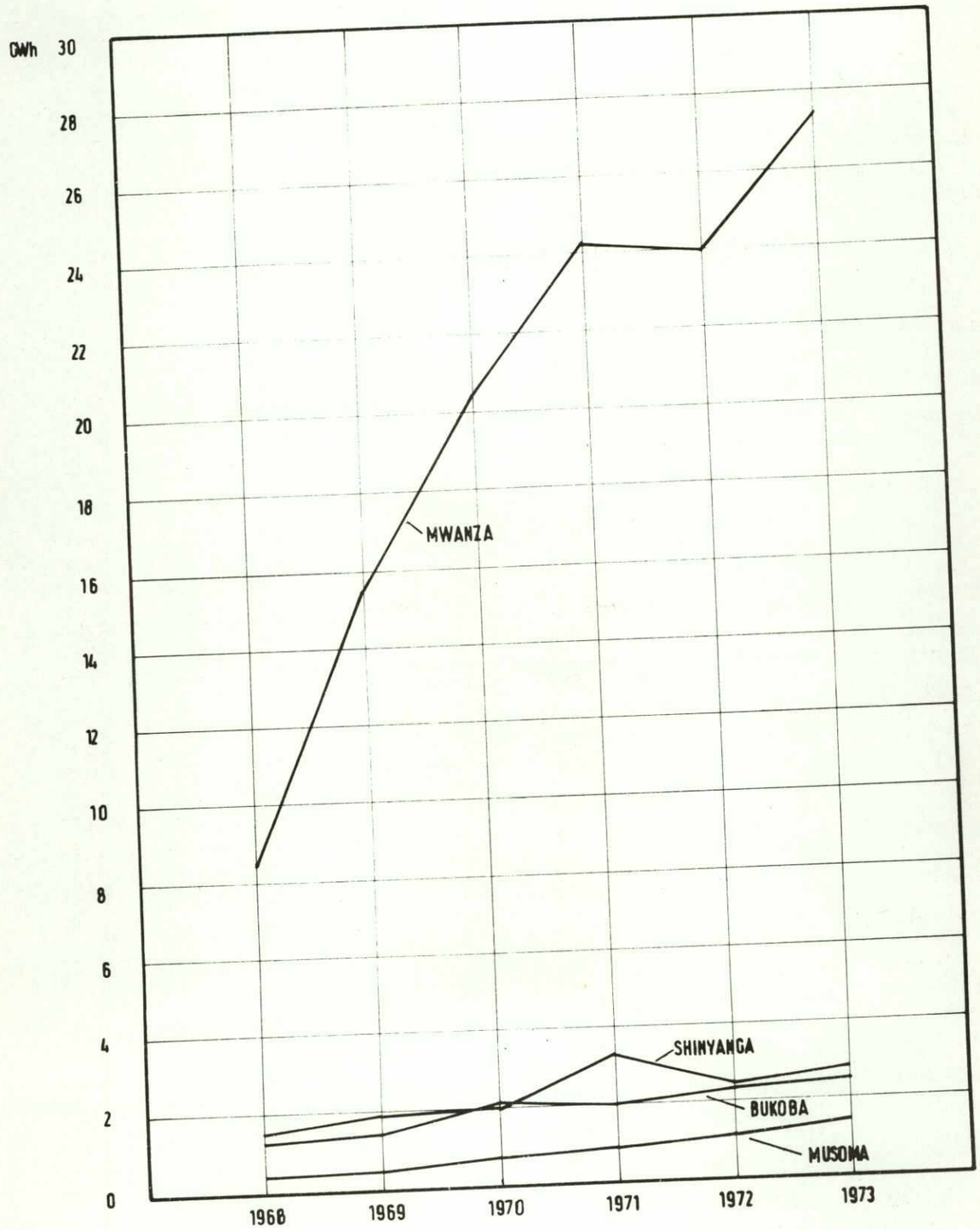
CENTRE	Fin de l'année					
	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Région Côtière*						
Dar Es Salaam	150,87	172,63	190,15	215,44	234,68	244,46
Morogoro	13,23	14,43	15,25	14,30	14,96	15,70
Tanga	51,67	56,64	62,51	56,90	60,06	67,39
Sous-total	215,77	243,70	267,91	286,64	309,70	327,55
Région du Nord**						
Arusha	13,66	15,32	16,65	18,50	22,93	27,00
Moshi	9,92	11,15	12,51	14,70	16,36	17,42
Sous-total	23,58	26,47	29,16	33,20	39,29	44,42
Région du Lac						
Bukoba	1,35	1,44	2,17	2,00	2,39	2,43
Musoma	0,40	0,55	0,74	0,90	1,09	1,32
Mwanza	8,49	15,49	20,33	24,20	24,00	27,33
Shinyanga	1,50	1,92	1,96	2,60	2,37	2,77
Sous-total	11,74	19,40	25,20	29,70	29,85	33,85
Région du Sud						
Iringa	3,89	3,84	3,83	4,40	4,38	4,74
Lindi	0,57	0,61	0,61	0,70	0,93	1,18
Mbeya	2,13	2,36	2,56	2,80	2,80	3,31
Mtwara	1,29	1,75	1,88	2,00	1,60	1,71
Nachingwea	0,28	0,33	0,40	0,50	0,56	0,32
Songea	-	-	0,26	0,40	0,40	0,52
Tukuyu	0,13	0,17	0,23	0,20	0,23	0,54
Sous-total	8,29	9,06	9,77	11,00	10,90	12,32
Branches***						
Dodoma	2,99	3,80	4,21	4,60	4,83	5,13
Kigoma	0,87	0,92	1,02	1,20	1,27	1,42
Mpwapma	0,17	0,22	0,18	0,30	0,33	0,37
Singida	0,42	0,52	0,63	0,80	0,80	0,88
Tabora	2,35	2,69	2,95	3,30	3,50	4,13
Sous-total	6,30	8,15	8,99	10,20	10,73	11,93
Total des ventes d'énergie en Tanzanie continentale	266,18	306,78	341,03	370,74	400,47	430,37

* Le nom de la région est celui employé par TANESCO. La région côtière est un système interconnecté.

** Egalement un système interconnecté.

*** A l'exclusion de Mafia (une île non loin de la côte tanzanienne).

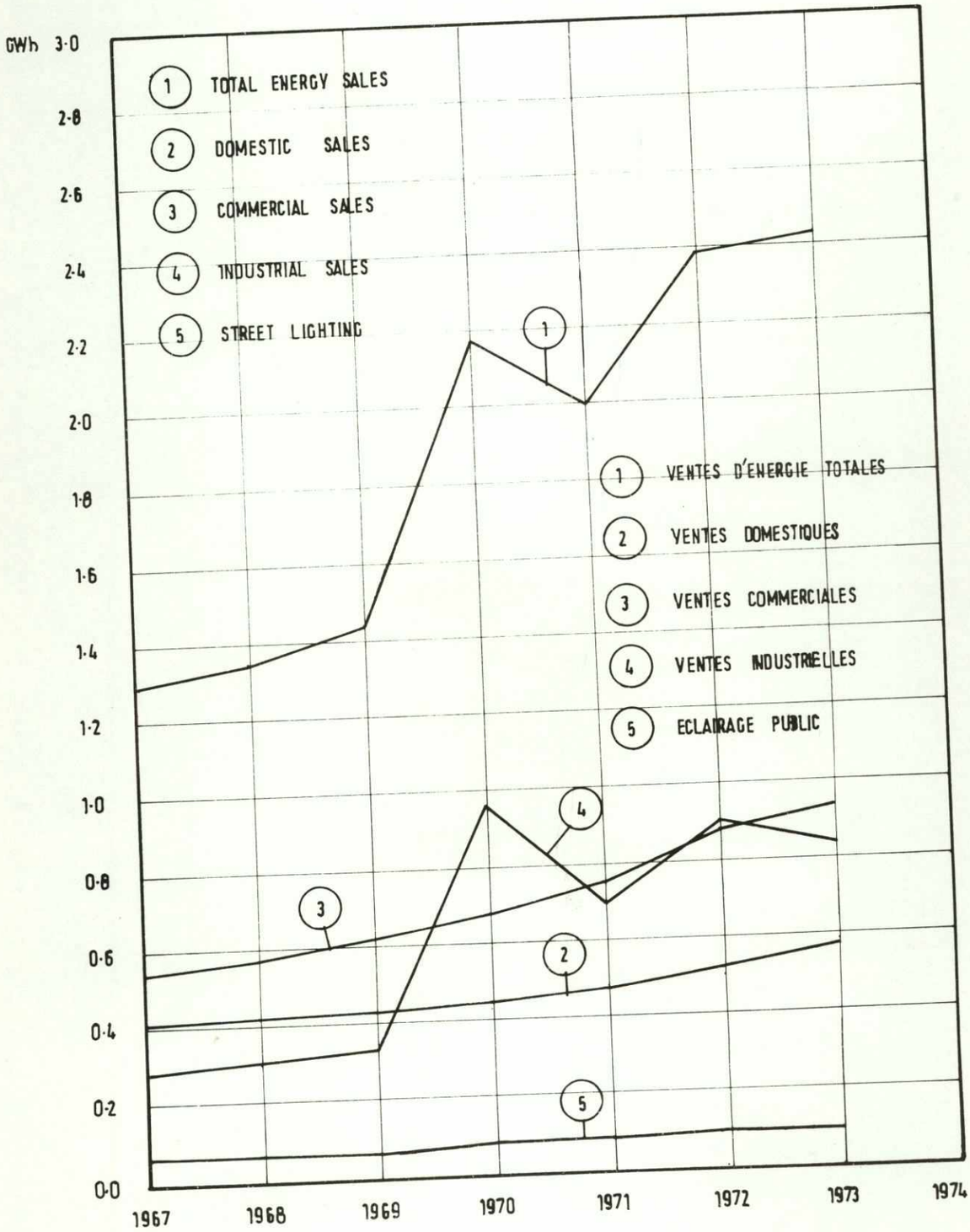
VENTES D'ENERGIE AUX CENTRES DANS LA REGION DU LAC VICTORIA



ENERGY SALES TO CENTRES IN THE LAKE VICTORIA REGIONS

FIG. 4.3

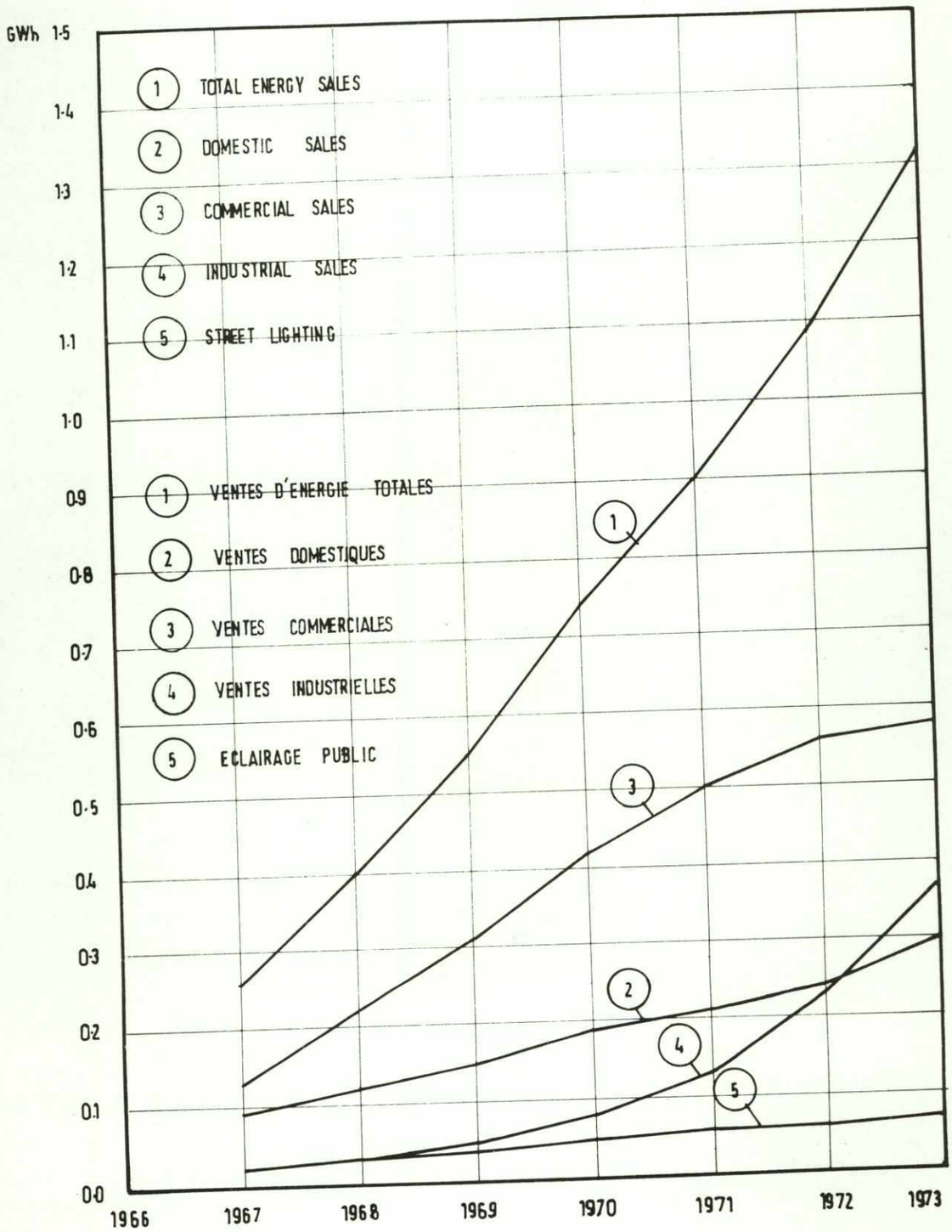
VENTES D'ENERGIE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEUR, BUKOBA



ENERGY SALES BY CONSUMER CATEGORY IN BUKOBA

FIG. 4.4

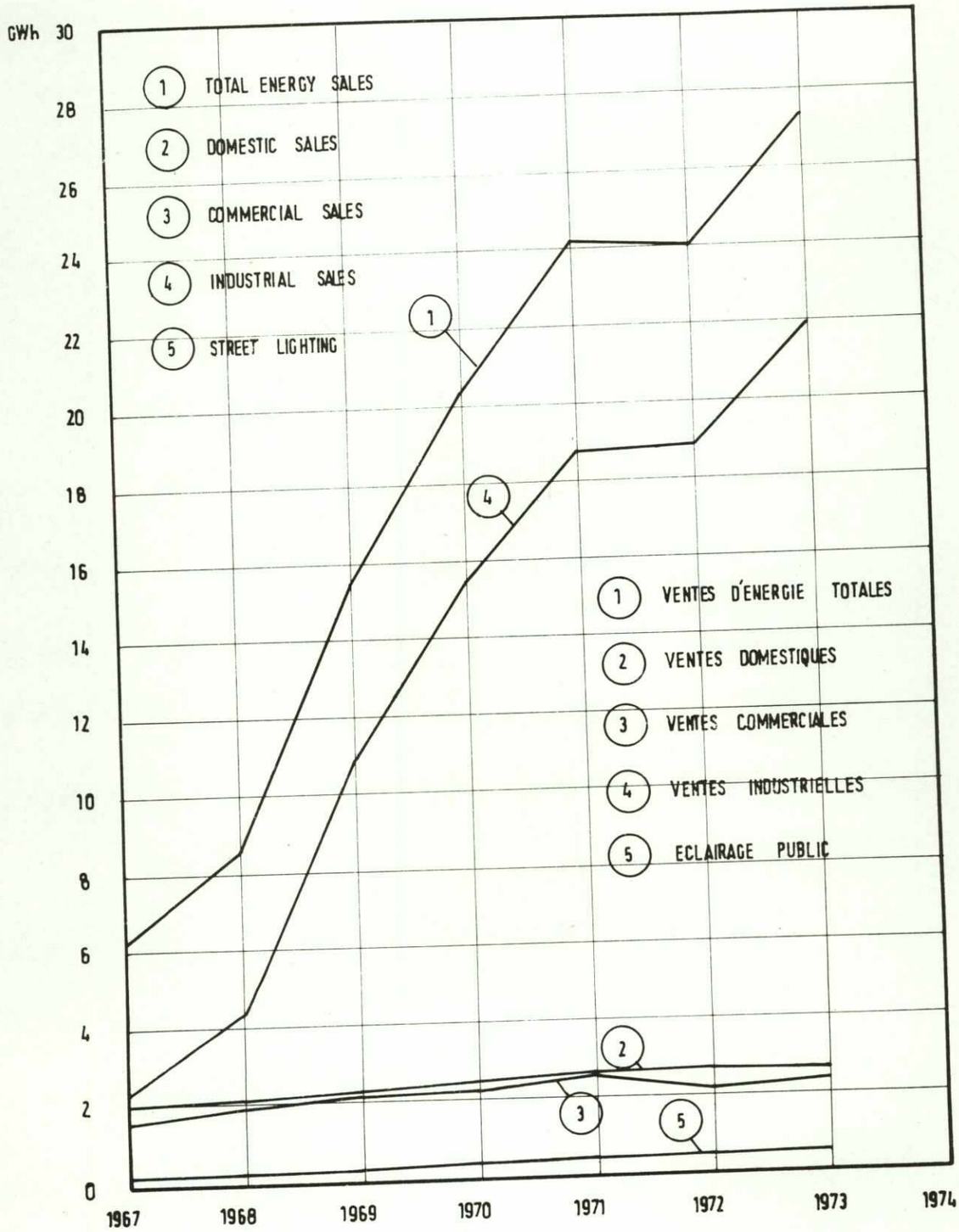
VENTES D'ENERGIE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEUR, MUSOMA



ENERGY SALES BY CONSUMER CATEGORY IN MUSOMA

FIG. 4.5

VENTES D'ENERGIE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEUR, MWANZA



ENERGY SALES BY CONSUMER CATEGORY IN MWANZA

FIG. 4.6

Table 4.9

VENTES D'ENERGIE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEUR POUR LES PRINCIPAUX CENTRES DE LA REGION DU LAC (1967-73)

CENTRE	Fin de l'année 1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Bukoba							
Domestique	0,41	0,42	0,43	0,45	0,47	0,52	0,57
Commerciale	0,54	0,57	0,62	0,68	0,75	0,88	0,93
Industrielle	0,28	0,30	0,33	0,96	0,70	0,90	0,84
Eclairage des rues	0,06	0,06	0,06	0,08	0,08	0,09	0,09
Total des ventes d'énergie	1,29	1,35	1,44	2,17	2,00	2,39	2,43
Pertes	0,13	0,11	0,14	n.a.	0,20	n.a.	n.a.
Energie envoyée au système	1,42	1,46	1,58	-	2,20	-	-
Demande maximum (MW)	0,43	0,44	0,47	0,57	0,62	n.a.	n.a.
Facteur de charge (%)	37,7	37,9	38,4	-	40,5	-	-
Musoma							
Domestique	0,09	0,12	0,15	0,19	0,21	0,24	0,30
Commerciale	0,13	0,22	0,31	0,42	0,50	0,56	0,58
Industrielle	0,02	0,03	0,05	0,08	0,13	0,23	0,37
Eclairage des rues	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
Total des ventes d'énergie	0,26	0,40	0,55	0,74	0,90	1,09	1,32
Pertes	0,04	0,06	0,08	0,08	0,12	n.a.	n.a.
Energie envoyée au système	0,30	0,46	0,63	0,82	1,02	-	-
Demande maximum (MW)	0,12	0,16	0,24	0,28	0,34	n.a.	n.a.
Facteur de charge (%)	28,5	32,8	30,0	33,4	34,3	-	-

Table 4.9 (Suite)

CENTRE	Fin de l'année						
	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Mwanza							
Domestique	2,00	2,09	2,28	2,38	2,63	2,66	2,65
Commerciale	1,75	1,91	2,12	2,25	2,54	2,22	2,37
Industrielle	2,24	4,28	10,86	15,44	18,76	18,82	21,99
Eclairage des rues	0,21	0,21	0,23	0,26	0,27	0,30	0,32
Total des ventes d'énergie	6,20	8,49	15,49	20,33	24,20	24,00	27,33
Pertes	0,81	0,57	0,85	1,00	0,59	n.a.	n.a.
Energie envoyée au système	7,01	9,06	16,34	21,33	24,79	-	-
Demande maximum (MW)	2,02	3,14	4,10	4,70	4,84	n.a.	n.a.
Facteur de charge (%)	39,6	32,9	45,5	51,8	58,5	-	-
Shinyanga							
Domestique	0,12	0,14	0,14	0,17	0,24	n.a.	n.a.
Commerciale	0,23	0,30	0,39	0,45	0,58	n.a.	n.a.
Industrielle	1,35	1,00	1,32	1,23	1,63	n.a.	n.a.
Eclairage des rues	0,03	0,06	0,07	0,11	0,15	n.a.	n.a.
Total des ventes d'énergie	1,73	1,50	1,92	1,96	2,60	2,37	2,77
Pertes	0,15	0,15	0,17	0,46	0,56	n.a.	n.a.
Energie envoyée au système	1,88	1,65	2,09	2,42	3,16	-	-
Demande maximum (MW)	0,60	0,54	0,60	0,73	0,83	n.a.	n.a.
Facteur de charge (%)	35,8	34,9	39,8	37,8	43,5	-	-

4.3 CATEGORIE DOMESTIQUE

4.3.1 Burundi

Bujumbura

En 1973, la consommation totale d'énergie à usage domestique était de 7,17 GWh, soit 32,0 % du total des ventes d'énergie à Bujumbura. Cette proportion est restée assez constante entre 1968-73, avec une moyenne de 33,1 %. Le taux annuel d'augmentation de la consommation à des fins domestiques était de 6,8 % durant la même période, variant entre 11,3 % en 1970-71 et 1,7 % en 1971-72. Cette variation est conforme à la demande généralement expérimentée, qui est discutée dans la Section 4.2.1.

En avril 1971, le réseau de Bujumbura alimentait un total de 3643 consommateurs, dont 2808 (77,1 %) faisaient partie de la catégorie domestique. L'augmentation du nombre total des consommateurs en 1970-71 (avril) était de 45,8 % et 51,7 % pour la catégorie domestique. Ces taux d'accroissement ne sont pas typiques de la véritable augmentation à long terme du nombre de connections, surtout parce que les statistiques disponibles indiquent que le nombre de consommateurs a en réalité diminué. Faute de meilleure information, il est plus exact de rapporter l'augmentation à long terme des nouvelles connections domestiques à l'accroissement à long terme de la demande, particulièrement parce que le secteur domestique est responsable de la majeure partie de la demande à Bujumbura. Un taux d'accroissement de l'ordre de 6 % semble indiqué pour l'augmentation annuelle du nombre de consommateurs. Les plans de construction de nouvelles habitations dans les faubourgs de Bujumbura (pour loger principalement les officiels du gouvernement et le personnel technique) doubleront probablement le nombre de connexions domestiques durant les deux ou trois prochaines années, mais on ne peut compter que cette tendance durera indéfiniment.

En 1972, la population de Bujumbura desservie par le réseau électrique était de 104.000. Ceci réduit les consommateurs de la catégorie domestique à 28 par millier d'habitants. Si l'on prend une moyenne de 5 personnes par habitation, il en résulte un degré de saturation de 200 consommateurs par 1000 habitants. On peut tirer de là que le nombre actuel de consommateurs de la catégorie domestique à Bujumbura équivaut seulement à un septième du niveau de saturation. Si l'on tient compte des régions adjacentes à la ville de Bujumbura qui pourraient être alimentées par une extension du réseau existant, il n'y a que 6 habitants sur 1000 qui sont reliés au réseau de distribution électrique. Il y a donc de grandes chances pour que le nombre des consommateurs à usage domestique augmente dans le réseau de Bujumbura. Cependant, la demande domestique additionnelle en résultant doit être considérée comme une demande contingente puisqu'elle est étroitement liée aux conditions économiques du pays.

La consommation spécifique dans le réseau de Bujumbura en 1973 était de 210 kWh par tête et par an. Pour l'ensemble du pays, la consommation spécifique est réduite à 7,5 kWh par tête et par an, y compris la consommation des secteurs industriel et commercial. Ces valeurs sont parmi les plus basses du monde et justifieraient à elles seules une augmentation très considérable des degrés de consommation, si ce n'était pour les restrictions économiques qui sont décrites plus tard dans ce rapport.

Gitega

Il est intéressant de considérer un centre de demande isolé typique tel que Gitega. En 1972, on estimait le nombre des consommateurs à 360, avec une moyenne de consommation de 1400 kWh/an par consommateur, comparé aux 5400 kWh/an par consommateur à Bujumbura. Il y a prédominance de la catégorie domestique, mais toutes les catégories de consommateurs sont représentées. Pour cette raison, les chiffres comparatifs pour Bujumbura incluent aussi toutes les catégories. La consommation spécifique était de 0,9 kWh par tête et par an à Gitega, comparé aux 40,6 kWh par tête et par an à Bujumbura. Sur des bases purement statistiques, ceci devrait laisser le champ libre à l'augmentation des degrés de consommation, à condition qu'une plus grande quantité d'électricité soit disponible pour la distribution.

4.3.2 Rwanda

Kigali

La consommation à usage domestique dans le réseau interconnecté de Kigali s'élevait à 3,66 GWh (ou 14,5 %) des ventes d'énergie en 1972. Si l'on exclut Deutsche Welle et les mines, le pourcentage du total des ventes utilisé par la catégorie domestique augmente jusqu'à atteindre 36,4 %. La catégorie domestique du système de Kigali ne compte pas pour une aussi large part dans les ventes qu'elle ne le fait à Bujumbura, mais c'est le plus important groupe de consommateurs de la ville de Kigali.

Le nombre total de connexions au réseau de distribution électrique est passé de 1176 à 1262 (7,3 %) entre 1971 et 1972. Les Rapports Annuels par REGIDESO pour 1970, 1971 et 1972 ne font pas de distinction entre les groupes de consommateurs comme il est fait dans ce rapport et se contentent de donner la liste des consommateurs reliés soit à la haute tension, soit à la basse tension. Sur la base des informations disponibles dans ces rapports, les estimations des ventes par catégorie de consommateurs peuvent être faites comme suit:

En 1970, la population urbaine de Kigali était de 59.000. Sur la base d'un taux d'accroissement de la population de la zone urbaine de 3,1 %, la population était estimée en 1972 à 63.000, ce qui se traduit par 50 consommateurs pour 1000 habitants. La consommation par consommateur était en moyenne d'environ 8000 kWh/a (à l'exclusion de Deutsche Welle et des mines).

La consommation spécifique par tête dans le centre urbain de Kigali en résultant est de 160 kWh/a. Si l'on inclut les districts ruraux entourant Kigali, la consommation spécifique est réduite à 30 kWh par an. Pour l'ensemble du Rwanda, la valeur n'est que 8,6 kWh par tête et par an, ce qui indique que la situation au Rwanda est très similaire à celle du Burundi, pays limitrophe.

Centres isolés

On peut décrire les centres isolés en se référant à un centre typique tel que Butare. Dans ce cas-ci, les ventes au secteur domestique ne s'élèvent qu'à 0,445 GWh en 1972, soit 35,8 % du total des ventes d'énergie. On comptait 441 consommateurs à la fin de 1972, ce qui donne une consommation spécifique (par consommateur) de 2820 kWh/a. La consommation par tête est de 90 kWh/a dans la zone urbaine de Butare. Cependant la consommation par tête à la préfecture de Butare n'est que d'environ 2 kWh/a. La consommation dans d'autres préfectures est même plus basse, par example, à Gitarama, elle est aussi basse que 0,1 kWh par tête et par an. Ces valeurs illustrent claire-

ment la grande demande potentielle existant au Rwanda. Si l'on peut surmonter les difficultés associées à l'électrification rurale et si l'électricité peut être disponible à des pris raisonnables, il y aurait une augmentation considérable de la demande d'électricité. Ce sujet est traité en plus amples détails dans la Section 5.

4.3.3 Région du Lac (Tanzanie)

La consommation d'électricité à usage domestique dans les quatre centres de la Région du Lac était la suivante:

	Consommation à usage domestique			Moyennes annuelles	
	Année	Proportion du total de la consommation (%)	Période	Taux d'accroissement (%)	Proportion du total de la consommation (%)
Bukoba	1973	23,5	1967-73	5,6	20,0
Musoma	1973	22,7	1967-73	22,2	26,5
Mwanza	1973	9,7	1967-73	4,8	16,4
Shinyanga	1971	9,2	1967-71	18,1	8,3

La part de la consommation à usage domestique dans le total a légèrement baissé à Bukoba et Musoma. A Mwanza, la baisse a été plus accentuée, de 32,3 % en 1967 à 9,7 % en 1973, en raison du développement plus rapide du secteur industriel.

Des données comparatives pour Dar Es Salaam, Mosho et Arusha sont reprises ci-dessous.

	Consommation à usage domestique en proportion de la consommation totale		Taux annuel moyen d'accroissement de la consommation à usage domestique 1967-73 (%)
	1973 %	Moyenne pour 1967-73 (%)	
Dar Es Salaam	20,4	21,2	6,7
Moshi	18,6	23,5	2,7
Arusha	17,7	20,1	9,8

L'industrialisation grandissante du pays est reflétée par le léger déclin de la consommation à usage domestique dans les trois zones de distribution. Comme elles sont responsables d'environ 78 % du total de la consommation à usage domestique de la Tanzanie, elles peuvent être considérées former un type national pour ce secteur. Les résultats de Bukavu et Musoma sont en accord avec ce type, mais pas ceux de Mwanza et de Shinyanga. Dans le cas de ces deux derniers centres, l'usage par le secteur industriel joue clairement un rôle plus important dans la distribution de l'électricité.

Les consommations spécifiques et par tête à Bukoba, Musoma et Mwanza ne peuvent être obtenues par catégorie, mais seulement sous la forme de chiffres globaux. On ne peut obtenir ces valeurs pour Shinyanga, pas plus qu'une classification des consommateurs ne peut être faite avec exactitude. Les données suivantes sont celles de 1973 (valeurs fournies pour Dar Es Salaam, Moshi et Arusha, pour comparaison):

	Consommation par consommateur (kWh/a)	Consommation urbaine (kWh/tête/a)	Consommation dans le réseau (kWh/tête/a)
Bukoba	1706	221	4
Musoma	1472	51	3
Mwanza	6289	526	22
Dar Es Salaam	10540	687	576
Moshi	5101	p.d.	p.d.

La consommation par tête dans le système de Dar Es Salaam n'est que légèrement en dessous de la moyenne mondiale, ceci en relation avec l'augmentation de la demande qu'elle a récemment connue (8,7 % pour 1968-73, aussi cf. Section 3.3.2). L'utilisation d'électricité est quelque peu en dessous des moyennes mondiales à Mwanza et bien inférieure à Bukoba et Musoma (aussi cf. Fig. 4.8). Si l'on inclut les zones à la périphérie de Bukoba et de Musoma qui pourraient être desservies par le réseau de distribution, la consommation par tête n'est qu'à peine supérieure au niveau auquel un réseau de distribution publique devient praticable. Les chiffres suggèrent que les réseaux sont restreints à quelques demandes spécifiques et périphériques et ne servent pas à une large distribution publique, dans le sens généralement accepté.

4.4 CATEGORIE COMMERCIALE

Cette catégorie inclut les bureaux, magasins, hotels et diverses activités commerciales. Les ventes d'électricité expérimentées antérieurement dans ce secteur pour les principaux centres du Bassin de la Kagera et de la Région de l'ouest du Lac sont les suivantes:

	Période	Taux moyen d'accroissement de la demande % p.a.	% du total des ventes d'électricité		
			Début de la période	Fin de la période	Moyenne
Bujumbura	1968-73	6,8	13,0	11,7	12,1
Kigali	1965-72	22,0	7,1	11,5	9,2
Bukoba	1967-73	9,5	41,9	38,3	38,7
Musoma	1967-73	28,3	50,0	43,9	52,7
Mwanza	1967-73	5,2	28,2	8,7	14,8
Shinyanga	1967-71	26,0	13,3	22,3	19,7

Dans le cas de poussée de la demande industrielle, comme par exemple à Mwanza, la part de la catégorie commerciale a diminué radicalement. A Bukoba et Musoma, il y a eu un léger glissement des demandes vers d'autres catégories. Kigali et Shinyanga ont subi une expansion de type général dans la zone urbaine, qui est reflétée par une plus grande activité commerciale de la population urbaine.

Dans la plupart des centres, la part de la demande émanant de la catégorie commerciale est assez conséquente pour justifier l'attention qui lui est portée lors des calculations des projections futures. La demande de la catégorie commerciale est étroitement liée au développement urbain, ce qui signifie que l'augmentation de la demande de la part de la catégorie domestique d'une population urbaine sera associée à son élément commercial. Ni l'électrification rurale ni l'expansion industrielle n'auront une telle influence importante sur la demande de la catégorie commerciale.

4.5 CATEGORIE INDUSTRIELLE

Cette catégorie comprend par essence les demandes de différentes importances émanant du secteur industriel mais la classification s'avère difficile au bas de l'échelle, lorsque la distinction entre catégorie industrielle et commerciale est peu marqué.

Le secteur industriel a particulièrement contribué à l'accroissement de la demande dans le cas de Mwanza. Il a joué un rôle de moindre importance à Bujumbura, où les ventes d'électricité au secteur industriel sont remontées après leur déclin qui avait suivi l'indépendance.

A Kigali, Bukoba, Musoma et Shinyanga, l'industrialisation n'est pas extensive et réduite principalement à la transformation de produits agricoles, quelques petits ateliers de réparation et petites entreprises de produits chimiques et textiles. Dans chacun des trois pays, ce secteur n'a pas beaucoup attiré les petits investissements en raison du manque d'énergie et de son coût élevé lorsque produite à base d'unités diesel. Il y a aussi un manque d'ouvriers qualifiés et expérimentés et le marché local est petit et fragmenté, sans grand espoir d'accroissement en raison des difficultés économiques dont souffrent ces pays. Il n'y a aucun doute que le plus grand frein au développement est simplement le manque de moyens de communication. L'éloignement de facilités portuaires adéquates et le fait de dépendre de moyens de communication longs et coûteux tels que la route et le chemin de fer ont eu des effets paralysants sur les économies du Burundi et du Rwanda.

Les statistiques d'augmentation des ventes au secteur industriel dans les principaux centres du Bassin de la Kagera et de la région du Lac Victoria sont données ci-dessous:

	Période	Moyenne annuelle du taux d'augmentation de la consommation d'électricité	% du total des ventes au début de la période	% du total des ventes à la fin de la période	GWh vendus en 1973
Bujumbura	1968-73	13,5	32,6	39,5	8,87
Kigali	1965-72	21,3	2,0	10,7	0,81
Bukoba	1967-73	20,1	21,7	34,6	0,84
Musoma	1967-73	62,6	7,7	28,0	0,37
Mwanza	1967-73	46,3	36,1	80,5	21,99
Shinyanga	1967-71	4,8	78,0	62,7	p.d.*

Bien que quelques-uns des taux d'accroissement annuel semblent élevés, par exemple l'accroissement à Musoma, la plupart des ventes d'énergie au secteur industriel sont encore très basses quantitativement. Les ventes combinées de Kigali, Bukoba et Musoma en 1973, par exemple, sont équivalentes à une demande des machines tournantes de seulement quelque 500 kVA.

* 1,63 GWh en 1971.

Les seules demandes d'importance émanant du secteur industriel se trouvent à Bujumbura et Mwanza, cette dernière répondant de 65 % du total des ventes d'énergie à l'industrie dans la région considérée ici.

4.6 GOUVERNEMENT

4.6.1 Burundi et Rwanda

Cette catégorie comprend les achats d'énergie à usage public pour les écoles, bureaux du gouvernement, hôpitaux, éclairage des rues, casernes et travaux publics. La tendance générale a été à l'augmentation durant la période considérée. L'augmentation de la demande semble rester parallèle au développement urbain en particulier, une influence secondaire étant exercée par les activités gouvernementales.

A l'heure actuelle, le gouvernement, en tant que le plus important employeur, est aussi le plus grand consommateur des ressources au Burundi et au Rwanda. En 1972, les ventes d'énergie au gouvernement au Burundi étaient de 16,2 % et 10,7 % au Rwanda, avec des taux d'accroissement annuels moyens de respectivement 7,2 % et 17,4 % durant la période 1968-72.

4.6.2 Région du Lac (Tanzanie)

Les seules statistiques disponibles pour cette catégorie en Tanzanie sont pour l'éclairage des rues. Les statistiques pour l'éclairage des rues dans les quatre centres de la région sont résumées ci-dessous:

	Période	Augmentation %	% du total des ventes au début de la période	% du total des ventes à la fin de la période
Bukoba	1967-73	7,0	4,7	3,7
Musoma	1967-73	23,0	7,7	5,3
Mwanza	1967-73	7,3	3,4	1,2
Shinyanga	1967-71	49,5	1,7	5,8

L'éclairage des rues fait partie intégrale de l'urbanisation et se développera en parallèle avec elle. La situation dans d'autres branches de cette catégorie seront probablement similaires à celles du Burundi et du Rwanda.

4.7 REPRESENTATION PAR DIAGRAMME

Les figures suivantes représentent graphiquement le type d'accroissement de la demande pour chacun des groupes individuels de consommateurs repris dans cette section:

Système de Bujumbura	Figure 4.1
Système de Kigali	Figure 4.2
Bukoba	Figure 4.4
Musoma	Figure 4.5
Mwanza	Figure 4.6

4.8 CONSOMMATEURS IMPORTANTS

Les consommateurs importants qui peuvent être identifiés au Rwanda sont ceux connectés au système de Kigali, c'est-à-dire la station radio émettrice de Deutsche Welle et les centres miniers de Somuki, Musha, Rwinkwavu et Bugarama. Pour le Burundi et la Région du Lac en Tanzanie, il n'y a pas assez d'information au sujet des demandes importantes et leur analyse ne peut être faite. Le total des ventes d'énergie à Deutsche Welle a augmenté de 0,49 GWh en 1965 (lorsqu'elle a commencé à émettre) à 6,75 GWh en 1972 - une augmentation moyenne de 45,5 % durant les six années. Les chiffres d'énergie envoyée et les ventes d'énergie à Deutsche Welle sont donnés dans les Tables 4.4 et 4.5 respectivement.

Deutsche Welle s'est attribuée 28,9 % du total des ventes à Kigali en 1972, devenant la demande particulière la plus grande du Rwanda. L'expansion des facilités de transmission devrait continuer durant les quelques prochaines années jusqu'à ce que la station atteigne sa capacité complète, vers la fin de la décade. Son développement futur est discuté dans la Section 5.

Le taux moyen annuel d'accroissement de l'alimentation des centres miniers en énergie durant la période 1970-72 est le suivant:

	Taux d'accroissement moyen annuel %	% du total des ventes au début de la période	% du total des ventes dans le réseau de Kigali à la fin de la période
Somuki	17,0	13,9	16,7
Musha	- 5,4	9,1	7,1
Rwinkwavu	-24,7	10,1	5,0
Bugarama	13,3	2,0	2,2
Total		35,1	31,0

Ces chiffres indiquent que seulement Somuki et Bugarama ont vu une augmentation de leur demande et ont augmenté leur participation au total des ventes. Les activités minières de Musha et Rwinkwavu ont diminué de même que leur contribution dans le total des ventes. Comme l'on ne prévoit pas d'expansion future de ces mines, leur proportion dans les ventes futures d'énergie aura tendance à diminuer et influencera négativement le taux d'accroissement général du réseau de Kigali. Des prévisions séparées sont données pour chacune de ces demandes dans la Section 5.

4.9 CORRELATION ECONOMIQUE

On suppose généralement qu'il y a une certaine corrélation entre la consommation d'énergie et l'activité économique. Ceci se maintient dans les pays industrialisés en raison d'une relation approximative entre changements dans la consommation d'énergie (incluant toutes les formes d'énergie) et les changements dans le produit interne. Aussi longtemps qu'il y a une relation relativement stable entre l'usage d'énergie primaire et secondaire, on peut certainement établir une relation entre la consommation d'électricité et le PIB. On s'est beaucoup efforcé de donner une valeur quantitative à cette relation mais sans grand résultat, principalement parce que le rapport entre l'usage

d'énergie primaire et secondaire n'est pas stable. Il est sujet aux fluctuations du marché, à la disponibilité, aux préférences particulières et à la convenance technique. L'élasticité du produit économique à la consommation d'énergie s'ajoute à cela, c'est-à-dire les changements imprévisibles dans l'efficacité d'un plus grand usage d'énergie à provoquer une augmentation correspondante dans le PIB. Ceci résulte en un manque d'interdépendance quantitative qui est devenu plus proéminent depuis le début de la "crise de l'énergie" en 1973/74.

Les centres industrialisés d'une économie en voie de développement peuvent être considérés former les mêmes modèles économétriques que les pays industrialisés le font dans leur ensemble. Mais ces centres ne sont que des îlots dans un système économique inégalement développé, dans lequel les moyennes - disons les indicateurs économiques se référant à un pays dans son ensemble - n'ont aucune relation avec le développement régional ou d'un secteur. Le manque d'interdépendance et l'élasticité du produit économique sont beaucoup plus importants. On ne peut déterminer aucun rapport quantitatif entre la consommation d'énergie et l'activité économique, bien que, aussi longtemps qu'un accroissement positif de la population et dans l'absence de catastrophes économiques ou naturelles, toutes les activités en relation avec l'élément humain seront en augmentation.

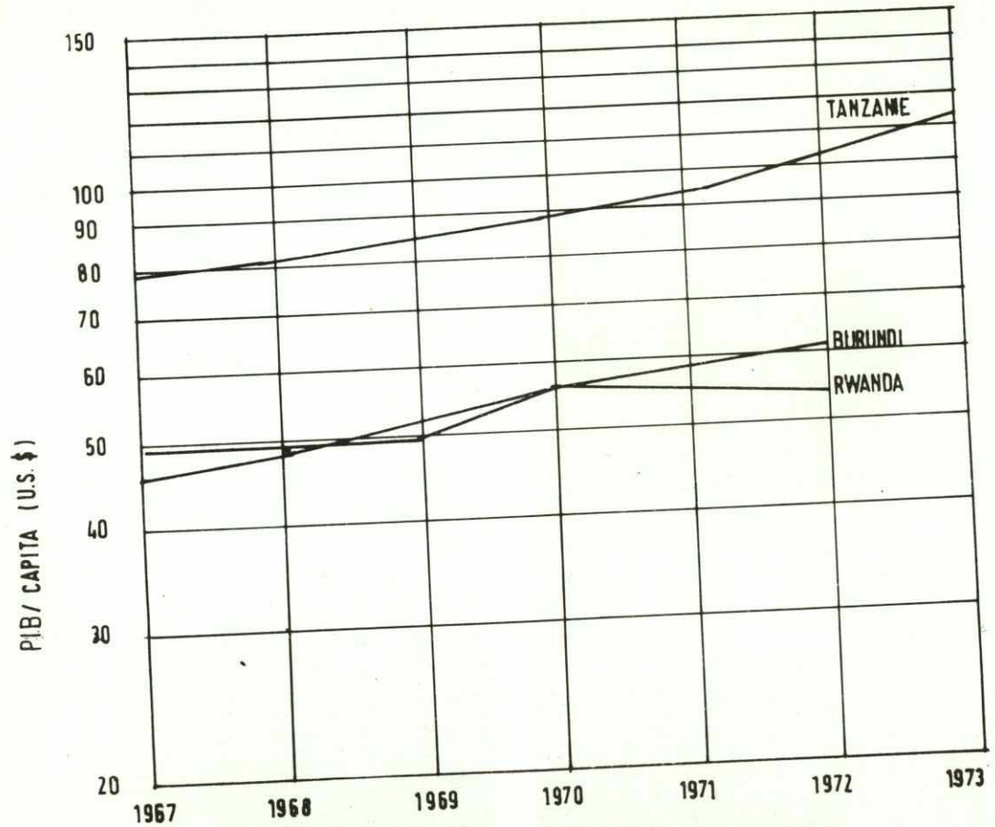
Ces dernières se maintiennent comme le prouvent le PIB par tête et les ventes d'électricité par tête au Burundi, Rwanda et en Tanzanie pour la période 1967-73, illustrées par la Figure 4.7. Les deux facteurs sont en augmentation mais les caractéristiques d'accroissement sont entièrement différentes.

Les résultats d'une étude du PNB et de la consommation par tête dans un nombre de pays à différents stades de développement sont présentés dans la Figure 4.8. Dans la plupart des cas, la relation entre ces deux facteurs se trouve dans une large bande linéaire, mais il y a quelques exemples de l'usage d'énergie électrique devançant le PNB et quelques autres cas où il tombe en-deçà du PNB. Ces derniers pays sont, en ce qui concerne l'énergie, dans un stade primaire de développement, et ils comprennent le Burundi, le Rwanda et la Tanzanie. On peut noter que ces trois pays tendent à améliorer leur position par rapport de la "norme" pour les pays en voie de développement dans le groupe. La valeur de l'électricité consommée par unité de PNB devient la suivante, si tous deux sont exprimés en termes monétaires identiques:

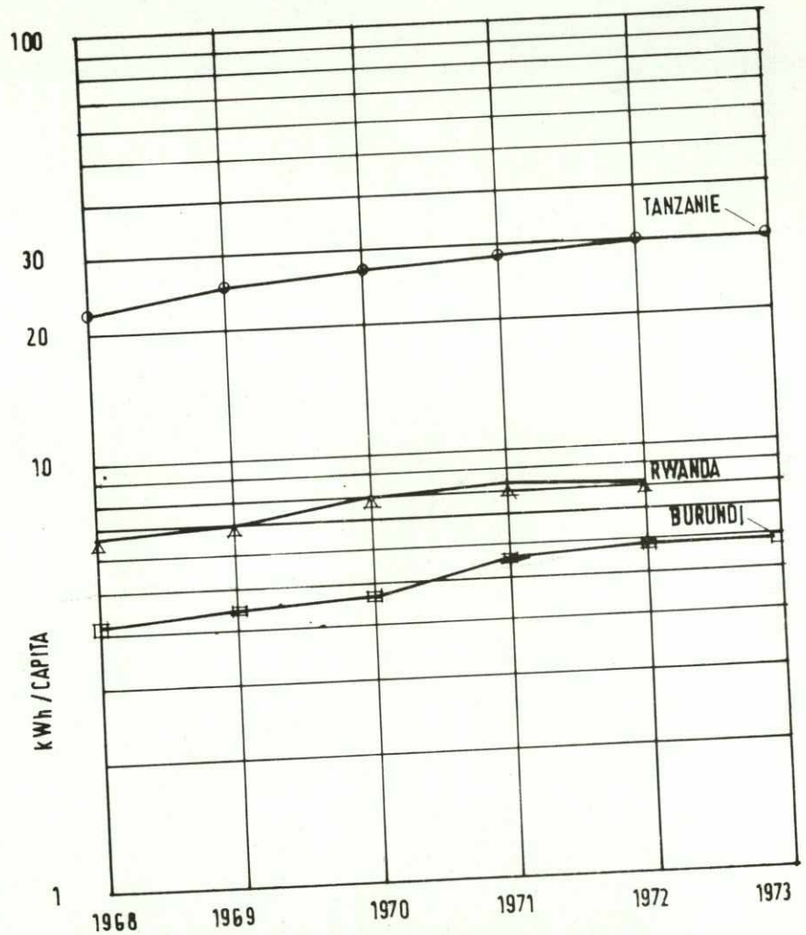
pour le Burundi	0,5 %
pour le Rwanda	0,7 %
pour la Tanzanie	1,5 %
pour la "norme"	15,4 %

Ces chiffres illustrent l'étendue du sous-développement auquel l'Etude du Bassin de la Kagera doit faire face.

L'explication des précédents peut être trouvée dans l'analyse de la composition par secteur du PNB des trois pays. Les statistiques adéquates pour 1967-72/73 sont données dans les Tables 2.2, 2.3 et 2.4. En considérant les économies monétaires et de subsistance comme un tout, les quatre secteurs principaux entre lesquels l'économie peut être divisées contribuent comme suit au PNB total en 1972 (en %):

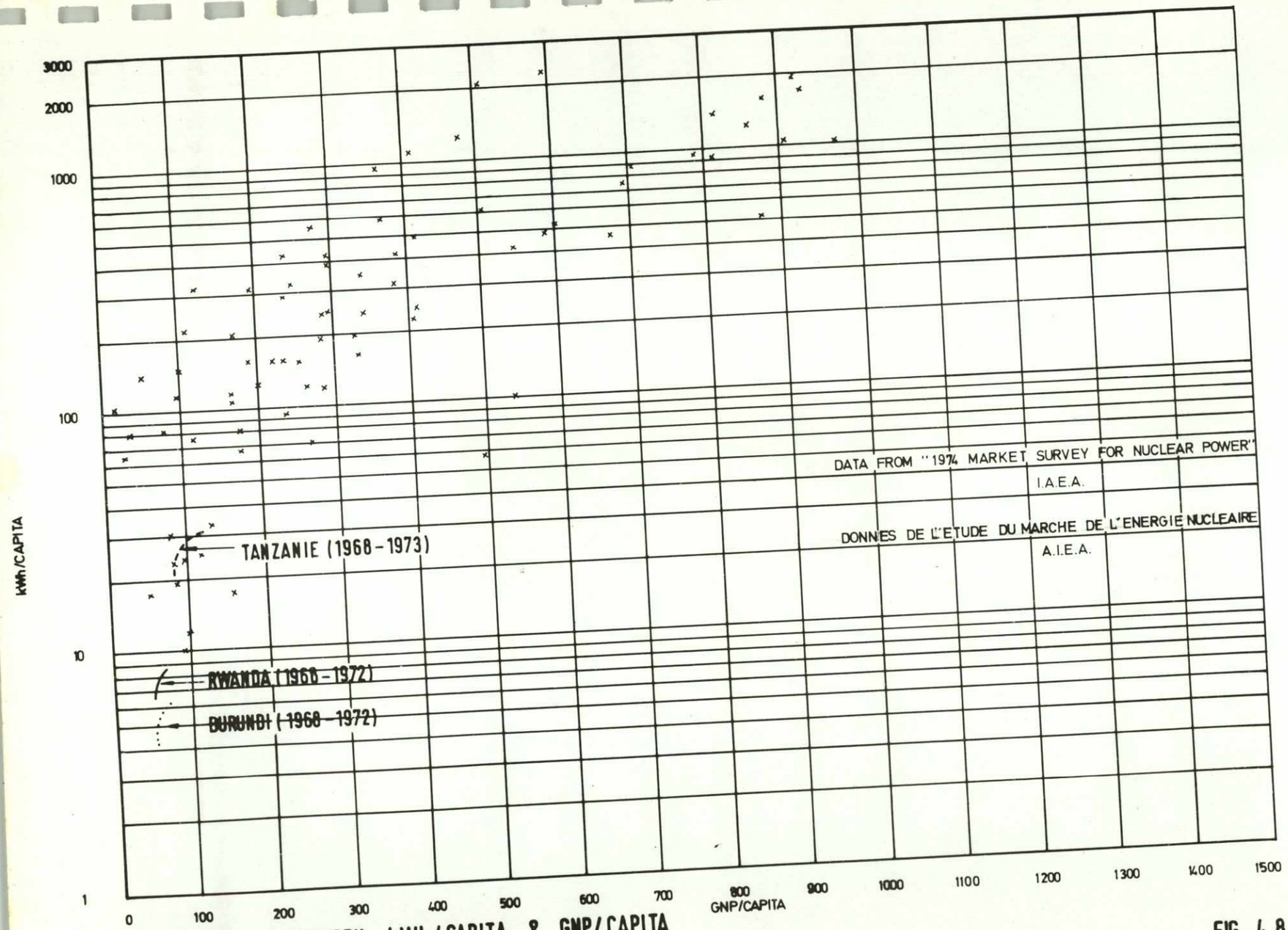


INCREASE IN GDP/ CAPITA
ACCROISSEMENT DU PIB/ CAPITA



ELECTRICITY SALES kWh/CAPITA
VENTES D'ELECTRICITE kWh/CAPITA

FIG. 4.7



RELATIONSHIP BETWEEN kWh/CAPITA & GNP/CAPITA
RELATION ENTRE kWh/CAPITA ET PNB/CAPITA

FIG. 4.8

		Burundi	Rwanda	Tanzanie
Groupe 1.	Agriculture, extraction minière carrières	62,4	65,2	40,9
Groupe 2.	Transformation des matières premières, industrie légère, construction	11,3	8,0	16,6
Groupe 3.	Administration publique	8,0	10,4	11,1
Groupe 4.	Services	18,3	16,4	31,4
		100,0	100,0	100,0

Estimation des allocations:

Economie monétaire	64,0	60,0	71,2
Economie de subsistance	36,0	40,0	28,8
	100,0	100,0	100,0

Ces chiffres aident à donner une explication des intensités relatives de l'usage d'électricité dans ces trois économies mais ne justifient en elles-mêmes aucun niveau de consommation. On a pu discerner un glissement de la production de subsistance vers la production à but commercial durant les sept dernières années au Burundi et Rwanda (de subsistance vers les cultures d'exportation), mais en Tanzanie, les secteurs de l'industrie légère et de la construction sont bénéficiaires.

Il faudrait examiner séparément la Région du Lac en Tanzanie pour une analyse économique plus précise comme cette région concerne directement le "Projet Kagera". Cependant, les informations les plus récentes qui puissent être obtenues datent de 1967 et ne font pas justice au développement des régions de Mwanza-Shinyanga qui a pris place depuis lors. La distribution par région du PIB était la suivante en 1967:

	PIB/ tête (Sh.)	% du total national	Allocation par secteur (%)		
			Agriculture et secteur minier	Traitement des matières premières	Services
Musoma (Mara)	375	3,2	77,0	2,2	20,8
Mwanza	375	7,5	62,6	5,9	31,5
Shinyanga	475	6,6	84,4	2,2	13,4
Ouest du Lac	360	3,8	71,3	5,6	23,1
Dar Es Salaam	5020	20,3	0,3	21,1	76,6
Total National	515	100,0	54,1	9,5	36,4

Il semble probable que, en dépit du développement mentionné plus haut, la prédominance du secteur agricole dans l'économie de la Région du Lac n'ait que peu changé au fil des années. Il est raisonnable de prévoir que le rendement monétaire de la région sera quelque 10-15 % inférieur à celui de l'ensemble du pays et que pour cette raison l'intensité régionale de l'utilisation d'électricité sera aussi inférieure à la moyenne nationale.

En résumé, dans une économie en voie de développement du type examiné ici, c'est-à-dire une économie caractérisée par une distribution régionale irrégulière et une part importante attribuée aux productions pour la consommation locale, il n'est pas possible d'établir une relation quantitative entre accroissement de la consommation d'électricité et développement de l'économie. De même, il n'est pas possible de déterminer le lien effectif par lequel l'intensité de l'utilisation peut stimuler l'économie.

L'augmentation spectaculaire des prix du combustible durant l'année dernière, résultant en une large augmentation du coût de l'énergie thermique dont une grande partie de la région dépend, a introduit un autre facteur inconnu dans l'analyse du marché. Il y aura une résistance psychologique aux ventes et le niveau minimum du revenu auquel l'électricité est acceptée sera substantiellement plus élevé. On ne peut déterminer ce que ceci signifie en termes de diminution de l'accroissement. Les projections du marché de l'énergie données dans la Section 5 sont basée sur les premisses suivantes: ni des forces économiques ni des mesures gouvernementales d'épargne d'énergie ne causeront une sérieuse régression de l'augmentation jusqu'à ce que des niveaux de consommation,beaucoup plus élevés qu'ils ne le sont à présent, aient été atteints. Si les plans en vue de la production d'énergie hydraulique du "Projet Kagera" sont réalisés avec succès, de l'énergie comparativement meilleur marché et ayant une structure des prix stable sera disponible et ceci aura tendance à restaurer la confiance du consommateur. Et pour beaucoup d'activités, le coût de l'énergie est en tous les cas peu élevé, en relation avec la valeur directe et sociale du rendement.

5. DEVELOPPEMENT FUTUR DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE

5.1 CONSIDERATIONS D'ORDRE GENERAL

5.1.1 Portée des prévisions

La demande future d'électricité dans la région sera beaucoup influencée par les conditions économiques et politiques qui régneront probablement et par les changements qui pourraient intervenir dans les structures économico-sociales. Comme les caractéristiques de la demande sont très différentes dans les trois régions, chacune nécessite des estimations séparées. Quoi qu'il en soit, il y a des points communs. Le plus important d'entre eux concerne l'électrification rurale. Les chiffres peu élevés de consommation d'énergie par tête établis dans la Section 4 suggèrent qu'il doit exister une demande latente très importante dans l'ensemble de la région. Cette demande se matérialisera aussitôt que l'électricité sera disponible en quantités suffisantes. A elle seule, une légère augmentation de la consommation par habitant donnerait lieu à une demande additionnelle importante puisque 90 % de la population dans le Bassin de la Kagera et dans la Région du Lac n'est pas actuellement alimentée en électricité. La question demeure, est-ce que des mesures globales telles que rendre l'électricité disponible à une beaucoup plus large part de la population sont techniquement et économiquement possibles?

Ainsi qu'il a été dit dans la Section 4, la contribution sectorale de l'agriculture et des activités qui en dépendent joue un rôle important dans les économies de ces pays et est responsable pour 41-65 % du PIB. Cependant la plus grande partie de ces activités sont à un niveau autarcique - autant que 90 % au Burundi et Rwanda, et 52 % en Tanzanie - et ne produisent pas des revenus réguliers. S'il était possible de remplacer l'agriculture de subsistance par la production de cultures d'exportation, le niveau des revenus provenant du secteur agricole s'éleverait, bien que probablement pas assez pour provoquer une amélioration substantielle des conditions de vie générales avant de nombreuses années. D'un autre côté, la disponibilité d'énergie à plus grande échelle stimulerait l'amélioration du niveau de vie des habitants, et leur permettrait de bénéficier d'agréments tels que l'éclairage et de modestes appareils ménagers.

L'obstacle principal est la distribution d'électricité dans les campagnes. La population rurale du Burundi et du Rwanda, et sur une moins grande échelle dans la Région du Lac en Tanzanie, ne vit pas dans des villages mais est disséminée à travers les campagnes. Chaque famille occupe une habitation entourée par un hectare environ de terres sur lesquelles elle cultive ce qui est nécessaire à sa subsistance. Un réseau rural de distribution d'électricité atteignant chacune de ces habitations serait si coûteux, dans les conditions actuelles de développement, que son prix le rendrait impossible à réaliser.

Si l'on assume qu'il y a disons, 40 consommateurs possibles par km^2, ce qui correspond environ à la situation au Burundi et au Rwanda, et représente le niveau le plus bas pour qu'un projet d'électrification rurale soit rentable, le coût de la connection de chacun de ces consommateurs au réseau de distribution, en plus du coût du réseau lui-même, serait 10 fois plus grand que la moyenne actuelle des prix de connection ailleurs dans l'est africain. Il s'élèverait à environ U.S. Dollars 350 par connexion, aux taux actuels de U.S. Dollars soit 14.000 par km^2.

Si l'on accepte que l'on ne peut espérer de telles dépenses, une grande partie de la population rurale doit être éliminée du marché de l'énergie. L'étendue des prévisions actuelles est donc réduite aux seules demandes auxquelles on peut raisonnablement penser qu'il sera répondu dans un proche avenir.

En accord avec la discussion présentée dans la Section 4.9, on estime que la participation de l'électricité à l'ensemble du marché de l'énergie de la région ne changera pas substantiellement dans le futur. Les projections de la demande développées dans cette Section tiennent compte de toute possibilité de changement dans la situation des combustibles de remplacement employés pour l'éclairage et la force motrice aussi bien que des conséquences sur les prix du marché. L'utilisation plus répandue de l'électricité dans une économie en voie de développement et sous la pression de l'inflation est sujette aux interactions si complexes de différents facteurs - comme il a déjà été démontré dans les Sections 3 et 4 - qu'une analyse significative de leurs influences mutuelles devient irréalisable dans le contexte de la présente étude. En raison de toutes les incertitudes qui ont déjà été mentionnées, on ne peut pas non plus espérer qu'une telle analyse donnera des résultats significatifs.

5.1.2 Etude des méthodes

Les méthodes employées pour estimer le marché futur de l'électricité dans les trois pays sont essentiellement basées sur l'extrapolation statistique de l'accroissement de la demande expérimenté dans le passé. Une telle extrapolation ne signifie pas que l'accroissement futur se fera à des taux constants. Elle implique des limites précises, établies dans le cadre des activités passées du secteur de l'électricité, mais qui sont cependant sujettes aux contraintes économiques et démographiques. Ainsi qu'il a été dit précédemment, on ne peut établir de relations quantitatives entre l'économie et la population dans le cas d'une économie en voie de développement.

La technique de prévision employée ici suit les lignes générales définies par l'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Electricité (UNIPEDE). Les projections du marché sont basées sur les statistiques passées de

a) l'énergie électrique envoyée au réseau au départ des centrales d'énergie.

b) les ventes d'énergie électrique.

c) la demande maximum simultanée dans le réseau électrique.

L'un des deux paramètres (a) ou (b) a été choisi en fonction de la disponibilité des données. L'analyse de la demande maximum (c) a été employée pour confirmer les projections du marché de l'énergie mais les renseignements n'étaient pour la plupart pas appropriés à ce dessein.

Deux méthodes statistiques ont été employées:

1. Lorsque les statistiques passées semblent donner des résultats satisfaisants - confirmés par l'étude menée dans la région du

projet - une caractéristique indiquant la tendance du marché est établie. La distribution d'erreurs dans cette ligne est comparée avec la distribution normale d'erreurs statistiques et la caractéristique de tendance est corrigée en conséquence. Donc, la ligne de régression dépeint le taux moyen passé d'augmentation de la consommation ou de la production d'électricité, selon le cas. Si ce taux semble être raisonnablement en rapport avec la réalité, la tendance exponentielle est projetée dans le futur. Lorsque l'on décide du "caractère raisonnable" d'un taux moyen d'accroissement typique des données passées, on se réfère à toutes les informations disponibles, y compris les indices généraux de la consommation d'électricité, aussi bien que les données pour le centre de demande en question. L'étape suivante est d'établir des limites de confiance dans une zone de probabilité de 75 %, des quartiles supérieurs et inférieurs étant choisis pour que la probabilité qu'ils soient dépassés ne soit pas supérieure à 25 %. Cette limitation de probabilité introduit une régression dans la caractéristique de tendance. Le choix final de la tendance à l'augmentation la plus probable dans les limites de la zone de probabilité est à base de jugement personnel, confirmé par les informations obtenues lors de l'examen de la région du projet.

2. Lorsque des statistiques passées projetées à moyen et long terme semblent donner des résultats anormaux qui ne sont pas confirmés par l'examen dans la région du projet, le meilleur ajustement est déterminé par la méthode des moindres carrés. Cette technique a été nécessaire pour Kigali et Mwanza, où il y avait eu un accroissement irrégulier de la demande. Le taux le plus probable d'augmentation à court terme est alors trouvé par régression multiple et le caractère raisonnable du résultat est testé de la même manière que dans le cas (1). Les données sont trop aléatoires pour déterminer des limites de confiance et l'on ne peut établir des quartiles inférieurs et supérieurs dans ce cas-ci. Le taux d'accroissement à court terme est alors projeté à moyen et long terme pour accroissement exponentiel constant et une régression est introduite au jugé.

Ces méthodes établissent une prévision de base du marché de l'énergie, comprenant toutes les catégories de consommateurs et toutes les demandes générales auxquelles il est répondu.

Cette méthode implique que la consommation croissante par consommateur et le plus grand nombre de consommateurs, aussi bien que l'expansion du réseau sont représentés par un seul taux d'accroissement. L'augmentation par secteur, c'est-à-dire par catégories de consommateur, est analysée pour autant que les données le permettent et sert à vérifier les prévisions de base. L'augmentation sectorale de la consommation d'énergie est retenue pour le centre de Kigali et pour Bujumbura en raison d'une importante divergence des types de demande par secteur, mais les estimations sont regroupées après 1984 parce que les tendances de chaque secteur deviennent alors trop incertaines.

Demandes contingentes:

Il s'agit de demandes spécifiques importantes qui pourraient se présenter dans le futur, mais au sujet desquelles aucune information n'est déjà disponible en raison des incertitudes du développement. De telles demandes peuvent se former:

- à l'intérieur de centres de demande existants
- par l'interconnexion avec des centres de demande existants (étant soit des complexes uniques ou des réseaux isolés).

Les demandes se trouvant dans les quartiles supérieurs et inférieurs de la zone de demande et qui pourraient fausser la courbe de demande de base sont aussi des demandes contingentes.

Demandes de substitution:

De telles demandes sont des autoproducteurs qui seraient alimentés en électricité par le réseau de distribution publique si les conditions devenaient favorables.

Lorsque approprié, ces deux groupes de demandes sont ajoutés aux prévisions de base pour former une marge à l'intérieur de laquelle la courbe de demande peut être supposée se trouver. Les projections de la demande sont détaillées plus loin dans cette Section. Les prévisions de base sont présentées à la fois sous la forme de tables et de graphiques. Trois périodes de temps sont utilisées:

pour les prévisions à court terme	1974-78
pour les prévisions à moyen terme	1979-88
pour les prévisions à long terme	1989-2000

Les quartiles supérieurs et inférieurs de demande sont introduits dans la représentation graphique à partir de 1979, sur la prémisse que les prévisions à court terme contiennent les plus sûres informations sur les tendances futures. Référence est faite aux demandes contingentes et de substitution lorsque approprié.

5.2 BURUNDI

5.2.1 Système interconnecté

Pour Bujumbura, les statistiques concernant les quantités d'énergie envoyées dans le réseau interconnecté sont disponibles à partir de 1963. Une analyse statistique de ces données montre qu'elles s'intègrent dans une équation exponentielle de régression de la forme:

$$x_t = 12,72\ (1 + 0,0672)^t \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ (1)$$

x_t = total des ventes d'énergie (GWh/a) à partir de 1964

t = le nombre d'années à partir de 1964.

Cette courbe donne une synthèse de l'accroissement annuel pour la période 1963-73 équivalent à 6,7 %. Les résultats en eux-mêmes et la tendance synthétisée sont donnés dans la Table 5.1.

Cette tendance peut être projetée dans le futur et servir à calculer l'augmentation prochaine des quantités d'énergie produites. L'erreur de distribution (la différence entre les valeurs enregistrées et les valeurs synthétisées) correspond à une distribution normale, a-t-on trouvé. Ceci permet de calculer à leur tour les quartiles supérieurs et inférieurs de la tendance projetée.

Pour Bujumbura, les prévisions suivent le quartile supérieur plutôt que la tendance projetée. Cette situation tient compte de facteurs établis lors de l'étude du marché, tels que la proposition d'expansion du réseau interconnecté, par REGIDESO, ce qu'une analyse purement statistique des données historiques n'aurait pas permis. Les taux d'accroissement moyens adoptés sont les suivants:

Période	Taux moyen annuel d'accroissement (%)
1974-78	8,3
1979-88	7,4
1989-2000	7,2

Le taux d'accroissement de la demande maximum a été inférieur à celui de l'énergie produite, et ce depuis 1963. A l'avenir, on peut s'attendre à ce que l'utilisation d'énergie continue à être à un taux élevé, soutenant à long terme, un facteur de demande annuel élevé et légèrement en augmentation. Pour cette raison, on estime que le facteur de charge du système augmentera à intervalles réguliers à partir de 59,0 % en 1973 pour atteindre 65,8 % en 1977, demeurant à cette valeur pour le reste de la période des prévisions.

Les pertes d'énergie - c'est-à-dire la différence entre l'énergie envoyée dans le réseau et les ventes d'énergie - qui ont été équivalentes en moyenne à 10,6 % des quantités d'énergie envoyées dans le réseau durant la période 1968-73, ont montré une tendance régulière à la diminution. On s'attend à ce que cette tendance continue, mais les pertes augmenteront légèrement avec l'expansion du réseau de distribution à basse tension. Les pertes suivantes sont donc utilisées dans les prévisions:

Période	Pertes (en % de l'énergie envoyée dans le réseau)
1974-80	7,0
1981-90	8,0
1991-2000	9,0

Les prévisions de base pour les années 1974-2000 comprenant l'énergie envoyée dans le réseau, les ventes d'énergie et la demande maximum simultanée du système sont données dans la Table 5.3.

5.2.2 Centres de demande isolés

Des renseignements ne sont disponibles que pour Gitega. Se servant des valeurs de production d'énergie pour la période 1963 à 1972, une équation exponentielle de régression de la forme suivante peut être établie:

TABLE 5.1

ANALYSE DE L'ENERGIE ENVOYEE AUPARAVANT DANS LE RESEAU DE BUJUMBURA (BURUNDI)

Année	t	Energie envoyée dans le réseau (vraies valeurs) GWh	Energie envoyée dans le réseau (synthétisée) GWh
1963	0	13,60	12,72
1964	1	14,62	13,57
1965	2	14,22	14,48
1966	3	14,43	15,46
1967	4	15,21	16,50
1968	5	16,64	17,60
1969	6	17,23	18,79
1970	7	21,37	20,05
1971	8	23,43	21,40
1972	9	23,54	22,84
1973	10	24,01	24,37

TABLE 5.2

ANALYSE DE LA PRODUCTION D'ENERGIE ANTERIEURE POUR GITEGA (BURUNDI)

Année	t	Production d'énergie (vraies valeurs) GWh	Production d'énergie (synthétisée) GWh
1963	0	0,42	0,39
1964	1	0,43	0,42
1965	2	0,45	0,46
1966	3	0,48	0,50
1967	4	0,53	0,55
1968	5	0,62	0,60
1969	6	0,65	0,65
1970	7	0,60	0,71
1971	8	0,82	0,77
1972	9	0,92	0,84

TABLE 5.3

PREVISIONS DE BASE DE LA DEMANDE POUR LE BURUNDI (1974-2000)

Description et unités	A court terme						A moyen terme										A long terme											
	1973 1/	1974 2/	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
												RESEAU DE BUJUMBURA																
1. Ventes d'énergie (GWh)	22.4	25.3	27.5	29.8	32.2	34.8	37.5	40.3	42.9	46.2	49.6	53.4	57.3	61.6	66.1	71.0	76.2	80.9	86.8	93.1	99.9	107.1	114.9	123.2	132.2	141.7	151.9	162.8
2. Pertes 3/ (GWh)	1.6	1.9	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.7	4.0	4.3	4.6	5.0	5.4	5.8	6.2	6.6	7.0	8.6	9.2	9.9	10.6	11.4	12.2	13.1	14.0	15.0	16.1
3. Energie envoyée (GWh)	24.0	27.2	29.6	32.1	34.6	37.4	40.3	43.4	46.7	50.2	54.0	58.0	62.3	66.9	71.9	77.2	82.8	87.9	95.4	102.3	109.8	117.8	126.3	135.4	145.2	155.7	166.9	178.9
4. Facteur de charge (%)	59.0	60.4	62.2	64.0	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8	65.8
5. Demande maximum simultanée (MW)	4.6	5.2	5.4	5.7	6.0	6.5	7.0	7.5	8.1	8.7	9.4	10.1	10.8	11.6	12.5	13.4	14.4	15.3	16.5	17.7	19.0	20.4	21.9	23.5	25.2	27.0	28.9	31.0
												RESEAU DE GITEGA																
1. Ventes d'énergie (GWh)	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.6	1.7	1.9	2.1	2.3	2.5	2.7	3.2	3.3	3.6	4.2	4.6	5.0	5.5	6.0	6.6	7.2	7.9	8.7	9.5	10.4
2. Pertes 4/ (GWh)	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.7	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.5	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0
3. Energie envoyée (GWh)	0.9	1.0	1.1	1.2	1.4	1.5	1.7	2.2	2.0	2.2	2.4	2.7	2.9	3.2	3.70	3.8	4.2	4.9	5.0	5.5	6.0	6.6	7.3	7.9	8.7	9.5	10.4	11.4
4. Facteur de charge (%)	51.0	52.0	53.1	54.1	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2
5. Demande maximum simultanée (MW)	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4

1/ Réel 2/ Estimations

3/ Estimé comme un pourcentage de l'énergie envoyée comme suit: 7% (1974-80), 8% (1981-1990), 9% (1991-2000)

4/ Estimé comme un pourcentage de l'énergie envoyée comme suit: 30% (1974-80), 5% (1981-1990), 9% (1991-2000)

$$x_t = 0{,}39\ (1 + 0{,}0891)^t \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (2)$$

x_t = le total d'énergie produite (GWh/a) depuis 1964

t = le nombre d'années depuis 1964

La Table 5.2 donne une comparaison entre les valeurs actuelles de production d'énergie et la tendance synthétisée, utilisant l'équation exponentielle de régression. Le taux moyen d'accroissement durant la période 1963-72 est de 8,91 %. Si l'on considère la consommation d'énergie par habitant peu élevée de Gitega (voir Section 4), un taux d'accroissement futur plus élevé peut probablement être justifié. De là, comme dans le cas de Bujumbura, les prévisions suivent le quartile supérieur de la demande. Ci-dessous, les taux d'accroissement moyens en résultant pour trois périodes jusqu'à l'an 2000 sont présentés:

Période	Taux d'accroissement moyen %
1974-78	10,3
1979-88	9,7
1989-2000	9,5

Les estimations des quantités d'énergie envoyée dans le réseau assument une perte de 5 % de l'énergie produite. Les prévisions correspondantes jusqu'à l'an 2000 sont données dans la Table 5.3. Il a été mentionné dans les Sections 3 et 4 qu'il y a des pertes élevées dans le système de distribution, dues à des vols d'énergie. On pense que ces pertes subsisteront à l'avenir, mais elles déclineront probablement avec l'expansion du système de distribution et le contrôle plus sévère exercé par REGIDESO. On suppose que les pertes au cours de la distribution sont les suivantes:

Période	Pertes (en % de l'énergie envoyée dans le réseau)
1974-80	30
1981-90	15
1991-2000	9

On ne possède que peu d'informations au sujet de la demande maximum pour Gitega. La demande maximum simultanée future est dérivée du facteur de charge annuel, qui est considérer augmenter à intervalles réguliers de 51,0 % en 1973 à 55,2 % en 1977 et demeurer constant ensuite jusqu'en l'an 2000. La projection du marché appropriée pour Gitega est donnée dans la Table 5.3.

5.3 RWANDA

5.3.1 Système interconnecté

Kigali

Comme noté dans les Sections 3 et 4, le système de Kigali relie la ville de Kigali, les mines de Somuki, Musha, Rwinkwavu et Bugarama, la station radio de Deutsche Welle et les centres de population de Ruhengeri et Mulindi (voir Fig. 3.1). Chacun de ces derniers suivra un type d'accroissement différent. Deutsche Welle atteindra son niveau de demande extrême au début des années

1980, et les demandes émanant des mines diminueront tandis que les distributions publiques présenteront une augmentation continue. De là, pour les prévisions à moyen terme du moins, chacune des demandes doit être traitée individuellement. Après cela, une projection jusqu'à l'an 2000 de l'ensemble de toutes ces demandes aura plus de sens, comme le type d'accroissement des petites demandes individuelles devient trop incertain.

Ville de Kigali

Les statistiques concernant les quantités d'énergie envoyées dans le réseau de Kigali entre 1968-73 indiquent un taux moyen d'augmentation de 15,1 %. Il n'est pas réaliste d'espérer que ce taux d'accroissement continuera longtemps dans le futur. L'usage d'une équation de régression de type exponentiel n'est donc pas nécessaire. Une autre approche a été adoptée, qui examine les changements dans les taux annuels d'accroissement. Se servant des valeurs d'énergie envoyée dans le réseau pour 1968-72, une courbe empirique du second degré peut s'intégrer aux données suivant l'équation:

$$y = 0{,}083\ x^2 + 0{,}088\ x + 5{,}212 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3)$$

y = total des ventes d'énergie (GWh/a)

x = le nombre d'années à partir de 1969.

Cette courbe est utilisée pour dériver un taux d'accroissement synthétisé et une ligne de tendance. Une équation linéaire pour le taux de régression du taux d'accroissement annuel est alors établie, comme donné par:

$$y = -0{,}71\ x + 18{,}38 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (4)$$

y = le taux d'accroissement pour une année donnée (en %)

x = le nombre d'années à partir de 1970.

Les valeurs des taux d'accroissement réels et synthétisés sont présentées dans la Table 5.4. L'équation (4) donne un taux d'accroissement moyen de 10,9 % entre 1974-85. Le taux d'accroissement est alors considéré se stabiliser à 7,0 % jusqu'en 1988.

Deutsche Welle

La ligne de tendance suivante peut être dérivée des données statistiques concernant l'énergie envoyée à Deutsche Welle pour la période 1968-73:

$$y = 4{,}52 + 0{,}58\ x \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (5)$$

y = quantité totale d'énergie émise (GWh/a) à partir de 1969

x = le nombre d'années à partir de 1969.

L'énergie émise suivra cette tendance, pense-t-on, jusqu'en 1979, où on n'espère pas d'autre expansion de la demande. Pour 1979-88, l'énergie émise restera à un niveau constant.

TABLE 5.4

ANALYSE DE L'ENERGIE ENVOYEE AUPARAVANT DANS LE RESEAU INTERCONNECTE DE KIGALI (RWANDA)

Année	Energie émise (réellement) GWh	Energie émise (synthèse) GWh	Taux d'accroissement (synthétisé) %	Taux d'accroissement (tendance) %
1968	6,15	6,18	-	-
1969	7,11	7,31	18,31	18,38
1970	8,90	8,61	17,75	17,67
1971	10,20	10,07	17,00	16,95
1972	11,51	11,70	16,18	16,24

Somuki

On a établi la ligne de tendance suivante pour le centre minier de Somuki:

$$y = 3,21 + 0,60\ x \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (6)$$

y = quantité totale d'énergie émise (GWh/a) à partir de 1971

x = le nombre d'années à partir de 1971.

On suppose que cette tendance continuera jusqu'en 1980, date à laquelle l'expansion de la mine sera complète.

Musha, Rwinkwavu et Bugarama

L'énergie envoyée aux mines de Musha et Rwinkwavu a diminué durant ces dernières années. Cependant, le gouvernement prévoit de continuer l'exploitation des deux mines. Aucune expansion n'est envisagée dans le proche avenir, et pour cela on pense que le total d'énergie envoyée aux mines demeurera approximativement à une valeur de 3,0 GWh/a durant la période 1974-88. La mine de Bugarama est aussi supposée atteindre sa capacité maximum en 1974 et la quantité d'énergie qui lui est envoyée demeurera constante - soit 0,72 GWh/a - durant la période 1974-88.

Rulindo-Mulindi et Ruhengeri

L'interconnexion de Rulindo-Mulindi avec le réseau de Kigali a été achevée en septembre 1972. La distribution d'énergie à Mulindi sert à l'usine à thé et quelque peu à la consommation domestique et commerciale. L'accroissement global de ce centre est considéré être environ 6 % par an jusqu'en 1982. Ensuite, d'autres expansions de ce centre de demande se fondent dans la demande auxiliaire de la ville de Kigali. La fabrique de pyrèthre à Ruhengeri près de la station hydraulique de N'Taruka était auparavant alimentée en énergie par un autoproducteur (ETIRU). Depuis janvier 1973, la fabrique et le centre urbain ont été reliés au réseau de Kigali. Le taux d'accroissement de la demande pour ce centre est aussi considéré être 6 % par an jusqu'en 1987.

Demande combinée

La projection de la demande combinée des centres de demande au Rwanda jusqu'en 1988 est résumée dans la Table 5.5. Le total d'énergie émise dans le réseau interconnecté de Kigali est ainsi établi. Après 1988, on pense que le taux d'accroissement combiné augmentera à intervalles réguliers à partir de 4,6 % jusqu'à 5,4 % en l'an 2000, avec une moyenne de 5,0 % entre 1989-2000. L'augmentation du taux d'accroissement est due aux demandes constantes émanant des mines, constituant une proportion progressivement décroissante de la demande totale du système, les demandes émanant du secteur minier s'incorporant au système de demande auxiliaire en 1989. Les quantités d'énergie émises dans le réseau interconnecté de Kigali sont présentées dans la Table 5.6.

En raison du manque de données concernant les centres de demande individuels, les analyses du facteur de charge annuel et des pertes du système ont dû être faites de façon globale. A Kigali tout comme à Bujumbura, on suppose que l'utilisation d'énergie continuera à rester élevée et que le facteur de charge continuera à augmenter légèrement, à intervalles réguliers, à partir de 60,3 % en 1973 jusqu'à 63,0 % en 1982 et restera à 63,0 % jusqu'à la fin du siècle.

TABLE 5.5

PREVISIONS DE BASE CONCERNANT LES DEMANDES MAJEURES DANS LE RESEAU DE KIGALI AU RWANDA (1973-88)

	1973*	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
CENTRES DE DEMANDE																
Kigali	12,4	14,2	16,2	18,4	20,8	23,2	25,9	28,6	31,4	34,2	37,1	40,0	42,8	45,7	48,9	52,4
Deutsche Welle	6,8	8,0	8,6	9,2	9,7	10,3	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9
Somuki	5,0	5,6	6,2	6,8	7,4	8,0	8,6	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Musha, Rwinkavu	2,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Bugarama	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Rulindo - Mulindi	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Ruhengeri	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7
Total de l'énergie envoyée	29,2	33,2	36,5	40,0	43,7	47,4	51,4	54,8	57,8	60,8	63,8	66,7	69,6	72,6	75,9	79,4

* Demandes réelles pour Kigali, Deutsche Welle, Rulindo - Mulindi et estimations pour Somuki, Musha, Rwinkavu et Bugarama.

TABLE 5.6

PREVISIONS DE BASE DE LA DEMANDE POUR LE RWANDA (1974-2000)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CYANGUGU																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.2	2.3	2.5	2.7	2.9
2. Pertes* (GWh)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
3. Energie envoyée (GWh)	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2
4. Facteur de charge (%)	35.0	36.8	38.6	40.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5
5. Demande maximum simultanée (MW)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9
GISENYI																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6	2.7	2.9	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	4.1	4.3	4.6	4.8	5.1	5.4	5.8	6.1	6.5	6.9	7.3	7.7
2. Pertes** (GWh)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1
3. Energie envoyée (GWh)	1.9	2.0	2.1	2.2	2.4	2.3	2.6	2.7	2.9	3.0	3.2	3.3	3.6	3.9	4.1	4.4	4.7	4.9	5.3	5.5	5.8	6.2	6.6	7.0	7.4	7.9	8.3	8.8
4. Facteur de charge (%)	35.0	36.8	38.6	40.5	42.5	44.7	46.9	49.2	51.7	54.3	57.0	59.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9	62.9
5. Demande maximum simultanée (MW)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6

* Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 8% (1974-80), 9% (1981-90), 10% (1991-2000)

** Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 15% (1974-77), 10% (1978-85), 12,5% (1986-2000)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
KIGALI																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	26.5	30.6	33.6	36.8	40.2	43.6	47.3	50.4	52.6	55.3	58.0	60.7	63.3	66.1	69.1	72.2	75.5	78.2	82.0	85.9	90.1	94.7	100.0	105.1	110.5	116.4	122.6	129.2
2. Pertes* (GWh)	1.9	2.7	2.9	3.2	3.5	3.8	4.1	4.4	5.2	5.5	5.7	6.0	6.3	6.5	6.8	7.1	7.5	7.7	9.1	9.6	10.1	10.5	11.1	11.7	12.3	12.9	13.6	14.4
3. Energie envoyée (GWh) ø	28.4	33.3	36.5	40.0	43.7	47.4	51.4	54.8	57.8	60.8	63.7	66.7	69.6	72.6	75.9	79.3	83.1	85.9	91.1	95.5	100.2	105.2	111.1	116.8	122.8	129.3	136.2	143.6
4. Facteur de charge (%)	60.3	60.6	60.9	61.2	61.5	61.8	62.1	62.4	62.7	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0
5. Demande maximum simultanée (MW)	5.3	6.3	6.9	7.5	8.1	8.8	9.4	10.0	10.5	11.0	11.6	12.1	12.6	13.2	13.8	14.4	15.0	15.8	16.5	17.3	18.2	19.1	20.1	21.2	22.3	23.4	24.7	26.0
BUTARE																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	0.7	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3
2. Pertes** (GWh)	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
3. Energie envoyée (GWh)	0.8	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4
4. Facteur de charge (%)	62.0	61.7	61.4	61.2	61.5	61.8	62.1	62.4	62.7	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0
5. Demande maximum simultanée (MW)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3

* Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 8% (1974-80), 9% (1981-90), 10% (1991-2000)

** Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 20% (1973-75), 10% (1976-2000).

ø De la Table 5.5 jusqu'en 1988.

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
GIKONGORO																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	1.2	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.2	2.3	2.5	2.6	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	4.1	4.3	4.6	4.9	5.2	5.6	5.9	6.3	6.7	7.1
2. Pertes* (GWh)	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
3. Energie envoyée (GWh)	1.3	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	2.9	3.1	3.3	3.6	3.8	4.0	4.2	4.6	4.8	5.1	5.4	5.8	6.2	6.6	7.0	7.4	7.9
4. Facteur de charge (%)	40.0	40.0	41.6	43.3	45.0	46.8	48.7	50.6	52.6	54.7	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9	56.9
5. Demande maximum simultanée (MW)	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
GIKARAMA																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
2. Pertes** (GWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
3. Energie envoyée (GWh)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7
4. Facteur de charge (%)	24.0	20.0	20.8	21.6	22.5	23.4	24.3	25.3	26.3	27.9	29.6	31.3	33.2	35.2	37.3	39.5	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9
5. Demande maximum simultanée (MW)	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2

* Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 10% (1974-2000)

** Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 20% (1974-75), 15% (1976-90), 10% (1991-2000)

Des renseignements concernant la demande maximum du système ne sont disponibles que pour trois ans seulement et ne suffisent pas pour exécuter une analyse statistique. La demande maximum est donc dérivée du facteur de charge du système.

Les pertes dans le système ont diminué durant la période 1968-72 et atteignaient une moyenne de 8,1 %. Cette tendance continuera, pense-t-on, mais on prévoit une légère augmentation lors de l'expansion future du système. Les valeurs suivantes sont adoptées pour les pertes:

Période	Pertes (en % des quantités d'énergie émises)
1974-80	8 %
1981-90	9 %
1991-2000	10 %

Les prévisions complètes pour le réseau de Kigali sont présentées dans la Table 5.6.

5.3.2 Centres de demande isolés

Sur la base des statistiques des ventes d'énergie aux cinq centres isolés de Nyanza, Butare, Gitarama, Cyangugu et Gisenyi, on a établi les courbes de régression suivantes:

Centre	Equation de régression	Taux moyen d'accroissement 1968-73 (%)
Nyanza	$x_t = 0{,}207\ (1 + 0{,}070)t$ ..... (7)	7,0
Butare	$x_t = 0{,}923\ (1 + 0{,}062)t$ ..... (8)	6,2
Gitarama	-	8,0
Cyangugu	$x_t = 0{,}182\ (1 + 0{,}099)^t + 0{,}560$ ... (9)	9,9
Gisenyi	-	6,0

x_t = total des ventes d'énergie (GWh/a) à partir de 1969

t = le nombre total d'années à partir de 1969.

Le taux d'accroissement de la demande pour Nyanza tient également compte de la demande provenant de la mine de Gatumba, à présent un autoproducteur, qui sera interconnectée en 1975. En ce qui concerne Gitarama et Gisenyi, les données statistiques seront trop dispersées pour permettre la dérivation d'une courbe de régression. Les moyennes des taux d'accroissement sont donc basées sur les tendances présentées par d'autres centres ayant des caractéristiques similaires. Le facteur empirique de 0,560 ajouté à l'équation de régression pour Cyangugu représente les ventes d'énergie à l'usine à thé de Coopthé-Shagasha. Les pertes en cours de distribution ont été estimées à partir de données historiques, tenant compte de changements qui pourraient intervenir dans le futur, tels qu'une interconnexion avec le réseau principal de Kigali. Les estimations suivantes ont été obtenues:

Centre	Période	Pertes en cours de distribution (en % de l'énergie émise)
Nyanza	1973 - 75	20,0
	1976 - 2000	10,0
Butare	1974 - 2000	10,0
Gitarama	1974 - 75	20,0
	1976 - 90	15,0
	1991 - 2000	10,0
Cyangugu	1974 - 80	8,0
	1981 - 90	9,0
	1991 - 2000	10,0
Gisenyi	1974 - 77	15,0
	1978 - 85	10,0
	1986 - 2000	12,5

Les demandes maximums sont dérivées en supposant des facteurs de demande annuels en augmentation, en rapport avec ce qui a été expérimenté ailleurs dans la région; ces derniers seront de l'ordre des valeurs suivantes durant la période des prévisions:

Centre	Ordre des facteurs de demande annuels (%)
Nyanza	61,7 - 63,0
Butare	40,0 - 56,9
Gitarama	20,0 - 41,9
Cyangugu	36,8 - 42,5
Gisenyi	36,8 - 62,9

Les prévisions pour ces centres sont présentées dans la Table 5.6.

5.4 REGION DU LAC (TANZANIE)

Pour les quatre centres de demande principaux autour du Lac Victoria (Bukoba, Musoma, Mwanza, Shinyanga), les estimations des demandes sont basées sur les statistiques contenues dans le Rapport sur le Marché de l'Energie de la TANESCO de 1972, couvrant la période 1967 - 71, et sur les statistiques supplémentaires de la TANESCO pour 1972 et 1973.

5.4.1 Bukoba

Pour Bukoba, la formule de régression exponentielle suivante correspond aux données historiques, a-t-on trouvé:

$$x_t = 1,26\ (1 + 0,127)^t \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (10)$$

x_t = le total des ventes d'énergie (GWh/a) à partir de 1968

t = le nombre d'années à partir de 1968.

Cette courbe de régression implique un taux moyen annuel d'accroissement de 12,7 %, ce qui représente une valeur trop élevée pour être justifiée, dans le climat économique actuel, sur la base des plans de développement futur de la région et comme l'indique le taux historique dans la Section 4.2.3. De

là, on prévoit que la tendance future sera plus proche du quartile inférieur, ayant pour résultat les taux d'accroissement moyens suivants, pour trois périodes jusqu'à l'an 2000.

Période	Taux moyen d'accroissement par an (%)
1974-78	10,6
1979-88	11,7
1989-2000	11,9

Les pertes dans le système ont décliné entre 1967-71 et ont atteint une moyenne de 8,7 % durant cette période. On estime qu'elles augmenteront légèrement avec l'expansion du système et l'interconnexion d'autres centres de demande. Les pertes suivantes ont été adoptées:

Période	Pertes (en % de l'énergie émise)
1973-80	9,0
1981-90	9,5
1991-2000	10,0

L'augmentation de la demande maximum durant la période 1967-73 n'a pas été en parallèle avec l'accroissement des ventes d'énergie. Une projection de la demande maximum jusqu'à l'an 2000 indique qu'un taux d'accroissement de la demande d'environ 10 % par an semblerait probable, le facteur annuel de charge augmentant à intervalles réguliers, à partir de 42,0 % en 1974 pour atteindre 55,0 % en l'an 2000.

5.4.2 Musoma

En ce qui concerne Musoma, les taux historiques de 31,1 % pour 1967-73 sont trop élevés pour être justifiés dans des projections futures, donc les taux moyens d'accroissement suivants sont utilisés dans les prévisions de la tendances des ventes d'énergie:

Période	Taux moyen d'accroissement (% par an)
1974-78	10,4
1979-88	10,4
1989-2000	7,8

Les pertes dans le système ont diminué entre 1967-71 et ont atteint une moyenne de 12,1 % pour cette période. On pense que cette tendance continuera, ayant pour résultat les pertes suivantes dans le système:

Période	Pertes (en % de l'énergie émise)
1973-78	11
1979-2000	10

L'augmentation de la demande maximum n'a pas suivi celle des ventes d'énergie, étant de 29,7 % par an, comparé aux 36,4 % par an entre 1967-71. Le facteur de charge augmentera donc légèrement, pense-t-on, à partir de 42,4 % en 1974 jusqu'à 52,0 % en 1997.

5.4.3 Mwanza

Mwanza a été le principal centre d'accroissement dans cette région de la Tanzanie durant ces dernières années. Les ventes au secteur industriel, en particulier, ont montré des augmentations prononcées dues à l'alimentation des nouvelles fabriques textiles et autres industries dans la région. Les autres catégories de consommateurs ont suivi un type d'accroissement plus régulier. En vue d'établir un taux d'accroissement probable pour ce centre de demande, les déformations introduites par les ventes au secteur industriel ont été éliminées, en considérant seulement les ventes à usage domestique et au secteur commercial et celles servant à l'éclairage des rues. Il en résulte une équation de régression de la forme:

$$x_t = 27,33\ (1 + 0,0817)^t \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (11)$$

x_t = le total des ventes d'énergie (GWh/a) à partir de 1974

t = le nombre d'années à partir de 1974.

Les pertes dans le système à Mwanza ont été considérablement en diminution depuis 1967, lorsqu'elles s'élevaient à 11,6 % du total de l'énergie émise. Durant la période 1967 - 71, elles ont atteint une moyenne de 6,0 % indiquant qu'à l'avenir, il est raisonnable de supposer les pertes suivantes:

Période	Pertes (en % de l'énergie emise)
1973-80	5,0
1981-90	5,5
1991-2000	6,0

Le taux annuel d'accroissement de la demande maximum a, dans ce cas-ci, pratiquement suivi celui des ventes d'énergie. Il apparait donc raisonnable de penser qu'en raison de l'augmentation de l'usage d'énergie par le secteur industriel, le facteur annuel de charge augmentera à intervalles réguliers à partir de 60,2 % en 1974 pour atteindre 70 % en 1988.

5.4.4 Shinyanga

Les ventes d'énergie à Shinyanga se rapportent raisonnablement bien à une courbe exponentielle de régression de la forme:

$$x_t = 1,57\ (1 + 0,099)^t \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (12)$$

x_t = le total des ventes d'énergie (GWh/a) à partir de 1968

t = le nombre d'années à partir de 1968

Elles indiquent un taux d'accroissement légèrement plus élevé (9,9 %) que le taux historique de 8,2 % entre 1967-73.

Les pertes dans le système ont augmenté durant la période 1967-71, atteignant une moyenne de 12,4 %. Il est douteux que cette tendance persiste; il est plus probable que les pertes tomberont à 12 % de l'énergie émise entre 1973-80 et à 10 % entre 1981-2000. Le facteur annuel de charge est supposé augmenter légèrement à partir de 36,2 % en 1974 pour atteindre 38,0 % en 1992.

5.4.5 Résultats

Les projections des ventes, énergie émise et demande maximum jusqu'à l'an 2000 pour l'ensemble des quatre centres sont données dans la Table 5.7.

5.5 PROJECTION DE LA DEMANDE PAR CATEGORIES DE CONSOMMATEURS

5.5.1 Réseaux interconnectés du Burundi et du Rwanda

Les types de consommation des quatre groupes principaux de consommateurs (Domestique, Commerce, Industrie et Gouvernement) sont analysés dans le but de déterminer leur influence sur le marché de l'électricité. Les demandes importantes et les mines sont considérées séparément. Les projections tiennent compte du climat économique, du nombre de consommateurs, de l'augmentation de la population et des changements d'attitude envers l'utilisation d'électricité. Quoi qu'il en soit, en raison des incertitudes liées à ces facteurs, il n'est pas raisonnable d'étendre les prévisions au-delà d'environ 10 ans. Les projections pour les systèmes de Bujumbura et de Kigali se termineront donc en 1984.

Réseau de Bujumbura

Sur la base de la part de chacune des catégories de consommateurs dans le total des ventes pour 1968 - 73, les prévisions suivantes concernant la part de chacune des catégories de consommateurs en 1974 et 1984 ont été établies:

Catégorie de consommateurs	Proportion moyenne du total des ventes pour 1968 - 73 (%)	Proportion du total des ventes en 1974 (%)	Proportion du total des ventes en 1984 (%)
Domestique	33,1	31,0	31,4
Commerce	12,1	11,2	12,7
Industrie	37,3	41,5	44,0
Gouvernement	16,9	15,8	11,7
Autres	0,6	0,5	0,2
Total	100,0	100,0	100,0

Ces estimations tiennent compte des données dispersées montrées par quelques-uns des groupes de consommateurs, en particulier le secteur industriel. Les prévisions concernant les ventes individuelles pour les quatre principaux groupes de consommateurs en 1974 - 84 sont données dans la Table 5.8.

Centre de Kigali (à l'exclusion des demandes importantes et des mines)

La projection pour la proportion des ventes attribuée à chaque groupe de consommateurs en 1974 et 1984, estimée de la même façon qu'à Bujumbura, est la suivante:

Catégorie de consommateurs	Proportion moyenne du total des ventes pour 1965 - 72 (%)	Proportion du total des ventes en 1974 (%)	Proportion du total des ventes en 1984 (%)
Domestique	39,3	38,9	38,2
Commerce	27,5	30,7	35,9
Industrie	6,9	7,8	9,3
Gouvernement	26,3	22,6	16,6
Total	100,0	100,0	100,0

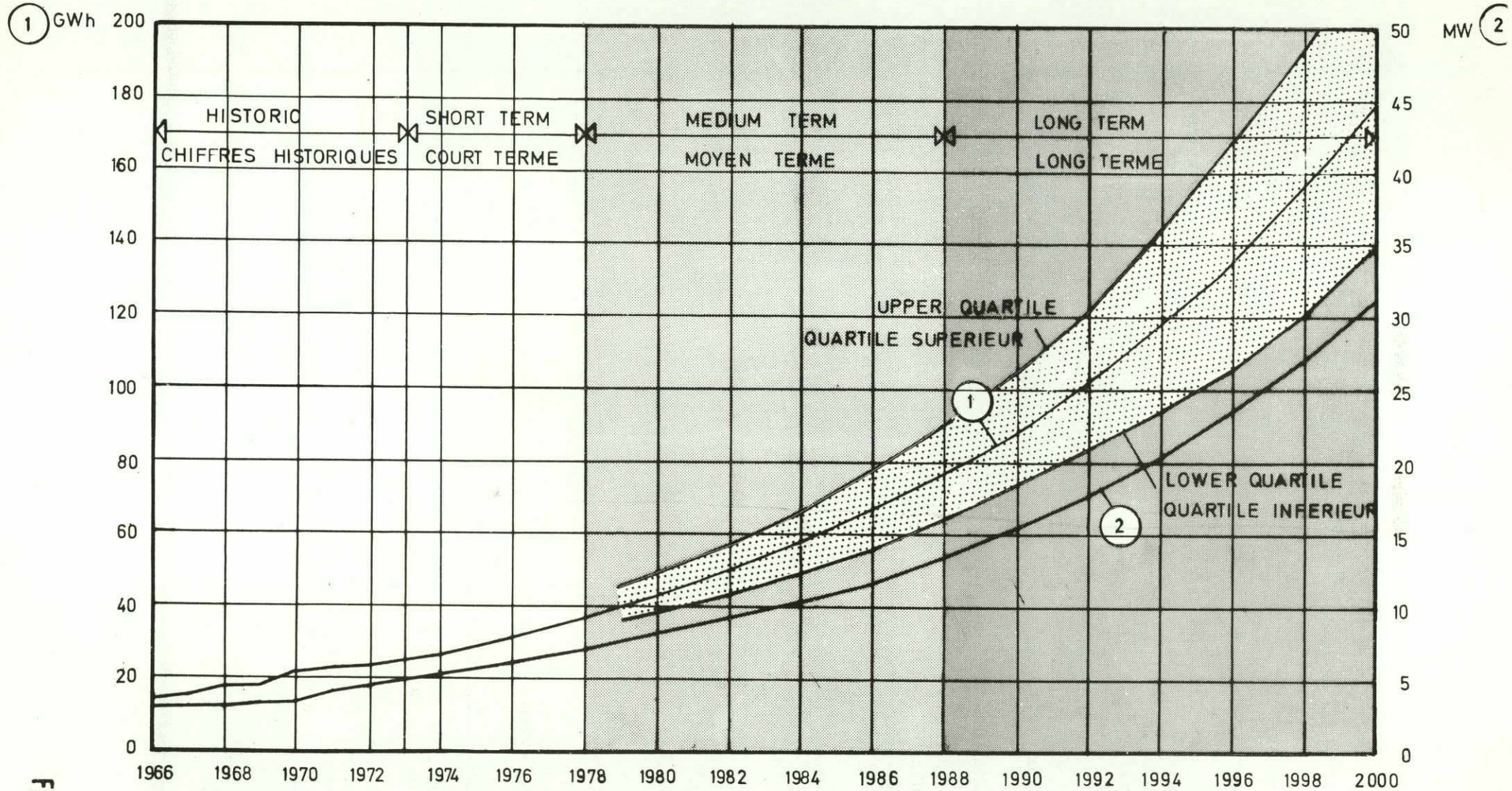


FIG. 5.1

BASIC LOAD FORECAST FOR THE BUJUMBURA SYSTEM

PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, RESEAU DE BUJUMBURA

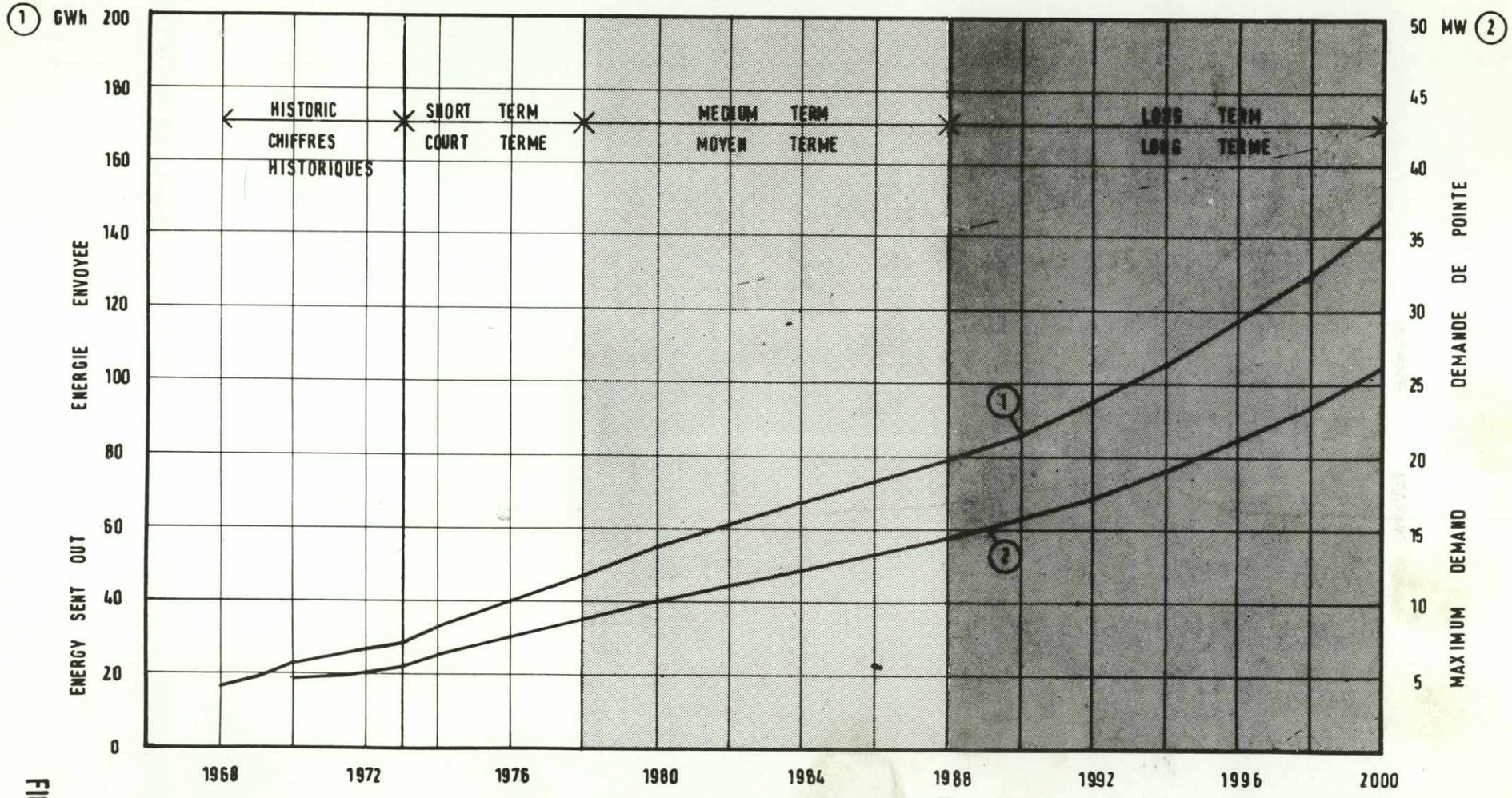


FIG. 5.2

BASIC LOAD FORECAST FOR THE KIGALI INTERCONNECTED SYSTEM
PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, RESEAU INTERCONNECTE DE KIGALI

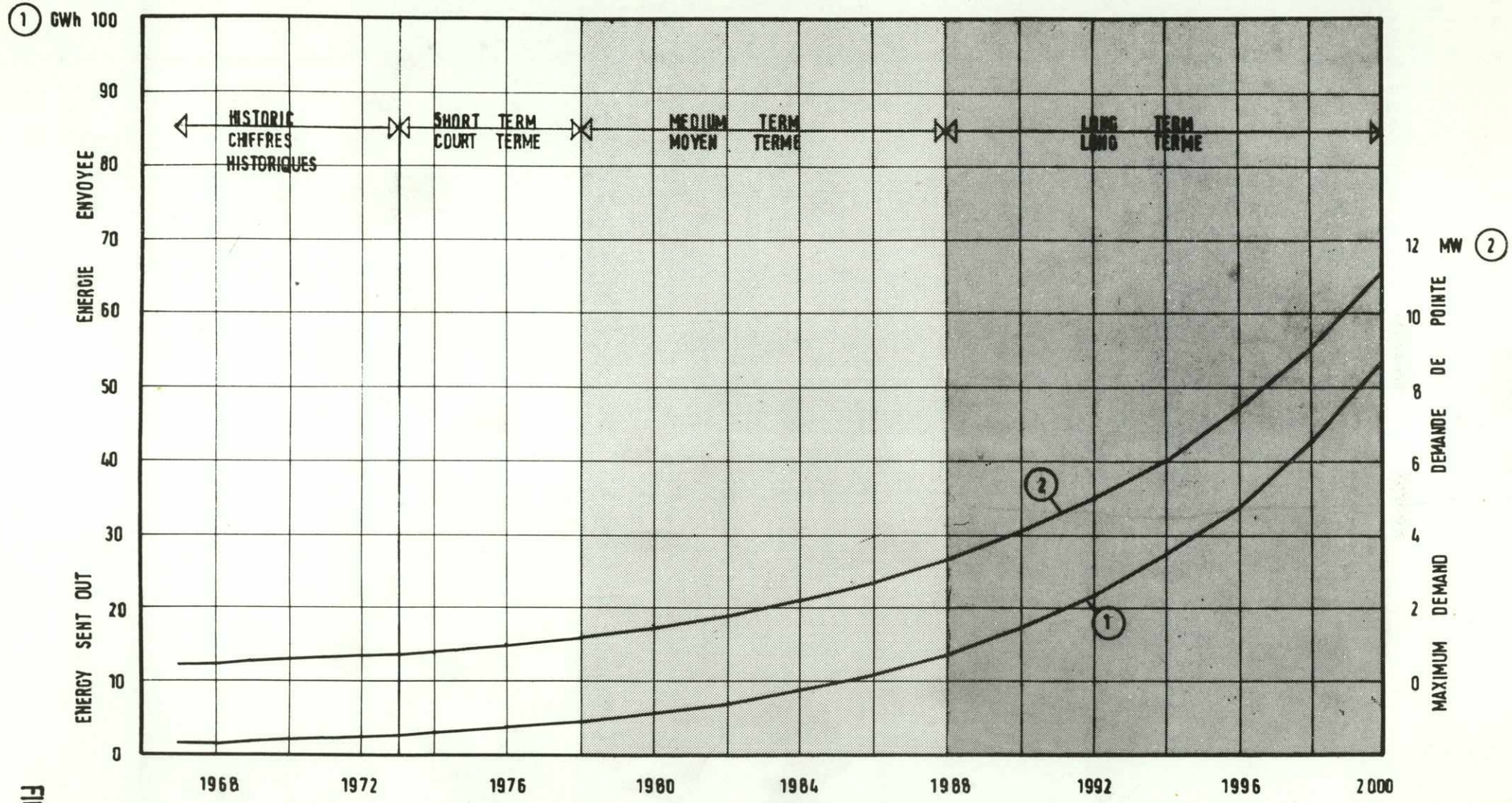


FIG. 5.3

BASIC LOAD FORECAST FOR BUKOBA
PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, BUKOBA

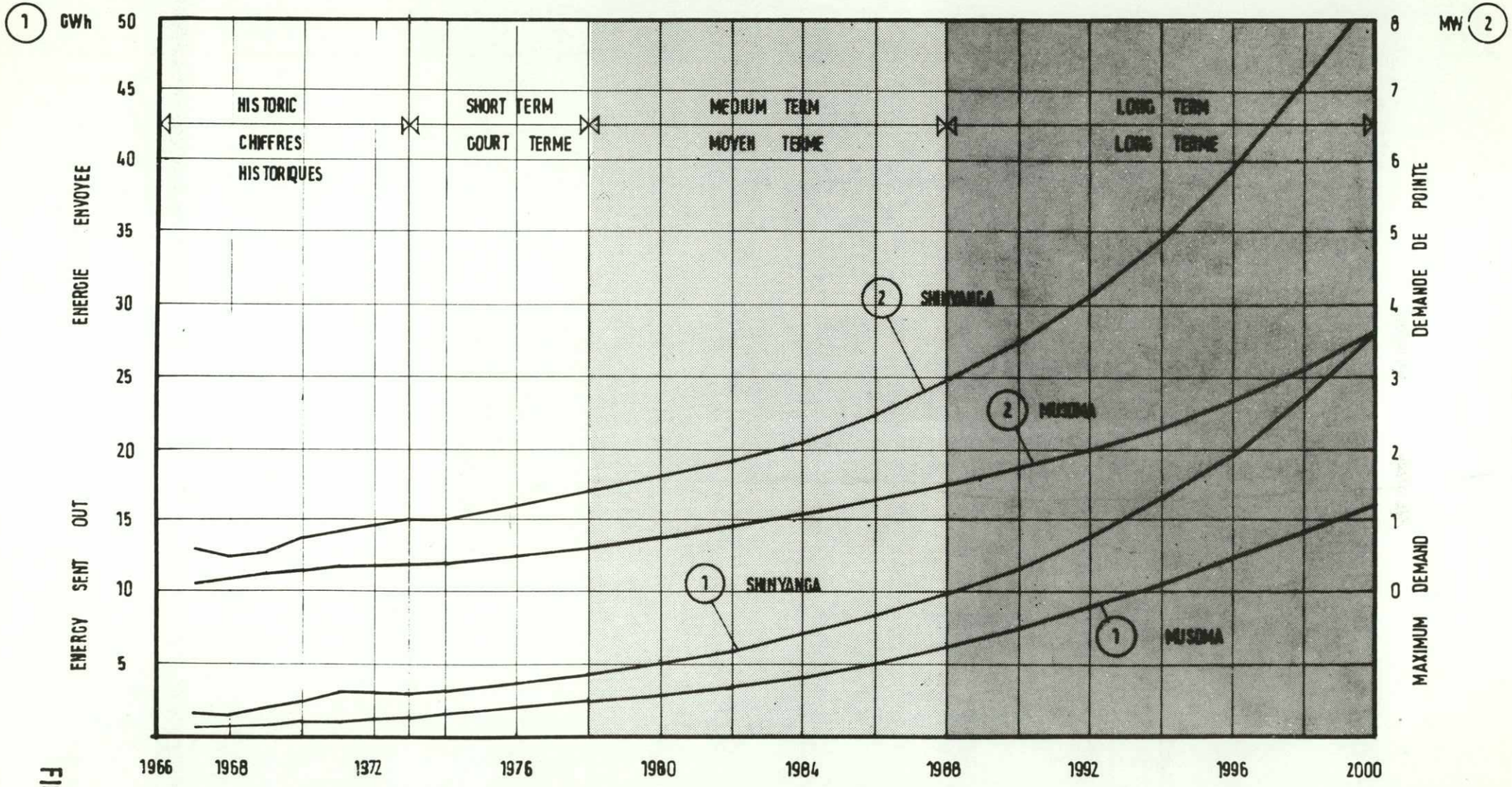


FIG. 5.4

BASIC LOAD FORECAST FOR MUSOMA AND SHINYANGA
PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, MUSOMA ET SHINYANGA

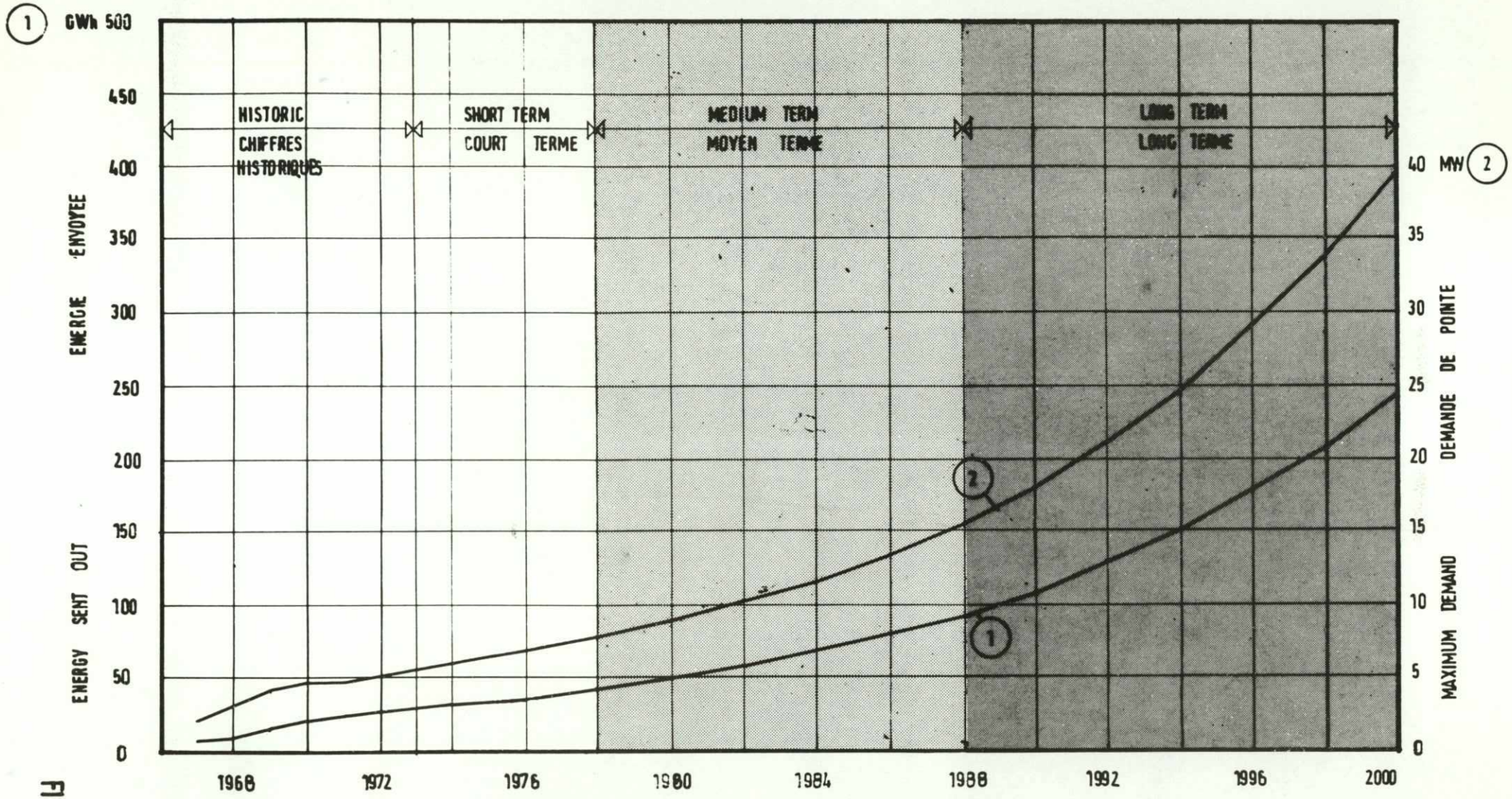


FIG. 5.5

BASIC LOAD FORECAST FOR MWANZA
PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, MWANZA

TABLE 5.7

PREVISIONS DE BASE DE LA DEMANDE POUR LES PRINCIPAUX CENTRES DE DEMANDE DANS LA REGION DU LAC (1973-2000)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
BUKOBA																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	2.4	2.8	3.0	3.3	3.7	4.1	4.6	5.1	5.7	6.3	7.1	7.9	8.8	9.9	11.0	12.4	13.9	15.4	17.3	19.3	21.6	24.2	27.1	30.5	34.1	38.2	42.8	48.0
2. Pertes* (GWh)	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	1.5	1.6	1.9	2.2	2.4	2.7	3.0	3.4	3.8	4.2	4.8	5.3
3. Energie envoyée (GWh)	2.6	3.1	3.3	3.6	4.1	4.5	5.1	5.6	6.3	7.0	7.8	8.7	9.7	10.9	12.2	13.7	15.4	17.0	19.2	21.5	24.0	26.9	30.1	33.9	37.9	42.4	47.6	53.3
4. Facteur de charge (%)	41.2	42.0	42.0	42.0	42.0	42.4	42.8	43.2	43.6	44.0	44.4	44.8	45.2	45.6	46.2	46.6	47.0	47.4	48.2	49.0	49.8	50.6	51.4	52.2	53.0	53.8	54.6	55.0
5. Demande maximum simultanée (MW)	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	2.5	2.7	3.0	3.3	3.6	4.1	4.6	5.0	5.5	6.0	6.7	7.4	8.2	9.0	9.9	11.1
MUSOMA																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	1.3	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.9	3.1	3.4	3.7	4.1	4.5	5.4	5.8	6.3	6.9	7.4	8.1	8.7	9.4	10.1	10.9	11.8	12.6	13.5	14.4
2. Pertes** (GWh)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
3. Energie envoyée (GWh)	1.5	1.7	1.8	2.0	2.2	2.5	2.7	2.9	3.2	3.5	3.8	4.1	4.6	5.0	6.0	6.5	7.0	7.7	8.2	9.0	9.7	10.5	11.2	12.1	13.1	14.0	15.0	16.0
4. Facteur de charge (%)	41.2	42.4	42.6	42.8	43.0	43.2	43.4	43.6	43.8	44.0	44.2	44.4	44.6	44.8	50.0	50.2	50.4	50.6	50.8	51.0	51.2	51.4	51.6	51.8	52.0	52.0	52.0	52.0
5. Demande maximum simultanée (MW)	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.3	2.5	2.7	2.9	3.1	3.3	3.5
MWANZA																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	27.3	29.6	32.0	34.6	37.4	40.5	43.8	47.4	51.2	55.4	59.9	64.8	70.1	75.9	82.1	88.8	96.0	103.9	112.4	121.5	131.5	142.2	153.8	166.4	180.0	194.7	210.6	227.8
2. Pertes* (GWh)	1.4	1.1	1.7	1.8	2.0	2.1	2.3	2.5	2.7	2.9	3.2	3.4	3.9	4.4	4.8	5.2	5.6	6.0	7.2	7.8	8.4	9.1	9.8	10.6	11.5	13.4	13.4	14.5
3. Energie envoyée (GWh)	28.7	30.7	33.7	36.4	39.4	42.6	46.1	49.9	53.9	58.3	63.1	68.2	74.0	80.3	86.9	94.0	101.6	109.9	119.6	129.3	139.9	151.3	163.6	177.0	191.5	207.1	224.0	242.3
4. Facteur de charge (%)	59.5	60.2	60.9	61.6	62.3	63.0	63.7	64.4	65.1	65.8	66.2	67.2	67.9	68.6	69.3	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
5. Demande maximum simultanée (MW)	5.5	5.9	6.3	6.7	7.2	7.7	8.3	8.8	9.5	10.1	10.8	11.6	12.4	13.4	14.3	15.3	16.6	17.9	19.5	21.1	22.8	24.7	26.7	28.9	31.2	33.8	36.5	39.5
SHINYANGA																												
1. Ventes d'énergie (GWh)	2.8	2.8	3.0	3.3	3.5	3.8	4.1	4.5	4.9	5.3	5.8	6.3	6.8	7.4	8.1	8.8	9.6	10.5	11.4	12.4	13.5	14.8	16.1	17.6	19.2	20.9	22.9	25.0
2. Pertes** (GWh)	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8	2.0	2.1	3.4	2.5	2.8
3. Energie envoyée (GWh)	3.2	3.2	3.4	3.8	4.0	4.3	4.7	5.1	5.4	5.9	6.4	7.0	7.6	8.2	9.0	9.8	10.7	11.7	12.7	13.8	15.0	16.4	17.9	19.6	21.3	24.3	25.4	27.8
4. Facteur de charge (%)	36.1	36.2	36.3	36.4	36.5	36.6	36.7	36.8	36.9	37.0	37.1	37.2	37.3	37.4	37.5	37.6	37.7	37.8	37.9	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0
5. Demande maximum simultanée (MW)	1.0	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	2.0	2.1	2.3	2.5	2.7	3.0	3.2	3.5	3.8	4.1	4.5	4.9	5.4	5.9	6.4	7.1	7.6	8.3

* Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 9% (1973-80), 9,5% (1981-90), 10% (1991-2000)

** Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 11% (1973-78), 10% (1979-2000)

* Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 5% (1973-80), 5,5% (1981-90), 6% (1991-2000)

** Les pertes suivantes (comme un pourcentage de l'énergie envoyée) sont estimées à 12% (1973-80), 10% (1981-2000)

TABLE 5.8

VENTES D'ENERGIE PREVUES (PAR CATEGORIE D'USAGERS)
DANS LE RESEAU DE BUJUMBURA (BURUNDI) (1974-84)

Ventes d'énergie (en GWh)

Année	Domestique	Commerce	Industrie	Gouvernement	Total x)
1974	7,85	2,83	10,50	4,00	25,31
1975	8,54	3,14	11,51	4,24	27,54
1976	9,27	3,43	12,52	4,47	29,82
1977	10,02	3,77	13,63	4,70	32,22
1978	10,84	4,10	14,77	4,93	34,75
1979	11,68	4,49	16,03	5,17	37,45
1980	12,58	4,88	17,34	5,36	40,32
1981	13,44	5,28	18,59	5,54	42,93
1982	14,45	5,73	20,08	5,77	46,17
1983	15,59	6,25	21,74	6,01	49,64
1984	16,76	6,78	23,48	6,24	53,36

x) y compris un léger pourcentage de ventes aux faubourgs extérieurs.

TABLE 5.9

VENTES D'ENERGIE PREVUES (PAR CATEGORIE D'USAGERS)
DANS LE RESEAU DE KIGALI (RWANDA) (1974-84)

Ventes d'énergie (en GWh)

Année	Domestique	Commerce	Industrie	Gouvernement	Total
1974	5,54	4,37	1,11	3,22	14,24
1975	6,30	5,07	1,30	3,57	16,24
1976	7,15	5,84	1,49	3,94	18,42
1977	8,03	6,70	1,72	4,30	20,75
1978	8,97	7,62	1,95	4,70	23,24
1979	9,98	8,58	2,22	5,07	25,85
1980	11,00	9,66	2,49	5,42	28,57
1981	12,06	10,76	2,79	5,77	31,38
1982	13,14	11,95	3,08	6,06	34,23
1983	14,21	13,13	3,41	6,35	37,10
1984	15,26	14,34	3,72	6,63	39,95

Les prévisions correspondantes concernant la demande sont données dans la Table 5.9.

5.5.2 Centres isolés du Burundi et du Rwanda

On ne peut obtenir de renseignements par catégories de consommateurs pour Gitega. En ce qui concerne les centres isolés du Rwanda, les données sont insuffisantes pour permettre des projections valables. Il n'existe pratiquement pas de demande émanant du secteur industriel dans ces centres; cependant, il y a des exceptions, lorsque le centre sert principalement à l'alimentation d'une fabrique, comme c'est le cas pour Cyangugu. Les trois principales catégories de consommateurs sont domestique, commerciale et gouvernementale. En 1972, le pourcentage de distribution était comme suit:

Centre	Pourcentage du total des ventes		
	Domestique	Commercial	Gouvernement
Nyanza	28,4	20,8	26,4
Butare	35,8	28,2	36,0
Gitarama	19,6	47,8	32,6
Cyangugu	10,6	6,7	6,3
Gisenyi	11,0	45,6*	8,5

5.5.3 Région du Lac

L'étude du marché de l'industrie par la TANESCO en 1972 donne des informations adéquates sur les ventes d'énergie aux principales catégories de consommateurs. Pour la période 1967 - 73, les moyennes suivantes de répartition des ventes ont été enregistrées (à l'exception de Shinyanga, où la période s'étend de 1967 à 71):

Catégorie de consommateurs	Proportion moyenne des ventes aux consommateurs (en %)			
	Bukoba	Musoma	Mwanza	Shinyanga
Domestique	26,0	26,5	16,4	8,3
Commerce	38,7	52,7	14,8	19,7
Industrie	31,3	14,1	67,0	67,8
Eclairage des rues	4,00	6,7	1.8	4,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

A partir de ces chiffres et de l'analyse appropriée présentée dans la Section 4, les projections suivantes pour les proportions des ventes à chaque catégorie de consommateurs en 1974 et 1984 ont été établies:

Catégorie de consommateurs	Proportion des ventes d'énergie (%)			
	Bukoba 1974/1984	Musoma 1974/1984	Mwanza 1974/1984	Shinyanga 1974/1984
Domestique	22,6/20,4	29,0/16,9	9,0/ 9,0	10,2/14,1
Commerce	38,0/36,3	49,0/20,6	9,0/ 9,0	23,0/25,3
Industrie	36,0/41,3	16,9/60,5	81,0/81,0	62,3/57,6
Eclairage des rues	3,4/ 2,0	5,1/ 2,0	1,0/ 1,0	4,5/ 3,0

* y compris la demande émanant du secteur industriel.

L'expansion la plus rapide parmi les différents secteurs est celle de la catégorie industrielle à Musoma, où le gouvernement projette l'installation d'une nouvelle filature et d'autres petites entreprises industrielles, aux environs de 1976. Le secteur minier à Mwanza se stabilisera probablement à environ 81 % du total des ventes pour ce centre. En raison de l'expansion industrielle plus ancienne, telle que celle des manufactures textiles, la proportion des ventes allant à ce secteur s'accroîtra à court terme, mais il semble probable qu'à long terme, les autres secteurs s'approprieront une plus grande part des ventes d'électricité. La part des ventes d'énergie allant aux catégories de consommateurs non-industriels diminuera légèrement dans tous les cas (sauf Shinyanga) ou demeurera stationnaire durant la période 1974 - 84.

5.6 DEMANDES IMPORTANTES EMANANT DU SECTEUR INDUSTRIEL

5.6.1 Généralités

Des demandes d'importance émanant du secteur industriel proviennent principalement de nouveaux centres d'activités minières, de filatures, et de fabriques de transformation de produits agricoles et d'expansion majeure d'entreprises industrielles existantes.

Une demande d'importance est définie comme représentant au moins 5 % de la demande totale du réseau auquel elle est superposée. De telles demandes sont prises en considération de la manière suivante.

- si une demande d'importance est située dans le champ des extensions normales du réseau, elle se superpose à l'augmentation de la demande auxiliaire de ce réseau.

- si la probabilité d'existence future de cette demande est quelque peu douteuse, elle est traitée comme une demande contingente.

- si une demande d'importance se situe en dehors de ce champ, elle doit être considérée comme étant un autoproducteur . Son interconnexion avec le réseau de distribution publique est alors sujette aux forces économiques normales et la demande est traitée comme une demande de substitution.

L'expansion normale des réseaux subviendra à la liaison des centres de distribution isolés, comme il est dit dans la Section 6. Au moment de l'interconnexion, il y aura une escalation de la demande dans le réseau qui ne peut être attribuée à l'accroissement de la demande en lui-même. Le réseau présentera cependant un marché de l'énergie plus étendu et l'accroissement de la demande y sera amplifié par celui du centre de distribution récemment interconnecté. Ce point est l'objet d'attention spéciale lors du regroupement des demandes d'électricité dérivées dans cette Section.

5.6.2 Activités minières

Dans toute la région du Projet Kagera, des recherches pour trouver des gisements de minerais sont à présent effectuées ou commenceront très bientôt. Le "PNUD" a entrepris au Burundi une expertise des ressources minières qui a conduit à l'identification de large quantités de minerai de nickel dans les gisements Musongati, à l'ouest de Bujumbura. Au stade actuel, cependant, on sait seulement des Musongati qu'ils renferment des réserves prometteuses. Quoi qu'il en soit, les problèmes associés avec l'exportation des minerais à l'état brut ou semi-traité demeurent irrésolus et toutes les demandes d'électricité émanant de l'exploitation du minerai ou de son traitement doivent être considérées comme contingentes.

Au Rwanda et en Tanzanie, les mêmes problèmes de transport sont présents. Comme les résultats de l'expertise minière menée par le "PNUD" au Rwanda et en Tanzanie ne sont pas connus, ce Rapport tient compte d'eux en les considérant comme une demande contingente particulière. Il serait plus approprié de les considérer dans le cadre d'une revue du marché qui devrait être entreprise de temps à autre lors du développement du Projet Kagera.

Les autres activités d'extraction minière au Rwanda ont déjà été prises en considération dans la Section 5.

Dans la Région de l'Ouest du Lac, une mine d'étain était précédemment exploitée à Kyerwa et alimentée en énergie à partir de la centrale hydraulique de Kikagati, en Ouganda. Depuis les incidents à la frontière en 1972, l'alimentation à partir de cette centrale a été coupée et les activités minières arrêtées. Il est cependant probable que les activités minières reprendront et peut-être s'intensifieront si une alimentation en énergie adéquate devient disponible.

5.6.3 Complexes métallurgiques

Les plus larges complexes métallurgiques considérés sont situés au Burundi. Ils servent à la fonte du minerai de nickel provenant des gisements Musongati. On est encore incertain à propos du type de procédé métallurgique qui serait requis et les présentes estimations d'énergie varient entre 30 MW et 150 MW pour la production de 15.000 tonnes de nickel (métal) par an. Associée à ces procédés métallurgiques, il y aura une demande périphérique émanant des activités d'appui des fondeurs et du personnel domestique. En raison du manque d'information plus précise, il apparaît sage de considérer la demande probable avec une certaine prudence. Une capacité nominale de 50 MW a été adoptée pour couvrir la demande émanant du complexe métallurgique en 1984, l'année où l'usine métallurgique est prévue commencer ses activités. Les autorités du Burundi considèrent que lorsque la métallurgie aura débuté, la capacité de l'usine métallurgique doublera dans l'intervalle des 6 années suivant le début des opérations. Les besoins en énergie seront de l'ordre de 100 MW avec un débit de l'usine métallurgique dans le voisinage de 30.000 tonnes de nickel (métal).

Pour une usine métallurgique de ce type, un facteur de charge d'environ 80 % semble raisonnable. Les besoins périphériques en électricité sont estimés être environ 15 % de la demande de l'usine et ont un facteur de charge de 60 %. Si l'on tient compte des pertes dans le réseau de 5 %, les besoins en 1984 et 1990 seront comme suit:

	1984		1990	
	MW	GWh	MW	GWh
Traitement du minerai	50,0	350,0	100,0	700,8
Demande périphérique	7,5	39,8	15,0	78,8
Sous-total	57,5	389,8	115,0	779,6
Pertes (5 %)	2,7	19,5	5,8	39,0
Total	60,2	409,3	120,8	818,6

Si l'évaluation minière du PNUD donne des résultats prometteurs dans la Région de l'ouest du Lac, des industries métallurgiques seront aussi finalement requises. La question est de savoir si une autre usine métallurgique sera construite en Tanzanie, à pas plus de 100 km de l'usine métallurgique du Burundi. A l'heure actuelle, il y a beaucoup d'incertitudes au sujet de ce projet, mais il apparaît justifié de réserver une place pour des usines métallurgiques dans la Région de l'ouest du Lac et au Rwanda lors des plans, chacune ayant une capacité et une demande équivalant à la moitié de celles de l'usine métallurgique du Burundi; ces usines commenceraient leur production en 1986 et doubleraient leur capacité d'ici 1992. Ces demandes dominent entièrement toutes les autres demandes contingentes. En raison de l'importance des estimations à leur sujet, l'expansion de la marge de contingence devient très étendue et devrait être révisée lorsque des informations plus positives seront disponibles.

5.7 INDUSTRIES TEXTILES

Dans les trois pays et en particulier dans la région du Lac Victoria en Tanzanie, l'installation de filatures et de manufactures textiles est prévue dans les plans gouvernementaux de développement de respectivement 5 et 10 ans. L'impact sur le marché de l'énergie est discuté ci-dessous.

5.7.1 Burundi

Les filatures de coton existantes à Bujumbura ont une capacité de 25.000 tonnes par an. Cependant, en raison de problèmes d'organisation et de direction, ces usines fermeront prochainement leurs portes et une nouvelle usine textile sera construite à Bujumbura. Les besoins en énergie de cette fabrique sont estimés être 2,2 MW par 1977. Avec un facteur de charge annuel de 45,7 % (4000 h/a opération de la fabrique), les besoins en énergie sont de 8,8 GWh/a. Cette fabrique transformera les récoltes actuelles et futures de coton au Burundi et il sera répondu à la plupart de ses demandes d'énergie au départ d'une nouvelle station hydraulique sur la rivière Mugere (comme discuté dans la Section 3). On ne s'attend pas à ce que cette demande prenne de l'expansion dans un proche avenir.

5.7.2 Rwanda

Une nouvelle usine est envisagée pour la production d'un million de mètres de fibre de coton, de tissus unis et imprimés. Les besoins en énergie de cette usine sont estimés par le Ministère du Plan à 2,0 GWh/a (0,5 MW). Cette demande se présentera en 1976 mais demeurera constante par la suite, comme les autorités au Rwanda ne prévoient pas d'autre expansion avant les années 1980, au plus tôt. Des développements postérieurs à cette date sont trop incertains pour avoir un effet sur le marché de l'énergie. D'autres expansions de firmes telles

que RWANTEXO, qui fabrique des vêtements, ont une place dans la demande auxiliaire de Kigali.

5.7.3 Région du Lac

La principale région de culture du coton est Geita, au sud-ouest de Mwanza. Les plans actuels sont de relier les centres d'égrenage du coton (qui sont à présent des autoproducteurs) à la nouvelle centrale diesel à Mwanza qui sera opérationnelle au milieu de 1975. Une nouvelle usine textile est aussi en construction à Mwanza et aura une demande de 10 GWh/a (2,5 MW) en 1976. Cette nouvelle usine augmentera la capacité de production de matières textiles de la présente capacité de 20 millions de mètres carrés à environ 45 millions de mètres carrés en 1976.

A Musoma, on projette une usine textile beaucoup plus importante et avec les autres centres de transformation du coton dans la région, elle nécessitera 26,0 GWh/a (6,5 MW) en 1976. Comme noté précédemment, une nouvelle centrale diesel de 10 MW sera commissionnée en 1976, spécialement pour répondre à cette demande nouvelle. Les besoins en électricité des autres activités telles que les interconnexions d'un nouveau réseau urbain sont supposés être équivalents à environ 6,0 GWh/a (1,5 MW) de cette nouvelle demande importante. Les activités périphériques augmenteront certainement à long terme mais le taux d'accroissement reste incertain. Une hypothèse arbitraire a été dérivée des données actuelles et la nouvelle demande à Musoma est supposée augmenter de 26,0 GWh (6,5 MW) en 1976 à 43,7 GWh (10,1 MW) en l'an 2000.

Les nouvelles demandes émanant des industries textiles et des activités s'y rapportant sont ajoutées aux systèmes respectifs, ce qui donne les tables suivantes:

Table 7.1 Burundi
Table 7.3 Rwanda
Table 7.4 Région du Lac Victoria

5.8 AUTRES DEMANDES IMPORTANTES

5.8.1 Burundi

L'extension de la fabrique de bière à Bujumbura nécessitera 1 MW en 1975, et environ 2 MW en 1980. On s'attend à ce que d'autres usines, telles que des fabriques de savon et d'ameublement, soient établies à Bujumbura dans les deux ou trois prochaines années. Si leur demande est ajoutée à celle de la fabrique de bière, les besoins en énergie de l'ensemble sont estimés atteindre 4,80 GWh (1,2 MW) en 1975, s'élevant à 11,52 GWh (2,4 MW) en 1980. Comme on ne possède aucune information concernant d'autres développements, le dernier chiffre est considéré demeurer constant jusqu'à la fin de la période de prévision.

5.8.2 Rwanda

Les demandes importantes qui, s'attend-on, surviendront à court terme, émaneront des usines de transformation de produits agricoles. Des industries chimiques et une nouvelle fabrique de bière sont prévues à Gisenyi pour la fin de cette décade ou le début des années 1980.

La transformation de produits agricoles s'en tiendra au café, thé et pyrèthre. Une fabrique produisant du café instantané est prévue pour 1976, et on s'attend à ce qu'elle atteigne sa capacité maximum de 17.900 tonnes/a en 1980. La construction d'une fabrique de séchage du thé devrait être achevée en 1976. Elle aura une capacité initiale de 5000 tonnes/a s'élevant jusqu'à 10.000 tonnes/a en 1980. La fabrique d'extrait de pyrèthre à Ruhengeri aura une capacité totale de 180 tonnes/a. Les besoins en énergie de l'ensemble de ces usines sont estimés à 2,60 GWh (0,7 MW) pour 1976, augmentant jusqu'à atteindre 5,4 GWh (1,1 MW) en 1984. Les industries chimiques situées près du Lac Kivu et utilisant les gisements locaux de méthane, produiront 45.000 tonnes/a de nitrate d'ammonium et nécessiteront 5.6 GWh/a (1,4 MW) en 1980. Cette demande n'augmentera pas durant le reste de la période de prévision. D'autres industries dans la région de Gisenyi ne seront pas interconnectées avec le réseau principal de Kigali avant 1983 (Gisenyi étant à présent un centre de demande isolé). On présume que ces demandes nécessiteront environ 2,0 GWh/a (0,5 MW) au cours de la période des prévisions.

Une importante cimenterie est envisagée. Elle devrait se situer à Cyangugu (sud du Lac Kivu). Sa capacité maximum est estimée atteindre 60.000 tonnes/a en 1980, ce qui équivaudrait à une demande d'électricité de 1 MW et une consommation d'énergie de 6,9 GWh (considérant un taux de consommation de 115 kWh/t et un facteur de demande annuel de 80 %). On prévoit que la production commencera à un taux initial de 40.000 tonnes/a. Les besoins en électricité correspondant, au stade initial, seraient une capacité de 670 kW et une consommation d'énergie de 4,6 GWh/a. Cette fabrique n'est pas incluse dans les plans d'alimentation en énergie du Rwanda et on peut supposer qu'elle aura son propre générateur d'électricité et sera donc un autoproducteur. Pour les besoins de la planification du marché de l'énergie, elle est traitée comme une demande de substitution à partir de 1980.

5.8.3 Région du Lac

Bukoba

La demande émanant du secteur industriel est peu importante. Le plan de développement de 10 ans, qui devrait être rendu public vers la mi-1975, pourvoira à l'établissement d'un certain nombre d'usines de transformation dans cette région. Les nouvelles usines de transformation de produits agricoles comprendront probablement l'expansion des usines à thé et de café existantes et la construction de bâtiments pour le stockage de bananes et leur transformation en produits dérivés, des abattoirs et des installations de congélation.

De nouvelles facilités portuaires seront aussi construites à environ 27 km au sud de Bukoba et d'autres petites industries sont également prévues à Bukoba elle-même. Les nouvelles usines de transformation sont estimées avoir les capacités maximums suivantes:

	Capacité finale
Usine à thé (existante)	5000 tonnes/a (en 1980)
Usine à thé (nouvelle construction)	500 tonnes/a (en 1980)
Silos à grain et séchage	12000 tonnes/a (en 1980)
Abattoirs	pas disponible

On pense qu'une partie de la demande émanant de ces centres de consommation se présentera en 1976 et continuera à augmenter durant la période des prévisions, ayant pour résultat les estimations suivantes:

Année	Demande par an
1976	2,00 GWh (0,5 MW)
1978	2,42 GWh (0,6 MW)
1988	6,28 GWh (1,4 MW)
2000	19,70 GWh (4,1 MW)

Mwanza

Les larges demandes prévues pour Mwanza incluent une tannerie nécessitant une quantité d'électricité équivalant à 6,8 GWh/a (1,7 MW) en 1977. Des projets pour une fabrique de bière ont été mis de côté et on ne s'attend pas à ce qu'ils soient réalisés avant 1985, lorsqu'une demande de 12 GWh/a (3,0 MW) peut être prévue.

Shinyanga

Des demandes importantes émaneront d'une fabrique de conserves de viande et de stations de pompage d'eau qui seront réalité dans le proche avenir. On n'a pu obtenir d'estimations des demandes de la part des autorités en Tanzanie. Pour cela, les chiffres suivants ont été estimés :

	Année	Demande par an
Conserverie de viande	1976	3,00 GWh (0,8 MW)
Pompage d'eau	1977	2,40 GWh (0,6 MW)

Ces demandes sont rassemblées dans les tables-résumé auxquelles il a déjà été fait référence.

5.9 AUTOPRODUCTEURS DANS LE BASSIN DE LA RIVIERE KAGERA

5.9.1 Généralités

Les autoproducteurs du Bassin de la Kagera ont été discutés dans la Section 3. La plupart d'entre eux continueront à répondre par eux-mêmes à leurs besoins en énergie dans le futur. Quelques-uns produisent de l'électricité par l'incinération de leurs déchets. Dans d'autres cas, il n'y a pas de système de distribution publique d'électricité disponible dans la région. Ces derniers doivent être traités comme des demandes de substitution et leur interconnexion avec le réseau de distribution publique dépendra principalement de considérations économiques. Quelques autres, telles que les mines de Gatumba au Rwanda, seront interconnectés dans le proche avenir et sont considérés comme des centres isolés dans l'analyse de la demande.

5.9.2 Burundi

Les usines à thé de Teza, Tora et Rwgura sont les plus importants autoproducteurs du Burundi. Leurs capacités installées sont données dans la Section 3.1.4. L'usine à thé de Teza près du centre de Muramvya utilise une

installation hydraulique et continuera probablement à satisfaire ses propres besoins par elle-même, ne procurant donc aucune demande potentielle au système de distribution publique. Tora et Rwegura, de leur côté, ont des installations diesel et bénéficieraient d'une interconnexion avec le réseau public fournissant de l'énergie hydraulique, meilleur marché. Les estimations suivantes de la demande future ont été faites pour Tora et Rwegura:

	Demande	Date probable à laquelle l'interconnexion avec le système de distribution publique serait le plus tôt réalisée
Tora	2,4 GWh (0,6 MW)	1979
Rwegura	2,4 GWh (0,6 MW)	1979

Ces deux autoproducteurs font partie de la catégorie des demandes de substitution et sont présentés comme une demande potentielle dans la Section 7.

5.9.3 Rwanda

Les principaux autoproducteurs au Rwanda sont les producteurs de thé, café et pyrèthre. Quelques-uns sont à présent alimentés par de petites stations hydrauliques, près de Gisenyi. Une liste en est donnée dans la Section 3. Récemment, l'usine à thé à Mulindi et la fabrique de pyrèthre à Ruhengeri ont été interconnectées avec le système de Kigali, comme décrit dans la Section 5.3.1. Leurs centrales hydrauliques constituent à présent des facilités d'appui et produisent l'énergie nécessaire lors des demandes de pointe.

Les autoproducteurs dans le secteur minier à Gatumba, Rubona et Gifurwe seront tous interconnectés avec le système de Kigali en 1978 et leurs demandes ont été prévues dans les projections pour Kigali et Nyanza, présentées plus tôt dans la Section 5. Rwinkwavu a déjà été interconnecté avec le réseau de Kigali et son installation diesel de 700 kW sert de production d'appui.

Donc, au Rwanda, tous les principaux autoproducteurs sont, ou seront en 1978 interconnectés avec le système de Kigali et aucun ne prend place dans la catégorie des demandes de substitution.

5.9.4 Région du Lac

Région de l'ouest du Lac

Les deux principaux autoproducteurs sont les plantations de sucre à Kagera et la fabrique de café BUCOP à Bukoba. D'autres entreprises, telles que l'usine à thé près de Bukoba, ont des générateurs d'appoint de type diesel, mais pour les opérations normales jounalières, elles sont reliées au réseau de distribution de la ville.

La plantation de sucre de Kagera a une capacité totale installée de 200 kW diesel et 200 kW à vapeur (brûlant la bagasse) et sa demande maximum est d'environ 380 kW. La plantation couvre un total de 18.000 hectares, dont 10.000 ha sont développés, et a un débit moyen de 8.000 tonnes/a. Une force

ouvrière de 1500 est employée sur une base saisonnière. Ce personnel augmentera pour s'élever à environ 4500, tenant compte de l'expansion anticipée de la plantation, que l'on projette de réaliser en quatre étapes. On estime que la production totale de sucre atteindra 45.000 tonnes/a en 1978 et 100.000 tonnes/a en 1994. On prévoit aussi qu'une communauté rurale de 10.000 habitants vivra des activités de la plantation de sucre et offrirait une possibilité d'électrification rurale. Sur la base de ces quantités, une demande d'électricité de 0,5 MW est requise en 1975, atteignant 4 MW en l'an 2000. Comme il ne fait aucun doute qu'il sera répondu à une partie au moins de cette demande par une installation utilisant la bagasse comme combustible et que l'on ne sait rien de plus des plans concernant la production d'énergie de la plantation, sa demande d'électricité est traitée comme une demande de substitution dans la Section 7.

La fabrique de café BUCOP à Bukoba a une installation complète d'environ 1000 kW dont environ 540 sont en opération. Cette installation consiste en une centrale à vapeur, alimentée par les déchets de café. On estime la demande d'électricité maximum à environ 480 kW. La fabrique est en opération de Juin à Mars, chaque année, produisant un total de 16.000 tonnes de café. Comme la centrale brûle ses propres déchets, elle ne constitue pas une demande potentielle pour l'avenir et n'est donc pas prise en considération dans la revue du marché.

Le prix élevé du pétrole devrait décourager les autoproducteurs. Avec la disponibilité d'énergie hydraulique à meilleur marché produite par un système public, un certain nombre d'installations plus petites transformant les produits agricoles pourraient être établies dans le voisinage du réseau public.

Autres régions

On a identifié deux autres autoproducteurs dans la région du Lac Victoria

- les stations d'égrenage du coton dans le district de Geita
- la mine de diamand Williamson près de Shinyanga.

Comme il a déjà été mentionné dans la Section 3.3.4, les capacités installées des stations d'égrenage du coton varient entre 20 - 30 kVA pour les petites stations et entre 200 - 500 kVA pour les plus grandes unités. Leur capacité installée totale est estimée être environ 2000 kW, mais on ne connait pas les chiffres de production d'énergie. Ces stations d'égrenage du coton seront bientôt interconnectées avec le réseau de Mwanza et le système de distribution publique répondra à leurs besoins en énergie.

La mine de diamand Williamson à Mwadui possède une capacité installée totale d'environ 13.000 kW. A part les statistiques concernant les ventes d'énergie à Shinyanga, il n'y a pas d'autre information disponible sur le débit d'énergie de cette centrale.

On n'a pas identifié d'autres autoproducteurs.

6. INTERCONNEXION DES CENTRES DE DEMANDE

6.1 CRITERES DES INTERCONNEXIONS

Les interconnexions du réseau sont en rapport avec l'étude du marché de l'énergie dans le sens qu'elles permettent de déterminer la demande globale d'électricité du réseau dans la région. Une étude séparée de la production d'électricité déterminera dans quel sens le marché de l'énergie régional complet doit être alimenté à partir de toutes les sources d'énergie disponibles.

L'information sur les interconnexions du réseau dans la région du projet peut être classée dans deux groupes:

a. Interconnexions pour lesquelles des plants ont déjà été faits et qui sont en construction. Celles-ci sont traitées comme "fermes" dans les prévisions de la demande et sont incorporés dans le marché de l'énergie.

b. Interconnexions pour lesquelles il n'existe pas de projet précis à l'heure actuelle, bien qu'elles aient été le sujet de discussions de temps à autre. Ces dernières sont traitées comme "contingentes" dans les prévisions de la demande et forment une demande contingente pour le marché de l'énergie.

6.2 BURUNDI

Il n'existe aucun projet précis pour la connexion de centres isolés au réseau de Bujumbura. Cependant, un Comité des Trois Pays (Burundi, Rwanda et Zaïre) discute à présent la possibilité d'une boucle de transmission reliant le Burundi et le Rwanda à la province de Bukavu au Zaïre. Cette boucle devrait être alimentée par deux stations hydrauliques de la SNEL à Bukavu au Zaïre et à N'Taruka au Rwanda et aussi par une nouvelle centrale sur la rivière Ruzizi, actuellement en pourparlers au Comité des Trois Pays.

Au Burundi, une ligne de transmission partirait probablement du centre isolé de Gitega, puis tournerait vers le nord dans la zone des plantations de café de Ngozi et continuerait de là vers Butare au Rwanda pour rejoindre le réseau de Kigali.

Les usines à thé de Tora au sud-est de Bujumbura, et Rwegura au nord-est, pourraient aussi être alimentées par voie de nouvelles lignes de transmission via Mugere qui est proche de l'usine à thé de Tora. Donc, une ligne de transmission entre Mugere et Tora relierait l'usine au système de distribution publique. L'usine à thé de Rwegura pourrait être reliée au réseau public par une ligne de transmission partant de Ngozi. Ces propositions de transmission sont illustrées dans la Figure 6.1. La demande d'électricité résultant des interconnexions avec le réseau est donnée dans le résumé des projections de la demande présenté dans la Section 7.

6.3 RWANDA

Les programmes de construction de lignes de transmission sont beaucoup plus avancés au Rwanda qu'au Burundi, plusieurs alternatives ont été étudiées par Lahmeyer (1969). Comme noté dans la Section 3, le système de Kigali comprend une ligne de 70 kV, de la station hydraulique de N'Taruka à Kigali, et continuant dans la direction est, vers Rwinkwavu. Deux lignes auxiliaires de 30 kV connectent Mulindi et Ruhengeri au système, comme indiqué dans la Figure 6.1. Les nouvelles phases de construction envisagées sont les suivantes (voir aussi Fig. 6.1):

- une ligne de 110 kV, reliant Kigali et Kigoma au sud-est, devrait être terminée en 1975.

- des lignes de 30 kV, menant de Kigoma aux centres de demande isolés de Nyanza, Butare et Gikongoro, tous situés au sud de Kigoma, et aussi au centre de demande isolé de Gitarama et aux mines de Kabgayi et Gatumba, au nord de Kigoma. Ces lignes devaient être mises en service en 1975.

- continuation de la ligne de 110 kV de l'ouest de Kigoma à Kibuye sur le Lac Kivu et de là, au sud-ouest, jusqu' à Cyangugu, rejoignant la centrale hydraulique de Bukavu. Cette ligne devrait être achevée en 1977.

- une ligne de 30 kV de Gisenyi sur la rive nord-est du Lac Kivu à Ruhengeri, incorporant donc Gisenyi dans le réseau. Cette ligne devrait être terminée en 1982.

L'estimation de la demande du système combiné émanant des centres de demande interconnectés par ces lignes est présentée dans la Section 7.

6.4 TANZANIE

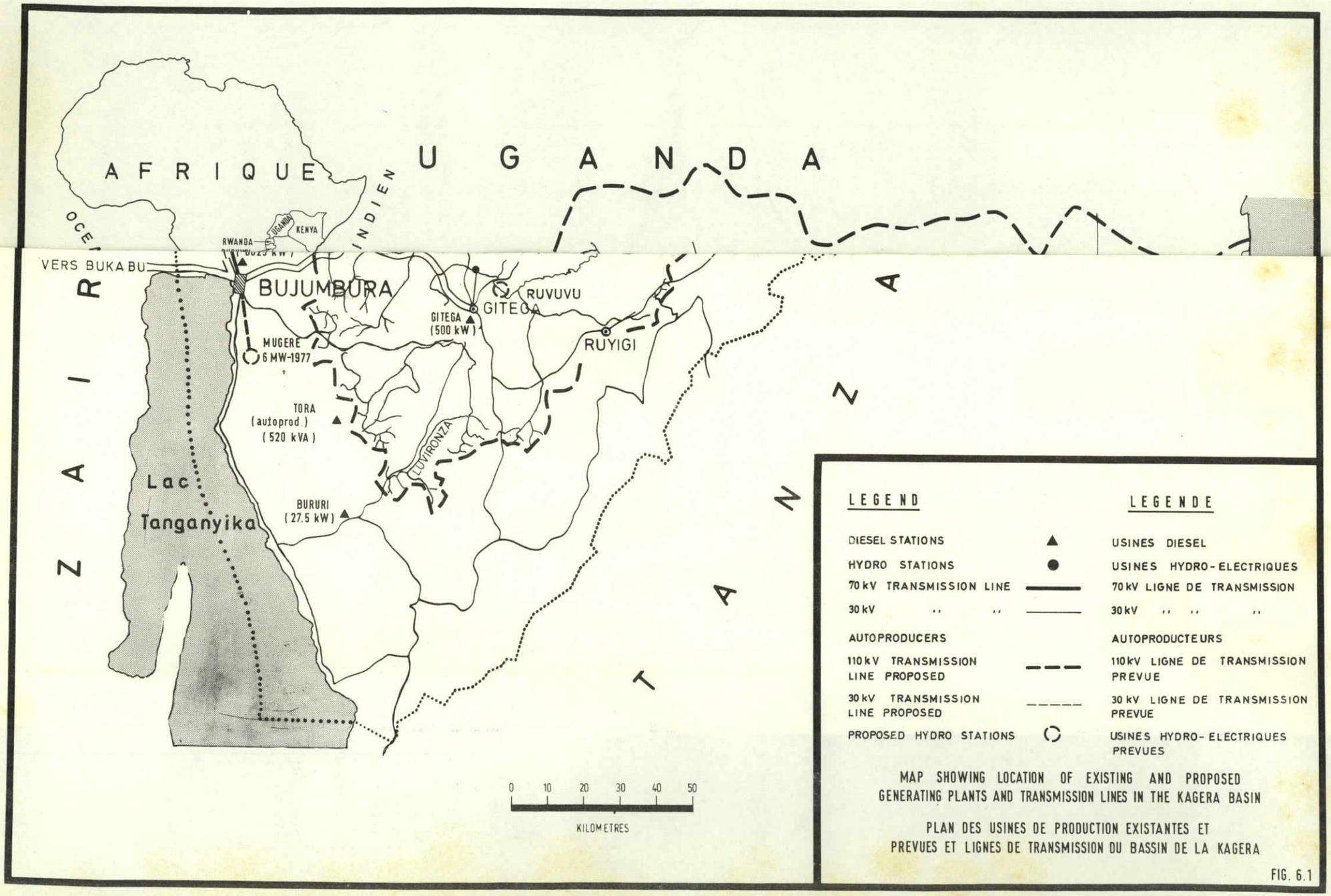
6.4.1 Tanzanie continentale

Les sytèmes interconnectés de la Région Côtière et de Moshi-Arusha devraient être joints par une ligne de 132 kV partant de la station hydraulique des Chutes Pangani (près de Tanga) pour atteindre Moshi. Une nouvelle ligne de 220 kV est en construction à présent pour connecter la nouvelle centrale hydro-électrique de Kitadu sur la rivière Ruaba et Dar Es Salaam. Des projets sont en vue pour connecter Morogoro à la nouvelle capitale, Dodoma, par une ligne de 132 kV. Lorsque ceci sera achevé, la plus grande partie du nord-est du pays aura été interconnectée. Le reste du pays, à part les centres isolés, demeurera essentiellement non-électrifié.

6.4.2 Région du Lac

Des programmes pour une ligne de transmission locale existent pour Musoma, Mwanza et Shinyanga comme montré dans la Figure 6.2 et décrit ci-dessous.

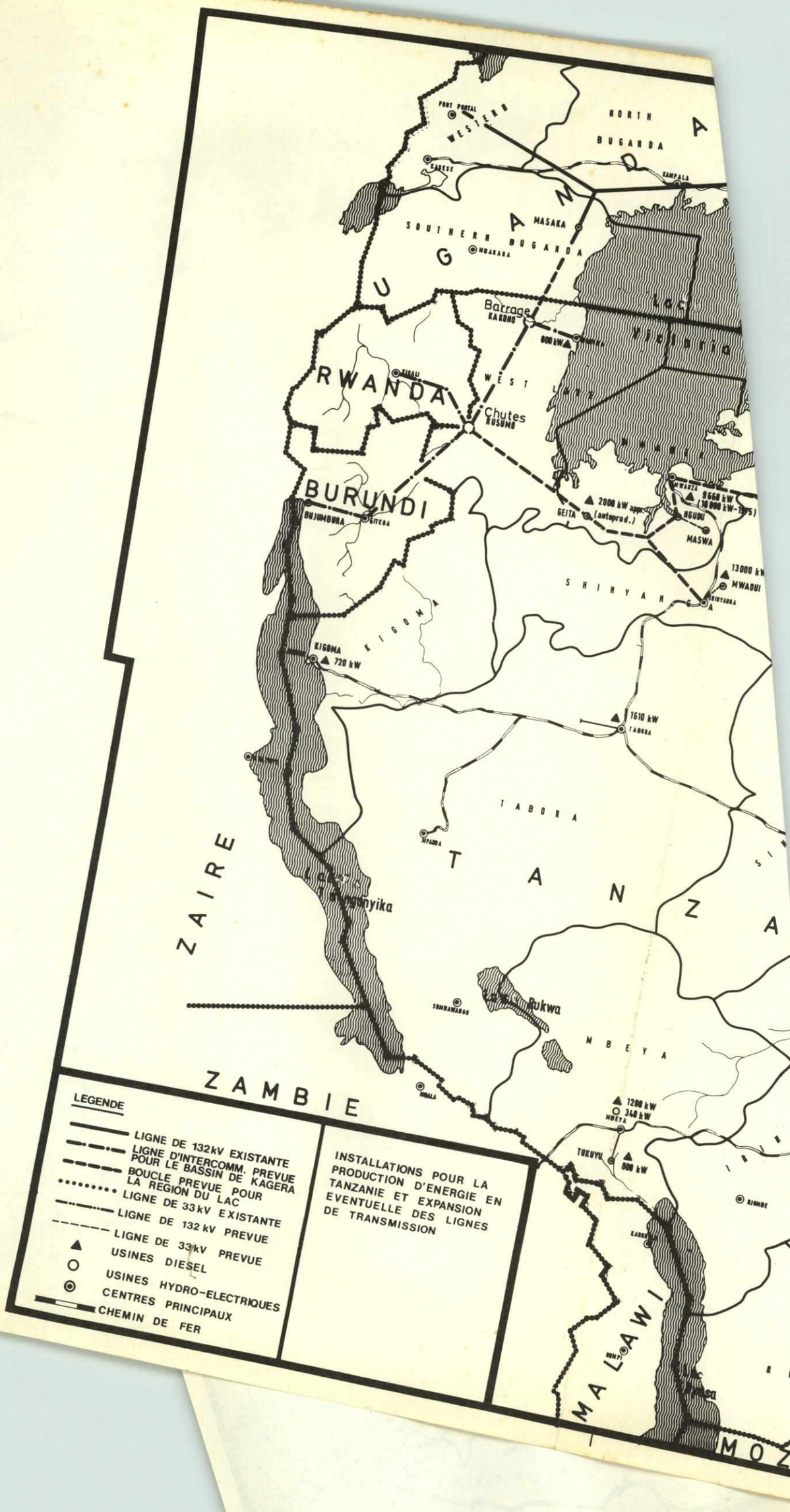
- interconnexion des petits centres de Utagi et Tarime, au nord de Musoma par une ligne de 33 kV

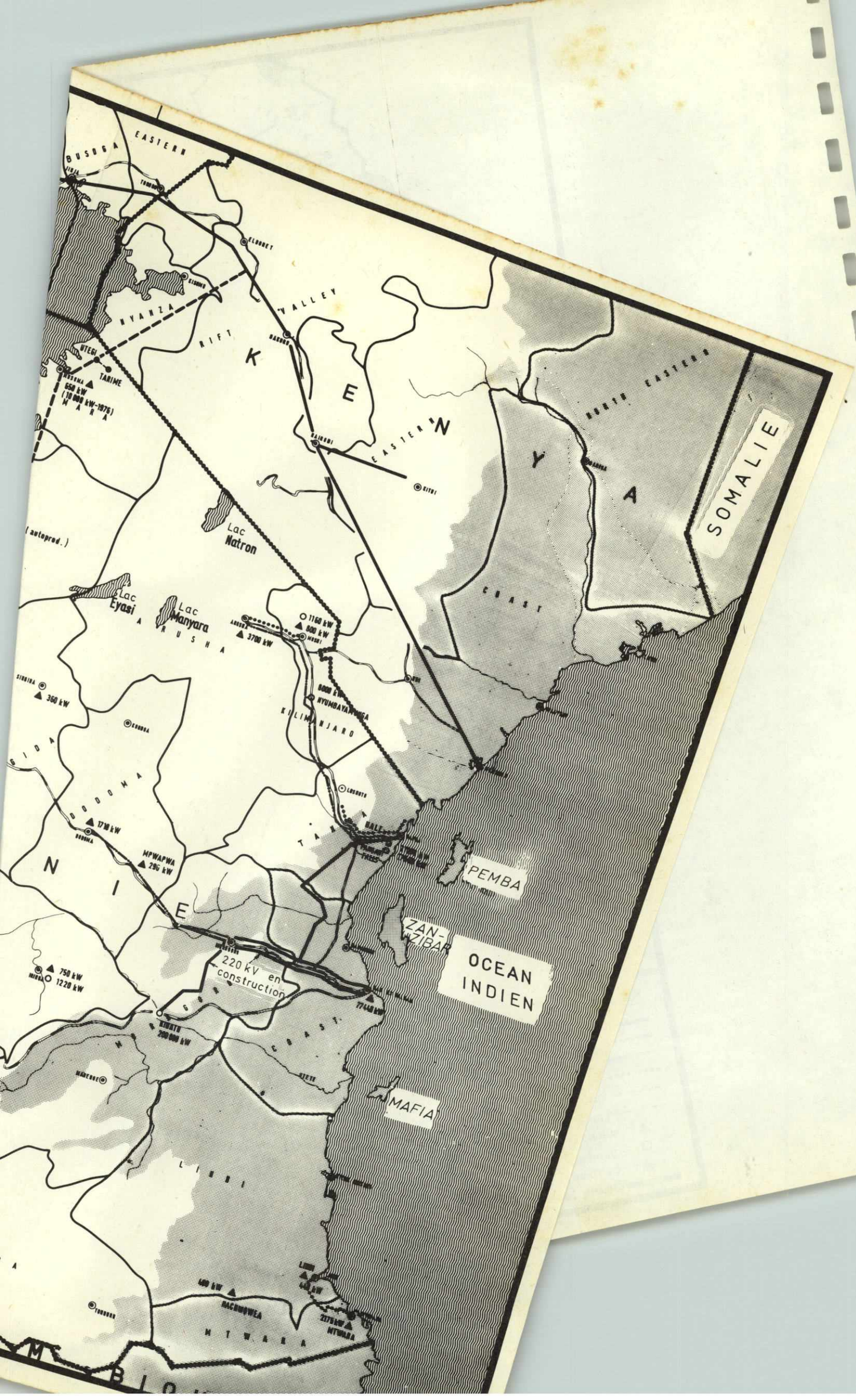


MAP SHOWING LOCATION OF EXISTING AND PROPOSED GENERATING PLANTS AND TRANSMISSION LINES IN THE KAGERA BASIN

PLAN DES USINES DE PRODUCTION EXISTANTES ET PREVUES ET LIGNES DE TRANSMISSION DU BASSIN DE LA KAGERA

FIG. 6.1


UGANDA
NORTH BUGANDA
WESTERN
SOUTHERN BUGANDA
MASAKA
KAMPALA
Barrage
KAKONO
800 kW
RWANDA
WEST LAKE
Chutes
KUSUMU
BURUNDI
BUJUMBURA
GITEGA
2000 kW appr.
(autoprod.)
GEITA
MWANZA
8660 kW
(10 000 kW-1975)
NGUDU
MASWA
13000 kW
MWADUI
SHINYANGA
KIGOMA
KIGOMA
720 kW
1610 kW
TABORA
TABORA
TANZANIA
ZAIRE
Tanganyika
Rukwa
MBEYA
ZAMBIE
1200 kW
340 kW
MBEYA
TUKUYU
800 kW
MALAWI
LEGENDE
LIGNE DE 132kV EXISTANTE
LIGNE D'INTERCOMM. PREVUE POUR LE BASSIN DE KAGERA
BOUCLE PREVUE POUR LA REGION DU LAC
LIGNE DE 33kV EXISTANTE
LIGNE DE 132kV PREVUE
LIGNE DE 33kV PREVUE
USINES DIESEL
USINES HYDRO-ELECTRIQUES
CENTRES PRINCIPAUX
CHEMIN DE FER
INSTALLATIONS POUR LA PRODUCTION D'ENERGIE EN TANZANIE ET EXPANSION EVENTUELLE DES LIGNES DE TRANSMISSION


BUSOGA
EASTERN
KENYA
RIFT VALLEY
NYANZA
UTEGI
TARIME
650 kW
(10 000 kW-1976)
WARA
Lac Natron
Lac Eyasi
Lac Manyara
ARUSHA
3700 kW
1160 kW
800 kW
360 kW
KILIMANJARO
DODOMA
170 kW
MPWAPWA
296 kW
TANGA
NIE
220 kV en construction
750 kW
1220 kW
LINDI
400 kW
MACHUWELA
MTWARA
NORTH EASTERN
SOMALIE
COAST
PEMBA
ZANZIBAR
OCEAN INDIEN
MAFIA

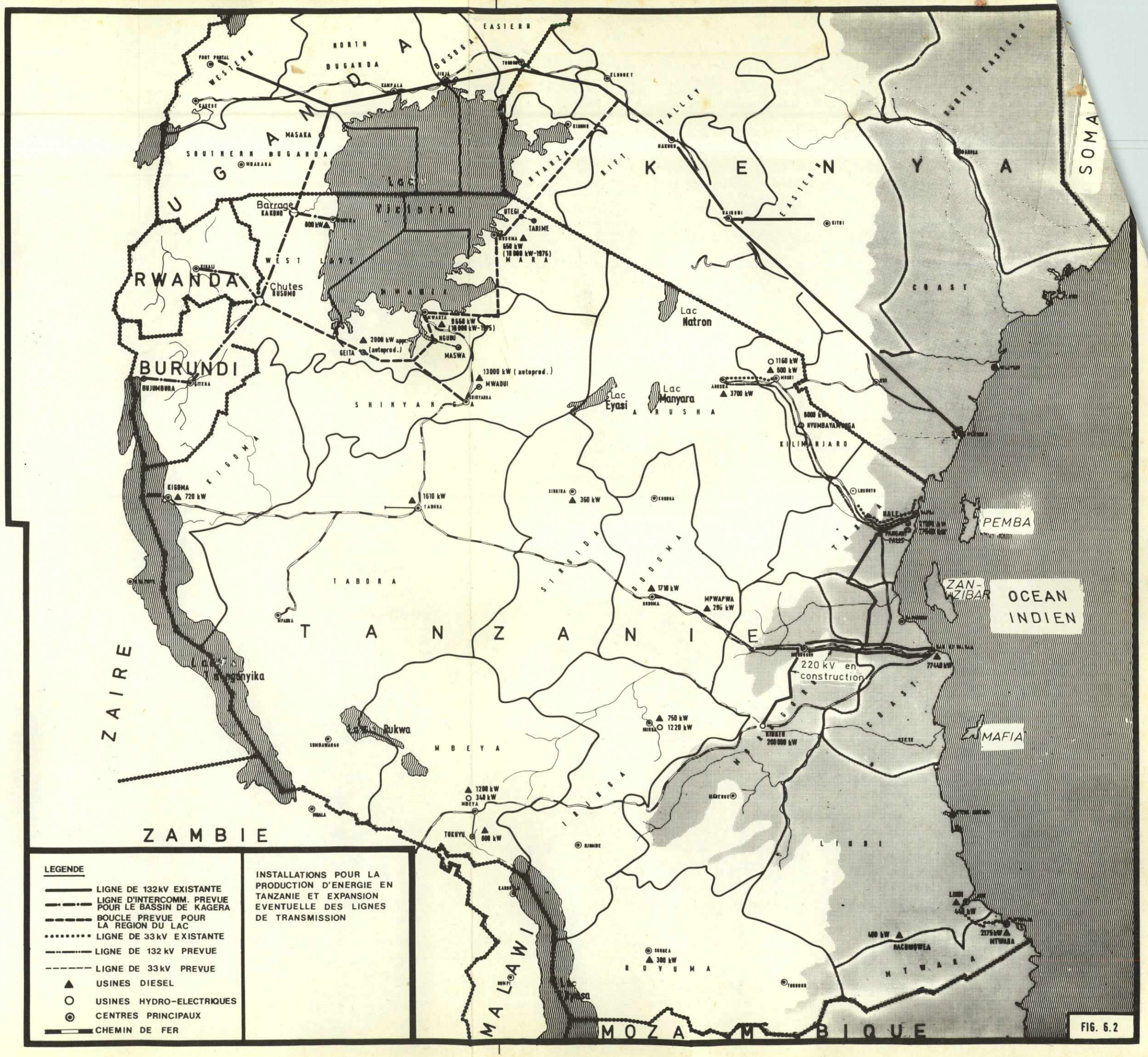
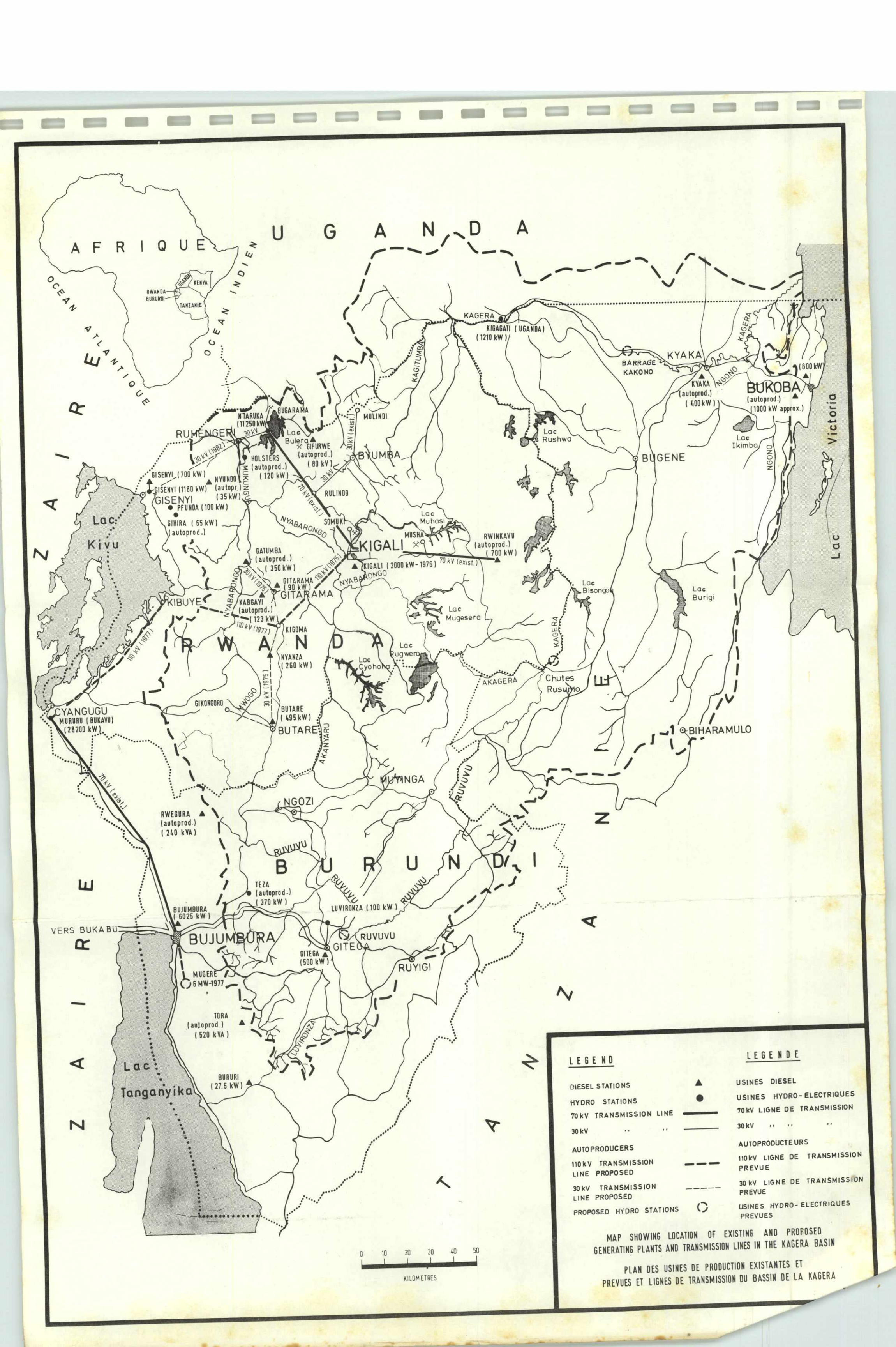

UGANDA
KENYA
RWANDA
BURUNDI
TANZANIE
ZAIRE
ZAMBIE
MALAWI
MOZAMBIQUE
SOMALIE
OCEAN INDIEN
PEMBA
ZANZIBAR
MAFIA
Lac Natron
Lac Eyasi
Lac Manyara
Lac Rukwa
Barrage KAKONO
Chutes KUSUMO
MASAKA
KAMPALA
TARIME
MASWA
MWADUI
GEITA
KIGOMA
720 kW
1610 kW
TABORA
MBEYA
220 kV en construction
LEGENDE
LIGNE DE 132kV EXISTANTE
LIGNE D'INTERCOMM. PREVUE POUR LE BASSIN DE KAGERA
BOUCLE PREVUE POUR LA REGION DU LAC
LIGNE DE 33kV EXISTANTE
LIGNE DE 132 kV PREVUE
LIGNE DE 33kV PREVUE
USINES DIESEL
USINES HYDRO-ELECTRIQUES
CENTRES PRINCIPAUX
CHEMIN DE FER
INSTALLATIONS POUR LA PRODUCTION D'ENERGIE EN TANZANIE ET EXPANSION EVENTUELLE DES LIGNES DE TRANSMISSION

FIG. 6.2



MAP SHOWING LOCATION OF EXISTING AND PROPOSED GENERATING PLANTS AND TRANSMISSION LINES IN THE KAGERA BASIN

PLAN DES USINES DE PRODUCTION EXISTANTES ET PREVUES ET LIGNES DE TRANSMISSION DU BASSIN DE LA KAGERA

- interconnexion des petits centres de Ngudu et Maswa, au sud-est de Mwanza et de la région de culture du coton de Geita au sud-ouest, par une ligne de 33 kV.

- interconnexion des petits centres de Kahama et Nzega, situés tous les deux au sud de Shinyanga, par une ligne de 33 kV.

Un projet d'interconnexion de grande envergure, reliant Bukoba, Mwanza, Shinyanga et Musona n'est pas prévu dans un proche avenir. Un tel projet fait partie des propositions pour une ligne de transmission à haut voltage entourant le Lac dont on a entendu parler mais qui n'a pas fait l'objet d'études approfondies.

6.5 DEVELOPPEMENT PRINCIPAL DE LA TRANSMISSION

A l'heure actuelle, une ligne de transmission de 132 kV s'étend de la centrale hydraulique des Chutes Owen jusqu'à Mombasa. La ligne traverse Kampala et Jinja en Ouganda, juste au nord du Lac Victoria, et aussi Nakuru et Nairobi, au Kenya. Une petite extension conduit à Masaka, sur la rive nord-est du Lac, et à 125 km au nord de Bukoba.

Les distances relativement petites entre le terminus à Masaka d'un côté, et les centres de demande et les plans de production d'énergie dans la région du Projet Kagera de l'autre, rendent possible l'expansion d'un réseau à haute tension à l'intérieur du Bassin de la Rivière. La proposition expérimentale rédigée il y a cinq ans suggère les liens de transmission suivants (illustrés dans la Figure 6.2):

- une branche de l'ouest du Lac, allant de Masaka aux Chutes Rusumo, où la construction d'une centrale a été proposée, qui passerait par un nouveau complexe de production d'énergie dans la région de Kakono/Kishanda. (Longueur nominale totale du trajet 270 km)

- une courte dérivation de la section Masalla - Kakono à Bukoba (42 km)

- deux grandes lignes de Rusomo à Bujumbura et Kigali (respectivement 200 km et 100 km)

- achèvement de la "Boucle du Lac" par une ligne allant de Rusomo par Shinyanga à Mwanza (340 km) et de là à Musoma (230 km) et finalement de Musoma, retour au développement existant de 132 kV au Kenya (260 km).

La longueur totale de la "Boucle du Lac" en elle-même, à l'exclusion de la diversion et des grandes lignes vers Bukoba, Bujumbura et Kigali, est d'environ 1100 km. Bien qu'il y aurait alimentation en énergie dans cette ligne, à différents points de son parcours, ses caractéristiques de transfert et de stabilité de demande ne permettrait probablement pas le choix d'un voltage de transmission inférieur à 220 kV. Le mérite de l'achèvement de la branche est du circuit de la boucle doit aussi être sujet à une investigation plus complète, ne perdant pas de vue que cette dernière a un parcours de 830 km pour interconnecter des centres de demande relativement peu importants, et que toute génération requise pour assurer la stabilité de la ligne

doit provenir d'une installation diesel. D'un autre côté, la ligne procurera un encouragement important pour un développement plus intensif de la Région de l'est du Lac.

La "Boucle du Lac" est d'importance considérable pour l'évaluation de l'ensemble du marché de l'énergie puisqu'elle relie entre elles toutes les zones de demande considérées dans ce Rapport. Pour évaluer le potentiel global de ce marché, on suppose deux cas:

1. Les réseaux situés à l'ouest du Lac Victoria sont interconnectés (c'est-à-dire, Bujumbura, Kigali et Bukoba). Il est probable qu'aucun développement important dans l'énergie ne se justifiera à l'avenir dans le Bassin de la rivière Kagera, sauf si cette interconnexion est réalisée. On ne prévoit pas de transfert de demande au-delà de la liaison avec Masaka (bien qu'un flux d'énergie vers l'Ouganda soit possible).

2. Le circuit circulaire autour du Lac Victoria est achevé et les centres de demande de Mwanza, Shinyanga et Musoma sont reliés au réseau de l'ouest du Lac.

Les prévisions de la demande, résumées pour ces deux cas, sont données dans la Section 7.

6.6 ELECTRIFICATION RURALE

L'électrification rurale est d'importance vitale pour le développement économique de la région. La nécessité de rendre l'électricité disponible plus aisément à une population à prédominance rurale et les facteurs économiques entravant un usage plus répondu tel que celui-ci, ont déjà été mentionnés dans la Section 4.9.

L'extrapolation statistique de l'accroissement de la demande expérimenté dans le passé implique que le nombre de nouveaux consommateurs, et de la distribution de leurs connexions, s'accroîtra exponentiellement. L'étude statistique ne considère pas la façon dont l'expansion du réseau de distribution sera réalisée. Cet aspect est particulièrement important au Burundi, Rwanda et dans quelques zones de la Région du Lac où une simple liaison de la population rurale éparse entraînerait des dépenses exorbitantes au réseau de distribution.

Les données actuelles suggèrent que la limitation de la distribution d'électricité aux centres de population, petites cités et villages Ujamaa en Tanzanie pourrait surmonter cet obstable. Ces centres attireront cette partie de la population qui n'est pas attachée à la terre et procurera des services centralisés aux autres. L'accroissement de la demande d'électricité dans ces centres correspondra très probablement à l'expérience enregistrée dans les statistiques et le plan d'électrification rurale sera donc en accord avec les projections du marché de l'énergie qui ont été formulées pour les centres de population dans leur ensemble.

Ce sujet devra être considéré à nouveau lorsque les résultats des études sectorales seront disponibles, parce que la planification de l'agriculture pourrait produire des changements dans le type d'électrification proposé.

7 DEMANDE TOTALE D'ELECTRICITE DANS LA REGION DU PROJET

7.1 METHODE DE SOMMATION

Les projections du marché de l'énergie formulées dans la Section 5 sont faites de trois composantes:

1. la demande de base
2. la demande contingente
3. la demande de substitution

Les projections de ces composantes ont été établies pour chaque centre de demande, un centre de demande étant un réseau électrique interconnecté (par exemple, Bujumbura, Kigali) ou un endroit isolé électriquement parlant (par exemple, Bukoba, Musoma, etc...). Comme le réseau électrique est étendu, et jusqu'ici il comprend des centres isolés, la demande de ces centres est ajoutée à la demande du réseau. Dans tous les cas, la distinction entre les trois composantes est conservée.

Deux principaux développements de la transmission sont décrits dans la Section 6.

a. une ligne d'interconnexion dans le Bassin de la Rivière Kagera, joignant les réseaux de Bujumbura et Kigali avec Bukoba. Dans ce cas, les demandes des trois centres constituants sont additionnées par composantes de demande.

b. la ligne d'interconnexion est reliée à un circuit de transmission interconnectant les centres de la Région du Lac, soit Mwanza, Shinyanga et Musoma. Dans ce cas, les demandes des trois centres additionnels sont totalisées et ajoutées à celles du système de la ligne de liaison. Ceci est fait également par les composantes de demande.

On arrive à la demande totale d'électricité par cette méthode de manière à obtenir une estimation des demandes auxquelles il peut être répondu à partir de nouvelles centrales génératrices situées dans le Bassin de la Rivière Kagera.

Les demandes de base représentent le minimum de l'ensemble des besoins. Les demandes de contingence et de substitution réunies, lorsque ajoutées aux demandes de base, constituent le total maximum probable des besoins. Ces besoins maximums probables pourraient être dépassés si, à moyen et long terme, la demande de base atteint le quartile supérieur de la projection de la demande (voir Section 5.1). Mais il serait imprudent de lier le marché de l'énergie maximum probable à une addition des maxima. La moyenne des projections de la demande, reconsidérée si nécessaire, comme décrit dans la Section 5, sert donc pour les prévisions à moyen et long terme.

7.2 DEMANDES DES CENTRES DE DEMANDE

La demande totale d'électricité qui devrait s'élever dans chacun des centres de demande durant la période 1973 - 2000, selon les estimations, est résumée

en une série de tables énumérées ci-dessous. Pour chaque cas, la projection de la demande est basée sur le taux d'accroissement statistique le plus probable qui n'est pas nécessairement la moyenne des quartiles supérieurs et inférieurs des caractéristiques d'accroissement, mais est sélectionnée à partir de perspectives locales particulières. On ajoute à cette projection de base la somme des demandes de contingence et de substitution qui ensemble forment la marge de contingence. Les prévisions du marché sont divisées en trois périodes de temps - court, moyen et long terme - qui tiennent compte de l'augmentation de l'incertitude des prévisions en relation avec la longueur de la période de projection. L'estimation finale du maximum de la demande et de l'énergie est donnée en termes de quantités envoyées dans les réseaux locaux. Lorsque approprié, on a tenu compte de pertes en cours de transmission dans le réseau interconnecté et de la diversité des demandes maximums.

Les résultats sont donnés dans les tables suivantes:

Table 7.1 Le marché de l'énergie dans le système de Bujumbura (incorporant toutes les demandes interconnectées du Burundi).

Table 7.2 Le marché de l'énergie pour le réseau interconnecté de Kigali.

Table 7.3 Le marché de l'énergie pour le réseau de Kigali et en addition les demandes importantes qui, selon les prévisions, surviendront.

Table 7.4 Le marché de l'énergie pour chacun des centres de demande dans la Région du Lac en Tanzanie (Bukoba, Musoma, Mwanza et Shinyanga).

7.3 DEMANDE TOTALE DANS LA REGION DU PROJET

La demande totale est estimée pour deux groupes de demande:

1. Le groupe ouest, comprenant les centres de demande de Bujumbura, Kigali et Bukoba. L'ensemble de la demande de ces centres est augmenté de 4 % en raison des pertes dans le principal réseau de transmission interconnecté. En vue de la "pointe" relativement prononcée des courbes de demande journalière de ces centres, une marge de 2 % est prévue pour la diversité de la demande maximum.

2. Tous les centres de demande dans la région du projet, y compris le groupe ouest et les centres de Mwanza, Shinyanga et Musoma. L'ensemble des demandes émanant des trois derniers centres est augmenté de 6 % en prévision de pertes additionnelles dans la section est du principal réseau de transmission. Les courbes de demande journalière pour la Région du Lac (à l'exception de Bukoba) sont relativement plates et aucune provision n'est nécessaire pour parer à la diversité de la demande maximum.

Le marché de l'énergie pour le groupe ouest est donné dans la Table 7.5 et dans la Table 7.6 pour l'ensemble des centres de demande.

TABLE 7.1

ESTIMATIONS GROUPEES POUR LES DEMANDES IMPORTANTES INTERCONNECTEES AVEC LE RESEAU DE BUJUMBURA, BURUNDI (1973-2000)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ENERGIE ENVOYEE (GWh)																												
RESEAU DE BUJUMBURA (Table 5.3)	24.0	27.2	29.6	32.1	34.6	37.4	40.3	43.4	46.7	50.2	54.0	58.0	62.3	66.9	71.9	77.2	82.8	87.9	95.4	102.3	109.8	117.8	126.3	135.4	145.2	155.7	166.9	178.9
Entreprises industrielles (Section 5.8.1)			4.8	5.7	6.8	8.1	9.7	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
Usine textile					8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
Total	24.0	27.2	34.4	37.8	50.3	54.3	58.7	63.7	67.0	70.5	74.3	78.3	82.6	87.3	92.2	97.5	103.2	108.3	115.7	122.7	130.1	138.1	146.6	155.8	165.5	176.0	187.2	199.2
DEMANDE MAXIMUM SIMULTANEE (MW)																												
RESEAU DE BUJUMBURA (Table 5.3)	4.6	5.2	5.4	5.7	6.0	6.5	7.0	7.5	8.1	8.7	9.4	10.1	10.8	11.6	12.5	13.4	14.4	15.3	16.5	17.7	19.0	20.4	21.9	23.5	25.2	27.0	28.9	31.0
Entreprises industrielles			1.2	1.4	1.6	1.8	2.1	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Usine textile					2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Total	4.6	5.2	6.6	7.1	9.8	10.5	11.3	12.1	12.7	13.3	14.0	14.7	15.4	16.2	17.1	18.0	19.0	19.9	21.1	22.3	23.6	25.0	26.5	28.1	29.8	31.6	33.5	35.6

TABLE 7.2

ESTIMATIONS GROUPEES POUR LES CENTRES ISOLES INTERCONNECTES AVEC LE RESEAU DE KIGALI, RWANDA (1973-2000)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ENERGIE ENVOYEE (GWh)																												
Kigali (Table 5.6)	28.2	33.3	36.6	40.0	43.7	47.4	51.4	54.8	57.8	60.8	63.7	66.7	69.5	72.6	75.9	79.4	83.0	86.0	91.1	95.5	100.2	105.2	111.1	116.8	122.8	129.3	136.2	143.6
Nyanza (Table 5.6)				0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4
Butare (Table 5.6)				1.7	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6	2.7	2.9	3.1	3.3	3.5	3.7	4.0	4.2	4.5	4.8	5.1	5.4	5.8	6.2	6.6	7.0	7.4	7.9
Gitarama (Table 5.6)				0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6
Cyangugu (Table 5.6)						0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	2.0	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2
Gisenyi (Table 5.6)											3.2	3.4	3.6	3.9	4.1	4.4	4.6	4.9	5.2	5.5	5.9	6.2	6.6	7.0	7.4	7.9	8.3	8.8
Energie totale envoyée	28.2	33.3	36.6	42.1	45.9	50.8	54.9	58.6	61.8	65.0	71.4	74.8	78.2	81.9	85.8	89.8	94.1	97.8	103.8	108.6	114.4	120.3	127.1	133.8	141.0	148.7	156.8	165.5
DEMANDE MAXIMUM SIMULTANEE (MW)																												
Kigali	5.3	6.3	6.9	7.5	8.1	8.8	9.4	10.0	10.5	11.0	11.6	12.1	12.6	13.2	13.8	14.4	15.0	15.8	16.5	17.3	18.2	19.1	20.1	21.2	22.3	23.4	24.7	26.0
Nyanza				0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3
Butare				0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
Gitarama				0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
Cyangugu						0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9
Gisenyi											0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6
Total	5.3	6.3	6.9	8.2	8.8	9.8	10.4	10.9	11.5	12.0	13.3	13.8	14.4	15.2	15.9	16.6	17.2	18.2	19.1	20.1	21.1	22.2	23.4	24.6	25.9	27.2	28.9	30.6
Ajustement pour diversité				-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1																		
Demande maximum simultanée	5.3	6.3	6.9	8.0	8.6	9.7	10.3	10.8	11.4	11.9	13.3	13.8	14.4	15.2	15.9	16.6	17.2	18.2	19.1	20.1	21.1	22.2	23.4	24.6	25.9	27.2	28.9	30.6

TABLE 7.3

ESTIMATIONS GROUPEES DES DEMANDES IMPORTANTES INTERCONNECTEES AVEC LE RESEAU DE KIGALI (1973-2000)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ENERGIE ENVOYEE (GWh)																												
RESEAU DE KIGALI																												
Totaux (de la Table 7.2)	28.2	33.3	36.6	42.1	45.9	50.8	54.9	58.6	61.8	65.0	71.4	74.8	78.2	81.9	85.8	89.8	94.4	97.8	103.6	108.8	114.4	120.3	127.1	133.8	141.3	148.7	156.8	165.5
Transformation de produits agricoles (Section 5.8.2)				2.6	2.9	3.1	3.4	3.8	4.1	4.5	4.9	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
Usines textiles (Section 5.7.2)				2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Industries chimiques (Section 5.8.3)								5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
Autres (de la Section 5.8.3)											2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Total	28.2	33.3	36.6	46.7	50.8	55.9	60.3	69.9	73.5	77.1	85.9	89.8	93.2	96.9	100.8	104.8	109.4	112.8	118.6	123.8	129.4	135.3	142.1	148.8	156.3	163.7	171.8	180.5
DEMANDE MAXIMUM SIMULTANEE (MW)																												
RESEAU DE KIGALI																												
Totaux (de la Table 6.1)	5.3	6.3	6.9	8.0	8.6	9.7	10.3	10.8	11.4	11.9	13.3	13.8	14.4	15.2	15.9	16.6	17.2	18.2	19.1	20.1	21.2	22.2	23.4	24.6	25.9	27.2	29.0	30.6
Transformation de produits agricoles				0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Usines textiles				0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Industries chimiques								1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Autres											0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Total	5.3	6.3	6.9	9.2	9.8	10.9	11.6	13.6	14.2	14.8	16.7	17.3	17.9	18.7	19.4	20.1	20.7	21.7	22.6	23.6	24.7	25.7	26.9	28.1	29.4	30.7	32.5	34.1

TABLE 7.4

ESTIMATIONS GROUPEES DES DEMANDES IMPORTANTES INTERCONNECTEES, DANS LA REGION DU LAC (1973-2000)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ENERGIE ENVOYEE (GWh)																												
BUKOBA (demande de base, de la Table 5.4)	2.7	3.0	3.3	3.7	4.1	4.5	5.0	5.6	6.3	7.0	7.8	8.7	9.8	10.9	12.2	13.7	15.3	17.1	19.2	21.5	24.0	26.9	30.1	33.8	37.9	42.4	47.6	53.3
Transformation de produits agricoles et industriels (de la Section 5.8.3)				2.0	2.2	2.4	2.7	2.9	3.2	3.5	3.9	4.3	4.7	5.2	5.7	6.3	6.9	7.6	8.4	9.2	10.1	11.1	12.2	13.5	14.8	16.3	17.9	19.7
Total	2.7	3.0	3.3	5.7	6.3	7.0	7.7	8.5	9.5	10.6	11.7	13.0	14.5	16.1	17.9	19.9	22.2	24.7	27.6	30.7	34.2	38.0	42.4	47.3	52.7	58.7	65.5	73.0
MUSOMA (demande de base, de la Table 5.4)	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.7	2.9	3.2	3.5	3.8	4.2	4.5	4.9	6.0	6.5	7.0	7.6	8.2	8.9	9.6	10.5	11.3	12.1	13.1	14.0	15.0	16.0
Usine textile et transformation du coton (de la Section 5.7.3)				26.0	26.0	26.4	26.7	26.9	27.2	27.5	27.9	28.3	28.7	29.2	29.7	30.3	30.9	31.6	32.4	33.2	34.1	35.1	36.2	37.5	38.8	40.3	41.9	43.7
Total	1.5	1.6	1.8	28.0	28.4	28.8	29.3	29.8	30.4	31.0	31.7	32.5	33.3	34.1	35.7	36.7	37.9	39.2	40.6	42.1	43.8	45.6	47.5	49.6	51.9	54.3	56.9	59.7
MWANZA (demande de base, de la Table 5.4)	28.8	31.1	33.7	36.4	39.4	42.6	46.1	49.9	53.9	58.3	63.1	68.3	73.8	80.3	86.8	93.9	101.6	109.9	119.5	129.3	139.8	151.3	163.6	177.0	191.5	207.1	224.0	242.3
Usine textile (de la Section 5.7)				10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Tannerie (de la Section 5.8)					6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
Autres (de la Section 5.8)													12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Total	28.8	31.1	33.7	46.4	56.2	59.4	62.9	66.7	70.7	75.1	79.9	85.1	102.6	109.1	115.6	122.7	130.4	138.7	148.3	158.1	168.6	180.1	192.4	205.8	220.3	235.9	252.8	271.1
SHINYANGA (demande de base, de la Table 5.4)	3.2	3.2	3.4	3.7	4.0	4.3	4.7	5.1	5.4	5.9	6.4	7.0	7.6	8.2	9.0	9.8	10.6	11.6	12.7	13.8	15.0	16.4	17.9	19.5	21.3	23.6	25.4	27.3
Conserveries de viandes (de la Section 5.8)				3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Pompage d'eau (de la Section 5.8)					2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Total	3.2	3.2	3.4	6.7	9.4	9.7	10.1	10.5	10.8	11.3	11.8	12.4	13.0	13.6	14.4	15.2	16.0	17.0	18.1	19.2	20.4	21.8	23.3	24.9	26.7	29.0	30.8	33.1
DEMANDE MAXIMUM (MW)																												
BUKOBA (demande de base, de la Table 5.4)	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	2.5	2.7	3.0	3.3	3.6	4.1	4.6	5.0	5.5	6.0	6.7	7.4	8.2	9.0	9.9	11.1
Transformation de produits agricoles et industriels				0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.6	2.9	3.2	3.4	3.8	4.1
Sous-total	0.7	0.8	0.9	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.9	3.2	3.6	3.9	4.3	4.7	5.2	5.8	6.5	7.0	7.7	8.4	9.3	10.3	11.4	12.4	13.7	15.2
MUSOMA (demande de base, de la Table 5.4)	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.3	2.5	2.7	2.9	3.1	3.3	3.5
Usine textile et transformation du coton				6.5	6.5	6.6	6.7	6.7	6.8	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2	7.3	7.4	7.6	7.7	7.9	8.0	8.2	8.4	8.6	8.9	9.2	9.4	9.8	10.1
Sous-total	0.4	0.4	0.5	7.0	7.1	7.2	7.4	7.5	7.6	7.7	7.9	8.1	8.3	8.5	8.7	8.9	9.2	9.4	9.8	10.0	10.4	10.7	11.1	11.6	12.1	12.5	13.1	13.6
MWANZA (demande de base, de la Table 5.4)	5.5	5.9	6.3	6.7	7.2	7.7	8.3	8.8	9.5	10.1	10.8	11.6	12.4	13.4	14.3	15.3	16.6	17.9	19.5	21.1	22.8	24.7	26.7	28.9	31.2	33.8	36.5	39.5
Usine textile				2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Tannerie					1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Autres													3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Sous-total	5.5	5.9	6.3	9.2	11.4	11.9	12.5	13.0	13.7	14.3	15.0	15.8	19.6	20.6	21.5	22.5	23.8	25.1	26.7	28.3	30.0	31.9	33.9	36.1	38.4	41.0	43.7	46.7
SHINYANGA (demande de base, de la Table 5.4)	1.0	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	2.0	2.1	2.3	2.5	2.7	3.0	3.2	3.5	3.8	4.1	4.5	4.9	5.4	5.9	6.4	7.1	7.6	8.3
Conserveries de viandes				0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Pompage d'eau					0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Sous-total	1.0	1.0	1.1	2.0	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.4	3.5	3.7	3.9	4.1	4.4	4.6	4.9	5.2	5.5	5.9	6.3	6.8	7.3	7.8	8.5	9.1	9.7

TABLE 7.5

ESTIMATIONS GROUPEES DE L'ENERGIE ENVOYEE (en GWh) POUR LES CENTRES DE DEMANDE DANS LE BASSIN DE LA RIVIERE KAGERA (1973-2000)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Réseau de Bujumbura et demandes importantes (de la Table 7.1)	24,0	27,2	34,4	37,8	50,3	54,3	58,7	63,7	67,0	70,5	74,3	78,3	82,6	87,35	92,2
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES															
Gitega (de la Table 5.4)						1,5	1,7	2,2	2,0	2,2	2,4	2,7	2,9	3,18	3,7
Usines à thé (de la Section 5.9.2)							4,8	5,3	5,8	6,4	7,0	7,7	7,7	7,7	7,7
Traitement du nickel (de la Section 5.6.3)												409,3	414,4	420,05	426,2
Total	24,0	27,2	34,4	37,8	50,3	55,8	65,2	71,2	74,8	79,1	83,7	408,0	507,6	518,21	530,1
Réseau de Kigali et demandes importantes (de la Table 7.3)	28,2	33,3	36,6	46,7	50,8	55,9	60,3	69,9	73,5	77,1	85,9	89,8	93,2	96,90	100,8
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES															
Cimenterie (de la Section 5.8.2)								6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Total	28,2	33,3	36,6	46,7	50,8	55,9	60,3	76,8	80,4	84,0	92,8	96,7	100,1	103,80	107,7
Bukoba et demandes importantes (de la Table 7.4)	2,7	3,0	3,3	5,7	6,3	7,0	7,7	8,5	9,5	10,6	11,7	13,0	14,5	16,07	17,9
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES															
Plantation de cannes à sucre (de la Section 5.9.4)			2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,6	3,9	4,2	4,6	4,99	5,4
Traitement du nickel (de la Section 5.6.3)														409,30	414,7
Total	2,7	3,0	5,3	7,8	8,6	9,5	10,5	11,6	12,8	14,1	15,6	17,3	19,1	430,36	437,7
Demande de base totale + 4% de pertes	57,1	66,1	77,3	93,8	111,6	121,8	131,8	147,8	156,0	164,5	178,8	188,4	197,9	208,23	219,3
Total des demandes de substitution et contingentes + 4% de pertes			2,1	2,3	2,5	4,2	9,2	18,1	18,7	19,8	21,0	448,1	454,0	886,24	899,1
DEMANDE TOTALE DU GROUPE	57,1	66,1	79,3	95,3	114,0	126,1	141,4	166,0	174,7	184,3	199,9	636,4	651,8	1094,47	1118,4

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Réseau de Bujumbura et demandes importantes (de la Table 7.1)	97,5	103,2	108,3	115,7	122,7	130,1	138,0	146,6	155,8	165,5	176,0	187,2	199,2
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES													
Gitega (de la Table 5.4)	3,8	4,2	4,9	5,0	5,5	6,0	6,6	7,3	7,9	8,7	9,5	10,4	11,4
Usines à thé (de la Section 5.9.2)	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
Traitement du nickel (de la Section 5.6.3)	433,6	441,7	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6
Total	542,7	557,3	939,5	947,1	954,5	962,5	971,0	980,2	990,0	1000,6	1011,9	1024,0	1037,0
Réseau de Kigali et demandes importantes (de la Table 7.3)	104,8	109,4	112,8	118,6	123,8	129,4	135,3	142,1	148,8	156,3	163,7	171,8	180,5
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES													
Cimenterie (de la Section 5.8.2)	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Total	111,7	116,3	119,7	125,5	130,7	136,3	142,2	149,0	155,7	163,2	170,6	178,7	187,4
Bukoba et demandes importantes (de la Table 7.4)	19,9	22,2	24,7	27,6	30,7	34,2	38,0	42,4	47,3	52,7	58,7	65,5	73,0
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES													
Plantation de cannes à sucre (de la Section 5.9.4)	5,9	6,4	7,0	7,6	8,2	8,9	9,7	10,6	11,5	12,5	13,6	14,7	16,0
Traitement du nickel (de la Section 5.6.3)	420,0	426,4	433,6	441,7	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6	818,6
Total	445,9	455,1	465,2	476,8	857,5	861,7	866,4	871,5	877,4	883,8	890,9	898,8	907,6
Demande de base totale + 4% de pertes	231,1	244,2	255,5	272,3	288,2	305,4	323,8	344,3	365,9	389,5	414,4	441,5	490,9
Total des demandes de substitution et contingentes + 4% de pertes	913,1	929,1	1329,9	1339,0	1732,2	1733,5	1734,9	1736,4	1738,1	1739,9	1741,9	1744,0	1746,4
DEMANDE TOTALE DU GROUPE	1144,2	1173,2	1585,4	1611,3	2020,4	2038,7	2058,7	2080,8	2104,0	2129,4	2156,2	2185,5	2217,3

ESTIMATIONS GROUPEES DE LA DEMANDE MAXIMUM (en MW) POUR LES CENTRES DE DEMANDE DANS LE BASSIN DE LA RIVIERE KAGERA (1973-2000)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Réseau de Bujumbura et demandes importantes (de la Table 7.1)	4,6	5,2	6,6	7,1	9,8	10,5	11,3	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2	17,1
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES															
Gitega (de la Table 5.4)						0,3	0,3	0,5	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
Usines à thé (de la Section 5.9.2)							1,2	1,3	1,5	1,6	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9
Traitement du nickel (de la Section 5.6.3)												60,2	61,3	62,4	63,6
Total	4,6	5,2	6,6	7,1	9,8	10,8	12,8	13,9	14,6	15,4	16,3	77,4	79,2	81,2	83,4
Réseau de Kigali et demandes importantes (de la Table 7.3)	5,3	6,3	6,9	9,2	9,8	10,9	11,6	13,6	14,2	14,8	16,7	17,3	17,9	18,7	19,4
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES															
Cimenterie et installation (de la Section 5.8.2)								1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Total	5,3	6,3	6,9	9,2	9,8	10,9	11,6	14,6	15,2	15,8	17,7	18,3	18,9	19,7	20,4
Bukoba et demandes importantes (de la Table 7.4)	0,7	0,8	0,9	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6	2,9	3,2	3,6	3,9	4,3
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES															
Plantation de cannes à sucre (de la Section 5.9.4)			0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
Traitement du nickel (de la Section 5.6.3)														60,2	61,3
Total	0,7	0,8	1,4	2,0	2,2	2,4	2,7	3,0	3,2	3,5	3,9	4,3	4,8	65,4	67,0
Demande de base totale + 4% de pertes et 2% de diversité	10,8	12,5	14,7	18,1	21,6	23,7	25,4	28,4	29,9	31,3	34,2	35,9	37,6	39,6	41,6
Total des demandes de substitution et contingentes + 4% de pertes et 2% de diversité			0,5	0,5	0,6	0,9	2,2	3,7	3,8	4,1	4,4	66,0	67,3	130,0	132,5
DEMANDE TOTALE DU GROUPE	10,8	12,5	15,2	18,6	22,2	24,6	27,6	32,1	33,7	35,4	38,6	101,9	104,9	169,6	174,1

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Réseau de Bujumbura et demandes importantes (de la Table 7.1)	18,0	19,0	19,9	21,1	22,3	23,6	25,0	26,5	28,1	29,8	31,6	33,5	35,6
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES													
Gitega (de la Table 5.4)	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4
Usines à thé (de la Section 5.9.2)	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Traitement du nickel (de la Section 5.6.3)	65,0	66,5	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8
Total	85,7	88,3	143,6	144,8	146,1	147,6	149,1	150,7	152,4	154,3	156,3	158,4	160,7
Réseau de Kigali et demandes importantes (de la Table 7.3)	20,1	20,7	21,7	22,6	23,6	24,7	25,7	26,9	28,1	29,4	30,7	32,5	34,1
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES													
Cimenterie et installation (de la Section 5.8.2)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Total	21,1	21,7	22,7	23,6	24,6	25,7	26,7	27,9	29,1	30,4	31,7	33,5	35,1
Bukoba et demandes importantes (de la Table 7.4)	4,7	5,2	5,8	6,5	7,0	7,7	8,4	9,3	10,3	11,4	12,4	13,7	15,2
DEMANDES DE SUBSTITUTION ET CONTINGENTES													
Plantation de cannes à sucre (de la Section 5.9.4)	1,5	1,6	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6	2,9	3,1	3,4	3,7	4,0
Traitement du nickel (de la Section 5.6.3)	62,4	63,6	65,0	66,5	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8
Total	68,6	70,4	72,5	74,9	129,9	130,7	131,6	132,7	134,0	135,3	136,6	138,2	140,0
Demande de base totale + 4% de pertes et 2% de diversité	43,6	45,8	48,3	51,2	53,9	57,0	60,3	63,9	67,8	71,9	76,2	81,2	86,5
Total des demandes de substitution et contingentes + 4% de pertes et 2% de diversité	135,2	138,1	195,1	196,8	252,5	252,8	253,1	253,4	253,8	254,2	254,7	255,2	255,7
DEMANDE TOTALE DU GROUPE	178,8	183,9	243,4	248,0	306,4	309,8	313,4	317,3	321,6	326,1	330,9	336,4	342,2

TABLE 7.6

ESTIMATIONS GROUPEES DE L'ENERGIE ENVOYEE POUR LA BOUCLE DU LAC (1973-2000) (GWh)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1883	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Mwanza et demandes importantes (de la Table 7.4)	28.8	31.1	33.7	46.4	56.2	59.4	62.9	66.7	70.7	75.1	79.9	85.1	102.6	109.1	115.6	122.7	130.4	138.7	148.3	158.1	168.6	180.1	192.4	205.8	220.3	235.9	252.8	271.1
Shinyanga et demandes importantes (de la Table 7.4)	3.2	3.2	3.4	6.7	9.4	9.7	10.1	10.5	10.8	11.3	11.8	12.4	13.0	13.6	14.4	15.2	16.0	17.0	18.1	19.2	20.4	21.8	23.3	24.9	26.7	29.0	30.8	33.1
Musoma et demandes importantes (de la Table 7.4)	1.5	1.6	1.8	28.0	28.4	28.8	29.3	29.8	30.4	31.0	31.7	32.5	33.3	34.1	35.7	36.7	37.9	39.2	40.6	42.1	43.8	45.6	47.5	49.6	51.9	54.3	56.9	59.7
Sous-total + 6% de pertes	35.4	38.1	41.3	86.1	99.7	103.9	108.4	113.4	118.9	124.5	130.8	137.7	157.8	166.2	175.6	185.1	195.4	206.6	219.4	232.6	246.8	262.3	279.0	297.1	316.8	338.3	361.0	385.8
Total de la demande de base du groupe pour x) Bujumbura + Kigali + Bukoba (de la Table 7.5)	57.1	66.1	77.3	93.8	111.6	121.8	131.8	147.8	156.0	164.5	177.8	188.4	197.9	208.2	219.3	231.1	244.2	255.5	272.3	288.2	305.4	323.8	344.3	365.9	389.5	414.4	441.5	470.9
Total	92.5	104.2	118.5	179.9	211.3	225.7	240.3	261.2	274.8	289.0	308.6	326.0	355.7	374.5	394.9	811.2	439.6	462.1	491.7	520.8	552.1	586.1	623.3	663.1	706.3	752.7	802.4	856.7
Demandes de substitution et contingentes xx) + 4% de pertes (de la Table 7.5)			2.1	2.3	2.5	4.2	9.6	18.1	18.7	19.8	21.0	448.1	454.0	886.2	899.1	913.1	929.1	1329.9	1339.0	1732.2	1733.5	1734.9	1736.4	1738.1	1739.9	1741.9	1744.0	1746.4
Total	92.5	104.2	120.6	182.1	213.7	229.9	249.9	279.4	293.3	308.8	329.6	774.1	809.6	1270.7	1294.0	1329.4	1368.7	1792.0	1830.7	2253.0	2285.6	2321.0	2359.8	2401.2	2446.2	2494.6	2546.5	2603.1

x) Comprend 4% de pertes dans le système pour le réseau interconnecté de Bujumbura - Kigali - Bukoba.

xx) Les 4% de pertes émanent de l'interconnexion de ces demandes au réseau de Bujumbura - Kigali - Bukoba.

ESTIMATIONS GROUPEES DE LA DEMANDE MAXIMUM ENVOYEE A LA BOUCLE DU LAC (1973-2000) (MW)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Mwanza et demandes importantes (de la Table 7.4)	5.5	5.9	6.3	9.2	11.4	11.9	12.5	13.0	13.7	14.3	15.0	15.8	19.6	20.6	21.5	22.5	23.8	25.1	26.7	28.3	30.0	31.9	33.9	36.1	38.4	41.0	43.7	46.7
Shinyanga et demandes importantes (de la Table 7.4)	1.0	1.0	1.1	2.0	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.4	3.5	3.7	3.9	4.1	4.4	4.6	4.9	5.2	5.5	5.9	6.3	6.8	7.3	7.8	8.5	9.1	9.7
Musoma et demandes importantes (de la Table 7.4)	0.4	0.4	0.5	7.0	7.1	7.2	7.4	7.5	7.6	7.7	7.9	8.1	8.3	8.5	8.7	8.9	9.2	9.4	9.8	10.0	10.4	10.7	11.1	11.6	12.1	12.5	13.1	13.6
Sous-total + 6% de pertes	7.3	7.7	8.4	19.3	22.5	23.2	24.2	24.9	25.9	26.7	27.9	29.0	33.5	35.0	36.4	37.9	39.9	41.8	44.2	46.4	49.1	51.8	54,9	58.3	61.8	65.7	69.9	74.2
Total de la demande de base du groupe pour x) Bujumbura + Kigali + Bukoba (de la Table 7.5)	10.8	12.5	14.7	18.1	21.6	23.7	25.4	28.4	29.9	31.3	34.2	35.9	37.6	39.6	41.6	43.6	45.8	48.3	51.2	53.9	57.0	60.3	63.9	67.8	71.9	76.2	81.2	86.5
Total	18.1	20.2	23.1	37.4	44.1	46.9	49.6	53.3	55.8	58.0	62.1	64.9	71.1	74.6	78.0	81.5	85.7	90.1	95.4	100.3	106.1	112.1	118.8	126.1	133.7	141.9	151.1	160.7
Demandes de substitution et contingentes xx) (de la Table 7.5)			0.5	0.5	0.6	0.9	2.2	3.7	3.8	4.1	4.4	66.0	67.3	130.0	132.5	135.2	138.1	195.1	196.8	252.5	252.8	253.1	253.4	253.8	254.2	254.7	255.2	255.7
TOTAL	18.1	20.2	23.6	37.9	44.7	47.8	51.8	57.0	59.6	62.1	66.5	130.9	138.4	204.6	210.5	216.7	223.8	285.2	292.2	352.8	358.9	365.2	372.2	379.9	387.9	396.6	406.3	416.4

x) Comprend 4% de pertes dans le système et 2% de diversité pour le réseau interconnecté de Bujumbura - Kigali - Bukoba.

xx) Comprend 4% de pertes dans le système et 2% de diversité pour le réseau interconnecté de Bujumbura.

7.4 INTERPRETATION DES RESULTATS

Les nouvelles centrales hydrauliques conçues dans le Plan Indicatif du Bassin de la présente étude ne seront probablement pas opérationnelles commercialement avant 1982. Donc, 1982 est la première année pour laquelle les projections du marché de l'énergie auront un rapport avec les nouvelles facilités dans le domaine de la production d'énergie. Cette perspective est dans les limites des prévisions, à court terme, considérées dans ce rapport comme étant la période 1974-84.

La table ci-dessous résume les principaux résultats de l'étude du marché de l'énergie pour 1974 et 1984. Pour la décade 1974 - 84, les taux d'accroissement annuels composés moyens sont donnés en même temps que la demande de base du système. Lorsqu'on interprète ces taux d'accroissement, il est important de réaliser que toutes les prévisions se réfèrent à des réseaux de distribution interconnectés et en voie d'expansion pour lesquels l'augmentation apparente de la demande est composée en partie de réelle augmentation et en partie des demandes récemment interconnectées qui étaient déjà alimentées en électricité avant l'interconnexion. Les taux d'accroissement comparativement élevés présentés ne sont donc pas représentatifs de l'augmentation actuelle de la demande de base expérimentée dans les différents centres. Aucun taux d'accroissement n'est donné concernant les demandes de base, contingence et substitution combinées; les taux moyens annuels sont alors dénués de sens parce que les additions de demande surviennent à des moments irréguliers, en grandes tranches.

Résumé des besoins d'électricité
1974 et 1984
(sur la base des "émissions")

		1974 Besoins		1984 Besoins	
A.	Demande de base du système	GWh	MW	GWh	MW
	Burundi	27,22	5,2	78,32	14,7
	Rwanda	33,28	6,3	89,80	17,3
	Bukoba	3,02	0,8	13,02	3,2
	Pertes	2,54	0,3	7,25	0,7
	Ensemble du Bassin	66,06	12,6	188,39	35,9
	Tour du Lac	38,13	7,7	137,65	29,0
	TOTAL	104,19	20,3	326,04	64,9
B.	Demande de base du système, contingente et de substitution				
	Burundi	27,22	5,2	498,00	77,4
	Rwanda	33,28	6,3	96,70	18,3
	Bukoba	3,02	0,8	17,25	4,3
	Pertes	2,54	0,3	24,48	2,0
	Ensemble du Bassin	66,06	12,6	636,43	102,0
	Tour du Lac	38,13	7,7	137,65	29,0
	TOTAL	104,19	20,3	774,08	131,0

Si des limites de confiance sont surimposées à la demande de base du système, comme expliqué dans la Section 5, les projections de la demande peuvent être exprimées en termes de marge d'incertitude. La marge d'incertitude s'élargit en fonction de la période de projection. Pour 1984, les limites de probabilité sont estimées être les suivantes (en termes d'énergie produite et pour les prévisions de base):

But prévu	188,4	GWh
Quartile inférieur	166,9 (-11,4 %)	GWh
Quartile supérieur	219,3 (+16,4 %)	GWh
Valeur de la marge d'incertitude	27,8 %	

Comme indiqué ci-dessus, les demandes de contingence et de substitution peuvent virtuellement doubler les demandes d'électricité. Cependant, le marché de l'énergie peut être réajusté pour réduire l'incertitude au moment de la prise des décisions finales.

7.5 TAUX FUTURS DE CONSOMMATION

Il est difficile de tirer des conclusions utiles à partir des taux de consommation par tête établis dans ce Rapport parce que les réseaux d'énergie pour lesquels la demande a été analysée déservent une partie de la population seulement. Les statistiques disponibles ne permettent pas d'évaluer les proportions couvertes ni de déterminer la production d'électricité des centres isolés du Burundi et Rwanda. Le taux apparent d'augmentation des taux de consommation est affecté par les interconnexions du réseau comme décrit dans la Section 6.

Cependant, la validité des taux de consommation peut être testée en les comparant avec ce qui est expérimenté ailleurs.

Au cours de l'estimation des taux de consommation par tête, les chiffes de population portant sur l'ensemble du Burundi et Rwanda ont été utilisés, supposant un accroissement annuel net de la population de 2 %. La consommation effective d'électricité pour chaque pays dans son ensemble est considérée comme étant la quantité envoyée dans le réseau interconnecté, comme établi dans le présent Rapport, augmentée de 10 %, représentant la production des centres isolés.

On ne peut obtenir de chiffres de population exacts que pour les districts de Mara (Musoma), Mwanza et l'ouest du Lac (Bukoba) en Tanzanie. Il semble exister un lien étroit entre la population et le service de distribution d'électricité dans ces districts, et les quantités d'énergie "émises" estimées sont considérées comme référant à la consommation à l'échelle du district. Un accroissement annuel de la population de 2 % est supposé.

Les estimations suivantes sont donc obtenues:

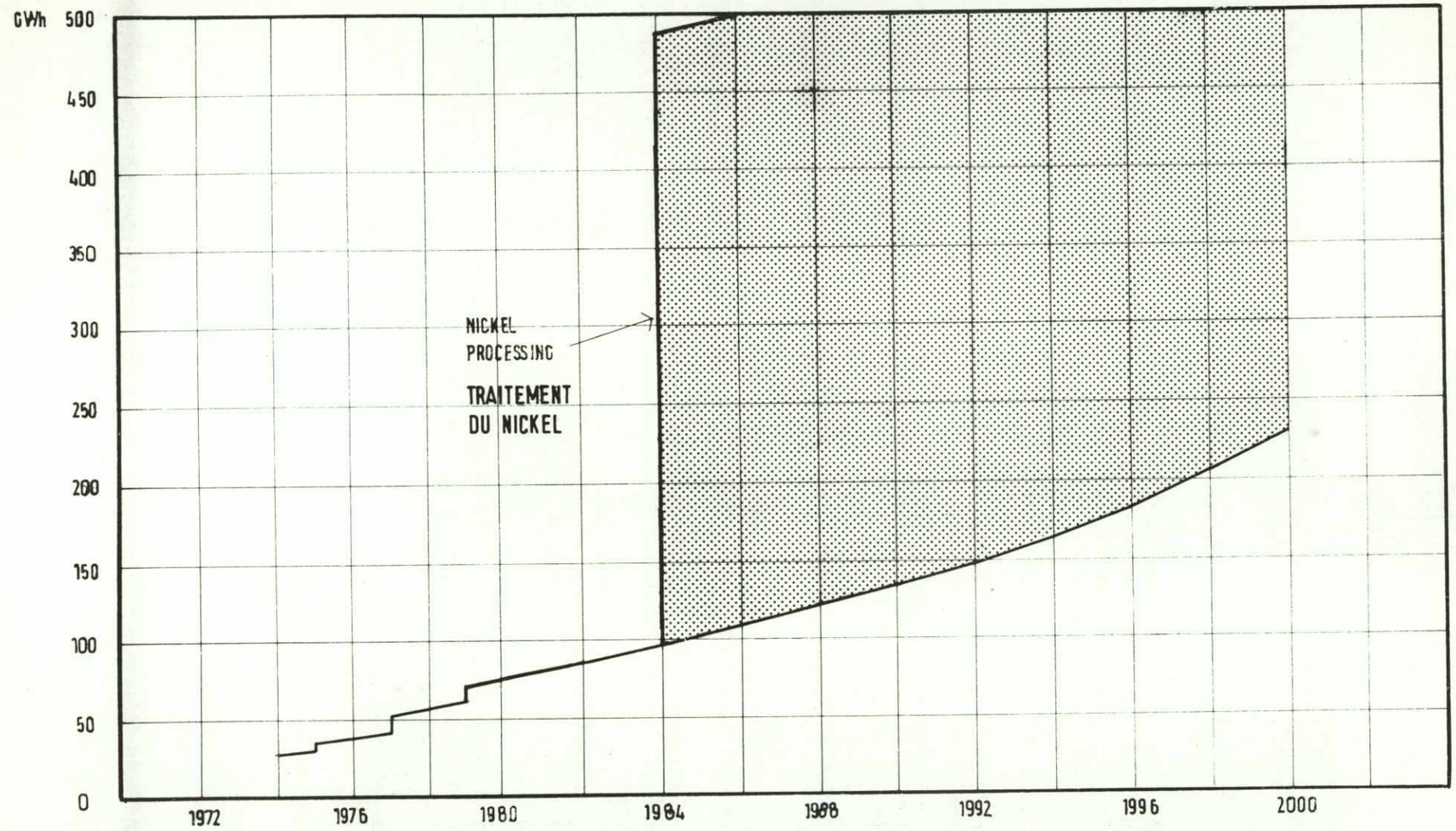


FIG. 7.1

LOAD FORECAST FOR BUJUMBURA INCLUDING NEW LARGE LOADS
PREVISION DE LA DEMANDE DE BUJUMBURA AVEC NOUVELLES DEMANDES IMPORTANTES

	1974	1984	2000
Burundi			
kWh/tête p.a.	7,8	20,6	36,9
% d'accroissement p.a. x)		10,2	6,2
Rwanda			
kWh/tête p.a.	9,6	22,8	32,2
% d'accroissement p.a. x)		9,0	4,8
Région du Lac			
kWh/tête p.a.	13,2	39,5	89,1
% d'accroissement p.a. x)		11,6	7,6

Si ces résultats sont comparés aux taux moyens mondiaux (voir Figure 7.1), ils présentent des tendances à la saturation un peu plus tôt que la moyenne. Ceci est en accord avec le potentiel économique restreint de la région qui est discuté dans la Section 4.9. Il s'ensuit que les taux d'accroissement à long terme estimés ici sembleraient raisonnables.

7.6 COMPARAISON AVEC D'AUTRES ETUDES

7.6.1 Burundi

Une récente étude du marché de l'énergie de Bujumbura et Gitega réalisée par Oscar v. Miller (1973) a estimé un taux d'accroissement moyen de 9,0 % pour Bujumbura et de 12,0 % pour Gitega durant la période 1974 - 90, comparé aux taux d'accroissement de base établis dans le présent rapport, soient 7,6 % et 10,4 % pour les mêmes centres.

En considération du récent climat économique, il est raisonnable d'adopter les taux d'accroissement les plus bas, comme justifié dans d'autres sections de ce Rapport. Il peut être noté que, avec les demandes importantes incluses dans les prévisions, le taux d'accroissement moyen estimé pour le réseau de Bujumbura atteint 9,0 %, -- c'est-à-dire la même valeur que celle estimée par Oscar v. Miller pour Bujumbura.

7.6.2 Rwanda

Lahmeyer (1969) donne les prévisions suivantes:

Période	Lahmeyer	Taux d'accroissement (%) Banque Européenne d'Investitions	
		Prévision Minimum	Prévision Maximum
1974 - 1982	4,4	5,0	5,7

Ces estimations se réfèrent aux prévisions globales pour le Rwanda, à l'exclusion de l'ouest du pays et de Gisenyi et Cyangugu. La présente étude a estimé les taux d'accroissement suivants.

---

x) L'année 1974 est prise comme année de base pour le calcul des taux d'accroissement.

	Taux d'accroissement (%)	
	Prévisions de base sans les interconnexions	Y compris les demandes importantes et les interconnexions
1979-82	6,6	8,9

De plus récentes estimations faites par le Ministère du Plan donnent des taux d'accroissement de 8,1 % (estimations faites en 1972) et 9,5 % (estimations faites en 1973). Une comparaison avec ces chiffres et la prise en considération des éléments affectant le développement économique du Rwanda (discuté dans des sections précédentes) suggèrent que les taux d'accroissement établis dans ce Rapport sont réalistes.

7.6.3 Tanzanie

L'étude du marché de la TANESCO en 1972, qui incorpore les rapports de Merz et McLellan de 1964 et 1968, donne les taux d'accroissement de la demande maximum suivants, pour les quatre centres.

		Taux d'accroissement (%)	
Centre	Période	TANESCO (1972)	MERZ et MCLELLAN (1964)
Bukoba	1974-1982	12,1 (9,2)*	6,6
Musoma	1974-1982	14,2 (25,6)	-
Mwanza	1974-1982	7,0 (7,6)	10,2
Shinyanga	1974-1982	9,1 (9,3)	-

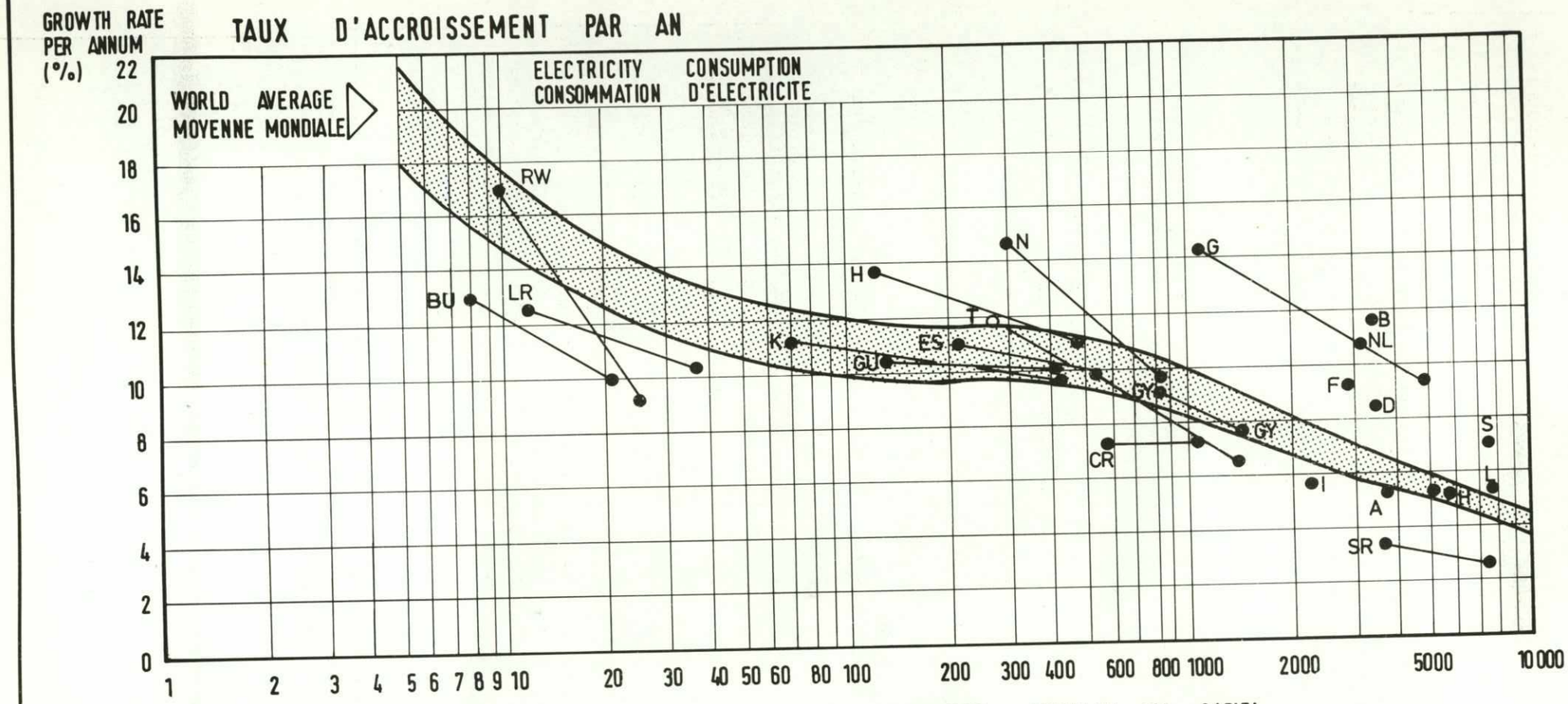
La présente étude a établi les taux d'accroissement suivants pour chacun des centres.

		Taux d'accroissement (%)	
Centre	Période	Prévisions de base	Y compris les demandes importantes *
Bukoba	1974-1982	10,7	15,9
Musoma	1974-1982	10,7	44,7
Mwanza	1974-1982	7,0	11,7
Shinyanga	1974-1982	7,6	15,7

Les estimations pour les prévisions de base ne diffèrent pas beaucoup des chiffres de la TANESCO, bien qu'elles soient légèrement plus basses dans la plupart des cas. Les taux d'accroissement élevés qui résultent de l'addition des demandes importantes sont dus à l'augmentation en escalier de la demande lorsqu'elles sont superimposées au réseau. Après que les demandes importantes aient été incluses, les taux d'accroissement suivants ont été obtenus:

---

* Les chiffres entre parenthèses donnent une estimation alternative qui tient compte de la probabilité d'interconnexion et utilise un ordinateur pour simplifier les calculs.



ANNUAL PER CAPITA CONSUMPTION

CONSOMMATION ANNUELLE PAR CAPITA

B BELGIQUE
D ALLEMAGNE (REP. FED.)
F FRANCE
I ITALIE
L LUXEMBOURG
N PAYS-BAS
A AUTRICHE

CH SUISSE
GY GUYANE
G GRECE
T TURQUIE
K KENYA
GU GUATEMALA
ES EL SALVADOR

H HONDURAS
CR COSTA RICA
N NICARAGUA
S SUEDE
RW RWANDA
BU BURUNDI
LR REGION DU LAC (TANZANIE)
SR SURINAME

1973 kWh / CAPITA

1984 kWh / CAPITA

FIG. 7.2

GROWTH RATES OF PER CAPITA ELECTRICITY CONSUMPTION
ACCROISSEMENT DE LA CONSOMMATION ELECTRIQUE PAR CAPITA

Centre	Période	Taux d'accroissement (%)
Bukoba	1976-82	9,6
Musoma	1976-82	1,6
Mwanza	1977-82	4,6
Shinyanga	1977-82	3,5

Ceci illustre l'influence des demandes importantes. Par exemple, les demandes importantes qui doivent être interconnectées à Musoma sont 13 fois plus fortes que la demande de base de l'année des interconnexions; pour cette raison, elles éclipsent entièrement les autres demandes du centre.

A P P E N D I C E S

APPENDICE A

LISTE DES PERSONNES CONSULTEES DURANT L'ETUDE DU MARCHE DE L'ENERGIE

BURUNDI

A. OFFICIELS DU GOUVERNEMENT

Ministère des Travaux Publics et de l'Equipement

1. Mr. L. Aerts - Conseiller, Département du Plan.
2. Mr. Vaule - Ingénieur-Conseil, Département du Plan.

Ministère de l'Agriculture

3. Mr. M. Mbugubugu - Directeur, Réseau National d'Hydroclimatologie, Bujumbura.

Officiels d'Organismes Nationaux

4. Mr. A. Kashikanyi - Directeur Général, Régie de la Distribution d'Eau et d'Electricité (REGIDESO) Burundi.

5. Mr. Pierre Ntibarutaye - Vice-Directeur, REGIDESO Chef du Personnel.

6. Mr. J. Bazikamwe - Vice-Directeur, REGIDESO Chef du Département de l'Electricité.

7. Mr. A. Nyahoza - Chef du Service des Ventes au Consommateur, REGIDESO.

8. Mr. W. Hess - Conseiller au Département de l'Electricité, REGIDESO.

9. Mr. R.W. Protzen - Conseiller, Office du Thé du Burundi.

B. AUTRES CONTACTS

10. Mr. A. Roejkjaer - Représentant Résident, Programme des Nations Unies pour le Développement, Burundi.

11. Mr. Waleffe - Directeur du Projet, Etude des Ressources Minières, Nations Unies, Burundi.

12. Mademoiselle Ursula King, Administrateur du Programme, Nations Unies, Burundi.

RWANDA

A. OFFICIELS DU GOUVERNEMENT

Ministère du Plan et des Ressources Naturelles

13. Mr. N. Nunyamburaga - Directeur, Département du Plan.

14. Mr. H. Klob - Géologue, Ministère du Plan.

Ministère des Travaux Publics et de l'Equipement

15. Mr. N'Kubana - Directeur, Section de l'Energie.

16. Mr. Artmant - Conseiller Technique, Section de l'Energie.

Officiels d'Organismes Nationaux

17. Mr. Ndagijimana - Directeur Général, Régie de la Distribution d'Eau et d'Electricité (REGIDESO) Rwanda.

B. AUTRES CONTACTS

18. Mr. Kern - Directeur du Projet, Etude des Ressources Minières, Nations Unies, Rwanda.

19. Mr. T. Lister - Agent Administratif des Nations Unies, Rwanda.

20. Mr. L. Merores - Administrateur du Programme, Nations Unies, Rwanda.

21. Mr. J. Moore - Ingénieur de l'Infrastructure (Louis Berger International), Equipe de Planification des Nations Unies.

22. Mr. B. Prefol - Economiste Agronome (CEDES) Equipe de Planification des Nations Unies.

TANZANIE

A. OFFICIELS DU GOUVERNEMENT

Ministère du Développement des Eaux et de l'Energie

23. Mr. F.K. Lwegarulila - Secrétaire Principal, Ministère du Développement des Eaux et de l'Energie, Dar Es Salaam.

Ministère des Affaires Economiques et de la Planification du Développement

24. Mr. J.J. Mpogolo - Commissaire aux Statistiques, Bureau des Statistiques, Dar Es Salaam.

25. Mr. M.S. Mwaffisi - Sécrétaire Adjoint, Bureau des Statistiques, Dar Es Salaam.

26. Dr. Williams - Economiste Industriel Université de Harvard, Département de la Planification du Développement (DEVPLAN), Dar Es Salaam.

27. Dr. G.M. Tidrick - Economiste de l'Université de Harvard, (DEVPLAN), Dar Es Salaam.

28. Dr. R.C. Rice - Economiste de l'Université de Harvard, (DEVPLAN), Dar Es Salaam.

29. Mme. B. Storgaard - Sociologue Rurale Agence Danoise Internationale de Développement (DANIDA) Planification Régionale de l'Ouest du Lac, Bukoba.

30. Mr. J. Boesen - Planificateur Régional (DANIDA), Planification Régionale de l'Ouest du Lac, Bukoba.

31. Mr. P. Raikes - Economiste Agronome (DANIDA), Planification Régionale de l'Ouest du Lac, Bukoba.

Officiels d'Organismes Nationaux

32. Mr. S.L. Mhaville - Directeur, Création et Planification de Projets, Compagnie de Distribution d'Electricité de Tanzanie (TANESCO), Dar Es Salaam.

33. Mr. Crowther - Ingénieur en Chef au Développement, (TANESCO), Dar Es Salaam.

34. Mr. P. Rweyemamy - Directeur Adjoint Régional, (TANESCO), Bukoba.

B. AUTRES CONTACTS ET REPRESENTANTS DE L'INDUSTRIE

35. Mr. V. Fernandes - Directeur Général, Sucre de Kagera S.A., Région de l'Ouest du Lac, Tanzanie.

36. Mr. R. Kahl - Directeur, Ranch de Kitangula (Projet parrainé par la BIRD), Région de l'Ouest du Lac, Tanzanie.

37. Mr. P. Gavillet - Directeur Général, Compagnie de Café Instantané (TANICA), Bukoba.

38. Mr. E.D. Bell - Directeur Commercial en Chef, Compagnie Est-Africaine de l'Energie et de la Lumière (E.A.P. and L.). Nairobi, Kenya.

39. Mr. B. Joubert - Directeur de Projet aux Nations Unies, Développement du Bassin de la Rivière Kagera.

40. Mr. N. Varlamoff - Conseiller Technique, Section Géologique et Minière de la Division des Ressources et du Transport, Nations Unies, New York.

41. Mr. T. Finsaas - Représentant Résident, Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement (BIRD), Dar Es Salaam.

42. Mr. W. George - Programme des Nations Unies pour le Développement, Dar Es Salaam.

43. Mme. D. Dastur - Programme des Nations Unies pour le Développement, Dar Es Salaam.

APPENDICE B

SELECTION DE REFERENCES

A. Burundi

1. Banque de la République du Burundi, No. 48, Mars 1974, Bulletin Trimestriel.

2. CITE, Compagnie d'Ingénieurs et de Techniciens d'Etudes, Paris, 1964, Rapport Technico - Economique sur l'Energie Electrique du Burundi.

3. Département des Statistiques, République du Burundi, Annuaire Statistique 1971.

4. ELC - Electroconsult Milan, Février 1971, Un Aménagement Hydro-Electrique pour Bujumbura, Ministère des Travaux Publics du Burundi, (BIRD), Etude Préliminaire.

5. Programme des Nations Unies pour le Développement, Rapport annuel pour 1973 sur l'assistance au développement.

6. Oscar V. Miller GmbH, Novembre 1973, Etude du Projet d'Extension, Réseau Urbain de Bujumbura.

7. Oscar V. Miller GmbH, Décembre 1973, Etude du Projet d'Extension, Réseau Urbain de Gitega.

8. Oscar V. Miller, GmbH, Février 1974, Etude du Projet d'Extension, Réseau Urbain de Bujumbura et de Gitega, Enquête de Rentabilité.

9. Second Five Year Development Plan of Burundi 1973 - 77, Parts 1 and 2.

B. Rwanda

1. Lahmeyer International GmbH, Juin 1969, Etudes Economiques et Financières concernant l'Infrastructure Electrique du Rwanda.

2. Lahmeyer International GmbH, Octobre 1973, Centrale Hydro-Electrique de Mukungwa, Etude Préliminaire.

3. Programme des Nations Unies pour le Développement, Rapport Annuel pour 1973 sur l'Assistance au Développement du Rwanda.

4. Régie de Distribution d'Eau, d'Electricité et du Gaz Méthane du Rwanda, 1970, 1971 et 1972, Rapports d'Exploitation et Bilan.

5. République Rwandaise, Ministère des Travaux Publics et de l'Energie, Mars 1971, Prévisions sur l'Evolution des Besoins en Energie Electrique au Rwanda et les possibilités de les satisfaire au cours des prochaines années.

C. Tanzanie

1. Bureau of Statistics, Février 1974, The National Accounts of Tanzania 1964 - 72.

2. Merz McLellan, 1964, The Power Market in Tanzania.

3. Merz McLellan, 1968, Supplementary Report on Market for Electricity.

4. Ministry of Economic Affairs and Development Planning, documents rédigés par des fonctionnaires du Ministère.

5. National Development Corporation (NDC), Annual Report 1972.

6. TANESCO (Compagnie de Distribution d'Electricité de Tanzanie), 1972, The Power Market in Tanzania.

7. Tidrick, G.M., Ministry of Economic Affairs and Development Planning, Dar Es Salaam, Septembre 1973, Development of Food Processing Industry in Tanzania 1975 - 1995.

8. The United Republic of Tanzania, Second Five Year Development Plan for Economic and Social Development, 1st July 1969 - 30th June 1974, Volumes 1, 2 and 3.

9. The United Republic of Tanzania, The Economic Survey, 1971-72, 1972-73, 1973-74.

D. Divers

1. Amann, Hans. Institut für Wirtschaftsforschung, Munich 1969, Energy Supply and Economic Development in East Africa.

2. Brookes, L.G. Symposium on Mathematical and Econometric Models in the Energy Sector (USBR 1973), A model of the relationship between Energy Consumption and Economic Growth

3. Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Electricité (UNIPEDE), 1972, International manual on medium and long term electricity consumption for casting methods.

4. Polytechna - Hydroproject - Carlo Lotti, 1972, Planning the Development of the Kagera River Basin, Phase 1 Studies.

A D D E N D A

ADDENDUM 1

DEMANDE D'IRRIGATION DANS LA REGION DE L'EST DU LAC

Le rapport sectoriel sur le marché de l'énergie a conclu que, sur la base des informations reçues jusqu'à la fin de 1974, l'éventualité d'un important projet d'irrigation se développant dans la Région de l'est du Lac, dans les limites de temps des pronostics du marché de l'énergie, était trop incertaine pour justifier l'inclusion de cette charge comme une contingence dans les pronostics. Un circuit de transmission encerclant le lac, pour joindre les centrales du Bassin de la Kagera dans l'ouest et les demandes d'irrigation dans l'est, a été l'objet de discussions pendant plusieurs années, mais l'étude du marché de l'énergie ne pouvait pas établir un type d'alimentation qui justifierait un tel circuit circulaire dans le futur prévisible. L'étude a attiré l'attention sur ces questions, mais n'a pas offert de prise en considération plus détaillée dans le Plan Indicatif du Bassin.

Dans leurs commentaires sur les études sectorielles du marché de l'énergie, le Gouvernement de la République Unie de Tanzanie a déclaré que:

> "On prévoit que très bientôt, l'eau du Lac Victoria sera pompée pour développer 100.000 ha de terres en cultures intensément irriguées. Les besoins d'énergie pour cette irrigation seront d'environ 50 MW et ce projet devrait être un projet prioritaire dans le Troisième Plan de Développement Quinquennal. Donc, cette charge devrait être incluse dans la demande contingente."

Cet addendum présente un résumé des pronostics de la charge dans la Région de l'est du Lac, avec l'inclusion de cette charge contingente, qui selon le Gouvernement pourrait commencer à prendre certaines proportions vers la fin de 1981.

En raison du manque d'informations plus détaillées, les hypothèses suivantes ont été faites:

- la zone irriguée sera sur la côte est du Lac Victoria, entre les centres de Mwanza et Musoma. Il en résulte que la longueur de la ligne de transmission de la centrale hydro-électrique des Chutes Rusumo, au centre de la charge, sera de l'ordre de 500 km.

- le développement du projet d'irrigation commencera en 1979 et se fera à un rythme de 10.000 ha/an. La première demande (5 MW) émanant du projet d'irrigation se présentera en 1981; cette demande augmentera ensuite à raison de 5 MW/an jusqu'en 1990, lorsque le développement aura atteint son potentiel total. On peut noter que ceci est un taux d'accroissement très optimiste qui ne se réalisera probablement pas, mais qui sert à illustrer l'impact d'un développement de l'irrigation sur le marché de l'énergie.

- un facteur de charge d'environ 60% sera atteint, comme le projet est d'agriculture intensément irriguée.

Sur la base de ces hypothèses, les pronostics de la charge globale pour la Région de l'est du Lac, y compris les centres de Mwanza, Musoma et Shinyanga avec leurs importantes charges correspondantes, seront comme indiqué dans la Table A.1. La charge contingente elle-même n'est supposée augmenter qu'après 1990. Cependant, une charge périphérique pour un développement auxiliaire, s'élevant à 5% de la charge du centre d'irrigation et augmentant après 1989 à un taux annuel moyen de 7%, est prévue dans ces estimations.

Comme cette énergie doit être transmise sur une distance d'un minimum de 500 km à partir de la centrale de Rusomo, on doit prévoir 4% de la demande maximum et de l'énergie transmise pour les pertes en cours de transmission; on doit aussi prévoir 6% de plus pour les pertes, lors de la distribution locale. Donc, les demandes suivantes se présentent à des perspectives de temps choisies:

	1981	1990	2000
Demande totale maximum envoyée à Rusomo (MW)	32,6	101,1	137,4
Energie totale envoyée à Rusomo (GWh)	155	518	718

Le transfert de cette charge sur la distance en question nécessitera une ligne de 275 kV à double circuit. Cet addendum ne considère pas les implications techniques du rattachement de cette ligne avec le système de 220 kV à Rusomo, car le but est simplement d'illustrer l'ordre des dépenses de la transmission d'une charge des centrales hydro-électriques de la région du Bassin de la Kagera à la Région de l'est du Lac. Une station de compensation synchrone, des transformateurs réducteurs de tension et des travées à disjoncteur seront requis à l'endroit de réception. L'investissement pour ces installations est résumé ci-dessous, au niveau des prix de 1976.

	10^3 $ U.S.
500 km de ligne de transmission de 275 kV à double circuit à $ 70.600/km	35.300
2 x 150 MVA; 275 kV/220 kV transformateurs	1.500
4 x 275 kV travées à disjoncteur	1.080
2 x 150 MVA; 275 kV transformateurs réducteurs de tension	1.400
2 x 220 kV travées à disjoncteur	205
2 travées à disjoncteur de bas voltage	306
Station de compensation synchrone	700
Total	40.491

De plus, les besoins d'énergie de la Région de l'est du Lac ne peuvent être alimentés seulement par le projet du barrage de Rusomo sans retarder le

développement de l'usine d'engrais discuté dans le Projet Indicatif du Bassin, volume 13. Ce problème peut être résolu en avançant la date du développement du projet hydro-électrique de la vallée de Kishanda pour que la mise en service soit en 1985 au lieu de 1990. Le coût de l'avancement du projet de la vallée de Kishanda, doit être débité au compte de l'énergie alimentant la Région de l'est du Lac. Avec le projet de la vallée de Kishanda en opération, une usine d'engrais ammoniacaux de 50.000 t/an peut encore être alimentée en addition aux charges de l'est du Lac. Cependant, les charges de l'est du Lac devraient régler tout autre stade de développement de l'usine d'engrais basé sur l'énergie hydro-électrique du Bassin de la Kagera.

La même répartition des dépenses initiales que celle utilisée dans l'Appendice A, Programme de l'Exploitation de l'Energie, volume 13, est utilisée dans cet addendum et est indiquée ci-dessous:

Année	1	2	3
	45%	50%	5%

La mise en service de la ligne de transmission est prévue pour le début de l'année 3. Les coûts pour l'opération et l'entretien de la ligne de transmission sont considérés comme étant environ 1% des dépenses initiales totales, et ceux-ci se présentent annuellement sur la période de décompte qui dans ce cas est le temps que durera le projet hydro-électrique. L'avancement du projet de Kishanda de cinq ans, afin qu'il devienne opérationnel en 1985, est aussi pris en considération. Sur la base de ces hypothèses, les coûts de transmission suivants (exprimés en mills/kWh) sont obtenus pour différents taux de décompte.

Taux de décompte	10%	11%	12%
Coûts de transmission (mills/kWh)	20,7	23,6	26,7

Les chiffres ci-dessus indiquent que les coûts de transmission sont d'environ 33% supérieurs aux coûts de génération probables, indiqués ci-dessous:

Taux de décompte	10%	11%	12%
Coûts de génération (mills/kWh) (voir Appendice A, Programme de l'Exploitation de l'Energie)	15,0	16,5	17,6

Donc, pour un taux de décompte de 10%, le prix de l'énergie électrique dans la Région de l'est du Lac (à partir de centrales hydro-électriques du Bassin de la Kagera) pourrait bien être de l'ordre de 35 mills/kWh, au moins. Si la réponse aux besoins en énergie de la Région de l'est du Lac, alternativement, provenait d'unités thermiques installées sur place, on pourrait installer à cet effet une centrale à vapeur importante et relativement efficace, dont les coûts de production ne seraient pas plus élevés qu'environ 35 mills/kWh, au niveau actuel des prix de l'équipement et du combustible.

On doit aussi voir si la région de Mwanza-Musoma ne pourrait pas être alimentée en énergie de façon plus économique à partir d'une interconnexion avec le système de transmission du nord du Lac. On en sait très peu sur la charge du réseau et les plans d'expansion du réseau des autorités de la distribution au Kenya et en Ouganda, mais la possibilité de construction d'une ligne de transmission vers la Tanzanie a été occasionnellement considérée. Comme le projet de la vallée de Kishanda est situé relativement près du réseau ougandais, qui est relié au Kenya via la ligne Tororo-Nairobi, l'énergie de la Kagera pourrait être envoyée plus avantageusement en direction de la Région de l'est du Lac via le réseau Ouganda-Kenya. Il faudra faire de nombreuses recherches avant que cette situation soit clarifiée.

Comme l'alimentation en engrais inorganiques est une clé de soutien de l'économie agraire du Bassin de la Kagera, et comme le développement de l'irrigation sur la côte est nécessitera aussi de grandes quantités d'engrais qu'il faudra importer, s'ils ne sont produits dans la région, le mérite de l'utilisation de l'énergie hydro-électrique du Bassin de la Kagera pour le pompage d'irrigation est douteux.

Aussi, les charges de la côte est appréhenderaient pour utilisation en dehors du Bassin de la Kagera environ deux tiers de l'énergie hydro-électrique constante qui pourrait être développée par de grands travaux sur la rivière. Ceci irait à l'encontre des objectifs du plan de développement, qui met l'accent sur un développement coordonné des ressources du Bassin de la Kagera pour le bénéfice de la région.

Tous facteurs pris en considération, il faut en conclure qu'il n'existe aucun motif encourageant, économique ou autre, pour alimenter les charges contingentes de la Région de l'est du Lac avec l'énergie du Bassin de la Kagera, via une ligne de transmission directe passant par le sud du Lac.

TABLE A.1

ESTIMATIONS GROUPEES DE LA DEMANDE MAXIMUM ET DE L'ENERGIE ENVOYEES

A LA REGION DE L'EST DU LAC VICTORIA (1981-2000) (MW)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Mwanza et les charges importantes	14,3	15,0	16,8	19,6	20,6	21,5	22,5	23,8	25,1	26,7	28,3	30,0	31,9	33,9	36,1	38,4	41,0	43,7	46,7
Shinyanga et les charges importantes	3,2	3,4	3,5	3,7	3,9	4,1	4,4	4,6	4,9	5,2	5,5	5,9	6,3	6,8	7,3	7,8	8,5	9,1	9,7
Musoma et les charges importantes	7,7	7,9	8,1	8,3	8,5	8,7	8,9	9,2	9,4	9,8	10,0	10,4	10,7	11,1	11,6	12,1	12,5	13,1	13,6
<u>Charges contingentes</u>																			
Pompage d'irrigation	10	15	20	25	30	35	40	45	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Charges périphériques	0,5	0,8	1,0	1,3	1,5	1,8	2,0	2,3	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,9
Sous-total	35,7	42,1	48,4	57,9	64,5	71,1	77,8	84,9	91,9	94,4	96,7	99,4	102,2	105,3	108,8	112,3	116,3	120,5	124,9
+ 4% pour pertes de transmission + 6% pour pertes de distribution	3,5	4,1	4,7	5,4	6,3	7,0	7,6	8,3	9,2	9,4	9,7	9,9	10,2	10,5	10,9	11,2	11,6	12,0	12,5
Total	39,2	46,2	53,1	63,3	70,8	78,1	85,4	93,2	101,1	103,8	106,4	109,3	112,4	115,8	119,7	123,5	127,9	132,5	137,4

TABLE A.1 (suite)

ESTIMATIONS GROUPEES DE LA DEMANDE MAXIMUM ET DE L'ENERGIE ENVOYEES

A LA REGION DE L'EST DU LAC VICTORIA (1981-2000) (GWh)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Mwanza et les charges importantes	75	80	85	103	109	116	123	130	139	148	158	169	180	192	206	220	236	253	271
Shinyanga et les charges importantes.	11	12	12	13	14	14	15	16	17	18	19	20	22	23	25	27	29	31	33
Musoma et les charges importantes	31	32	33	33	34	36	37	38	39	41	42	44	46	48	50	52	54	57	60
Charges contingentes																			
Pompage d'irrigation	53	79	105	132	158	184	210	237	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263
Charges périphériques	3	4	5	7	8	9	11	11	13	14	15	16	17	18	20	21	22	24	26
Sous-total	173	207	240	288	323	359	396	432	471	484	497	512	528	544	564	564	583	604	653
+ 4% pour pertes de transmission) + 6% pour pertes de distribution)	17	21	24	29	32	36	40	43	47	48	50	51	53	54	56	58	60	63	65
Total	190	228	264	317	355	395	436	475	518	532	547	563	581	598	620	641	664	691	718

ADDENDUM 2

REVISION DES PREVISIONS DE LA DEMANDE POUR LE RWANDA

Depuis l'achèvement des études sur le marché de l'énergie, des prévisions révisées sur la consommation d'énergie pour le Rwanda ont été soumises, portant sur la période 1974-1981.

Ces prévisions révisées ont été attentivement étudiées et comparées avec les projections faites pour les études du marché de l'énergie. Des différences substantielles se présentent seulement pour les années 1978 et 1979, où les projections révisées du Gouvernement rwandais sont de 21,5% supérieures à celles dérivées des études du marché de l'énergie. Cette différence est due au fait que les estimations révisées sont basées sur la fabrique de ciment à Cyangugu, qui sera mise en service en 1978, alors que l'étude du marché de l'énergie (Table 7.5) n'introduit cette demande qu'en 1980.

Une comparaison des prévisions de l'énergie révisées et des prévisions dérivées des études de marché de l'énergie est donnée ci-dessous :

(GWh)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Prévisions révisées par le Rwanda	33,0	35,8	42,2	53,0	67,9	73,3	78,7	81,9
Etude du marché de l'énergie (1974)	33,3	36,6	46,7	50,8	55,9	60,3	76,8	80,4
% de changement depuis l'étude du marché de l'énergie	- 0,9	- 2,2	- 9,6	4,3	21,5	21,5	1,3	1,9

Sauf pour les années 1978 et 1979, les différences sont insignifiantes et elles n'influencent pas le programme de développement de l'énergie qui a été formulé dans les études de la Phase II.

ADDENDUM 3

CHARGES CONTINGENTES

La seule demande contingente importante dans le Bassin de la Kagera, établie lors des études du marché de l'énergie, était pour l'extraction et le raffinage du minerai de nickel. Au moment de l'étude, d'importants gisements connus de minerais de nickel latérite, dans les environs du sud du Burundi, étaient évalués, ces investigations faisant partie d'un programme du PNUD pour le Burundi, et la même agence offrait des programmes de prospection minière au Rwanda et dans la Région de l'Ouest du Lac, espérant avec raison découvrir d'importants gisements de nickel ou autres minerais de revenu. De source officieuse, on indique que les besoins en énergie pour l'exploitation du minerai de nickel pourraient être de l'ordre de 60 MW d'ici 1984 et augmenteraient jusqu'à environ 120 MW d'ici 1986. Donc, la demande contingente adoptée dans l'étude du marché de l'énergie consistait d'une charge initiale de 60 MW en 1984, augmentant jusqu'à 240 MW en l'an 2000, selon l'hypothèse que l'équivalent d'un autre gisement de minerai de nickel serait découvert et exploité dans le Bassin.

Après l'achèvement des études du marché de l'énergie, un autre avis, toujours de source officieuse, a été donné de telle sorte que la demande minimum pour le développement économique des gisements serait de 180 MW environ, et que le développement le plus intéressant nécessiterait probablement environ 350 MW. Il a également été indiqué qu'il s'agirait d'énergie constante qui devrait être produite à un coût relativement bas. L'investissement nécessaire pour produite cette énergie demandée serait de l'ordre de 500 à 1000 millions de dollars U.S.

Succédant aux études du marché de l'énergie, des études sur l'agriculture ont également indiqué que le facteur clé de tout programme agricole pour la région serait de fournir des engrais inorganiques aux cultivateurs.

Des études corollaires ont également indiqué que la seule source possible d'engrais à base d'azote serait une production à l'intérieur du Bassin, utilisant l'énergie hydro-électrique pour faire la synthèse de l'ammoniaque anhydre à partir de l'air et de l'eau, et de transformer alors l'ammoniaque en un engrais approprié. Les besoins en énergie pour la production d'engrais varieraient proportionnellement en rapport avec la production, mais pourraient dépasser 200 MW dans le cadre des limites du temps de ces études, car pour les procédés d'extraction et de raffinage, l'énergie devrait être constante et relativement bon marché.

Finalement, les études sur la puissance hydro-électrique indiquent que le potentiel hydro-électrique du Bassin de la Kagera est de l'ordre de 200 à 300 MW d'énergie constante. L'incertitude reflète des considérations hydrologiques non résolues. De toute façon, le potentiel n'est pas suffisant pour alimenter à la fois les demandes contingentes de l'extraction industrielle et de la production d'engrais.

Une analyse préliminaire indique que la production d'engrais devrait avoir la première priorité sur les quantités d'énergie disponibles. Cette conclusion dérive largement d'une évaluation qualitative des bénéfices potentiels, comme suit :

- les bénéfices directs de la production d'engrais seraient largement répartis parmi les trois séparations nationales, alors que les bénéfices de l'extraction minière et de raffinage reviendraient largement à un ou peut-être deux pays et à une partie plus ou moins faible de leur population.

- les engrais peuvent être acceptés comme une nécessité absolue si le Rwanda, le Burundi et probablement la Tanzanie veulent être suffisamment indépendants pour leur production de produits alimentaires de base. Il semble ne pas y avoir d'alternative à cet objectif, parce que le coût de l'importation en gros de produits alimentaires est prohibitif et dépasse largement à n'importe quel niveau d'échange monétaire concevable, les revenus qui proviendraient de l'exportation de produits miniers obtenus grâce à l'alternative de l'utilisation des ressources hydro-électriques du Bassin de la Kagera.

Ainsi, le Plan Indicatif du Bassin qui a été formulé dans le cadre de la Phase II des études prévoit le développement des ressources hydro-électriques du Bassin de la Kagera surtout pour la production d'engrais azotés, plutôt que pour les développements miniers comme prévu dans l'étude du marché de l'énergie. Ceci nécessite une nouvelle prestation de l'utilisation de l'énergie, mais n'a pas d'implication significative sur les estimations essentielles qui constituent les prévisions de base du marché de l'énergie. Les prévisions de la charge appropriée pour un certain nombre de programmes alternatifs concernant les usines d'engrais sont présentés dans la section 2 de l'Appendice A, Programme de l'Exploitation de l'Energie.

ADDENDUM 4

REVISION DU PROGRAMME D'EXPANSION

THERMIQUE POUR LA REGION DU LAC, TANZANIE

Les informations qui étaient disponibles pendant l'évaluation du marché d'énergie indiquent qu'une centrale thermique d'une capacité de 10 MW est en cours de construction à Musoma et que cette centrale serait mise en service en 1977. En ce qui concerne Shinyanga, le contrat qui fut conclus avec Mwadui (un autoproducteur situé dans la région de Shinyanga), devrait stipulé une installation diesel de 3 MW au lieu de l'achat en gros d'électricité (voir section 3.3.3). Depuis, les Nations Unies ont fourni les renseignements suivants:

Ville	Capacité installée (MW)	Capacité constante (MW)	Observations
Mwanza	27,0	22,5	Présume une centrale de 18 MW en construction et 3 machines de 220 kVA mises hors service
Musoma	0,8	0,6	Existante
Shinyanga	1,0	1,0	Accord avec Mwadui
Sous-total	28,8	24,1	
Bukoba	1,15	0,8	

Ces renseignements donnent à entendre que les nouvelles installations thermiques à Musoma et à Shinyanga ont été remises. Donc, le marché d'électricité de base pour Musoma et Shinyanga, présenté à la Table 5.7, indique qu'il y a déjà une insuffisance de capacité électrique à ces deux centres, et par conséquent une suppression de demande à présent et dans le futur est inévitable. Il est probable que cette situation s'améliora avec l'addition d'une nouvelle centrale thermique liée au réseau électrique du lac qui comprend le centre de Shinyanga.

ADDENDUM 5

PREVISION DE LA DEMANDE

EN COURBES SEMI-LOGARITHMIQUES

Les courbes semi-logarithmiques montrant la prévision de base de la demande électrique pour tous les centres d'importance au Burundi, au Rwanda et dans la région du lac de Tanzanie, sont présentées sur les figures 5.1.A à 5.5.A incluse. On peut noter que pour tous les centres, à l'exception de Kigali et Musoma, les prévisions de la demande de pointe et l'énergie envoyée résultent en lignes droites, indiquant ainsi que la tendance de l'accroissement est exponentielle. Pour Kigali, cette caractéristique exponentielle ne se présente pas à court et moyen terme, mais à la longue, la même tendance de l'accroissement est constatée. En ce qui concerne Musoma, la tendance de l'accroissement jusqu'en 2000 est composée de deux courbes exponentielles, l'une pour les années 1974 à 1988, et l'autre, à un taux d'accroissement légèrement moins élevé, pour les années 1988-2000.

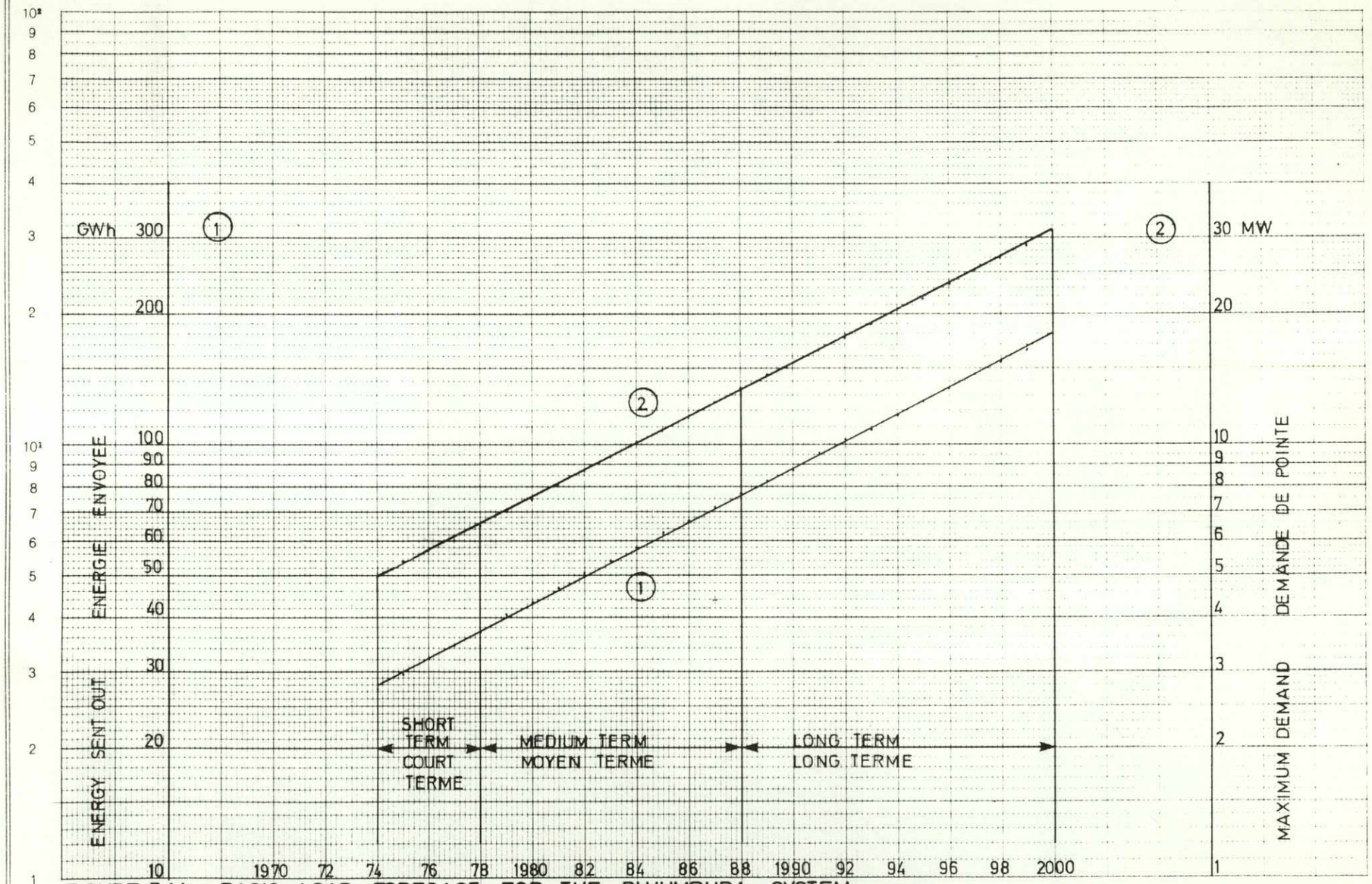


FIGURE 5.1A BASIC LOAD FORECAST FOR THE BUJUMBURA SYSTEM

PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, RESEAU DE BUJUMBURA

Logar. Teilung / Division 1 - 100, Einheit / Unité 83,33 mm

Ed Aerni-Leuch, Bern Nr. 527

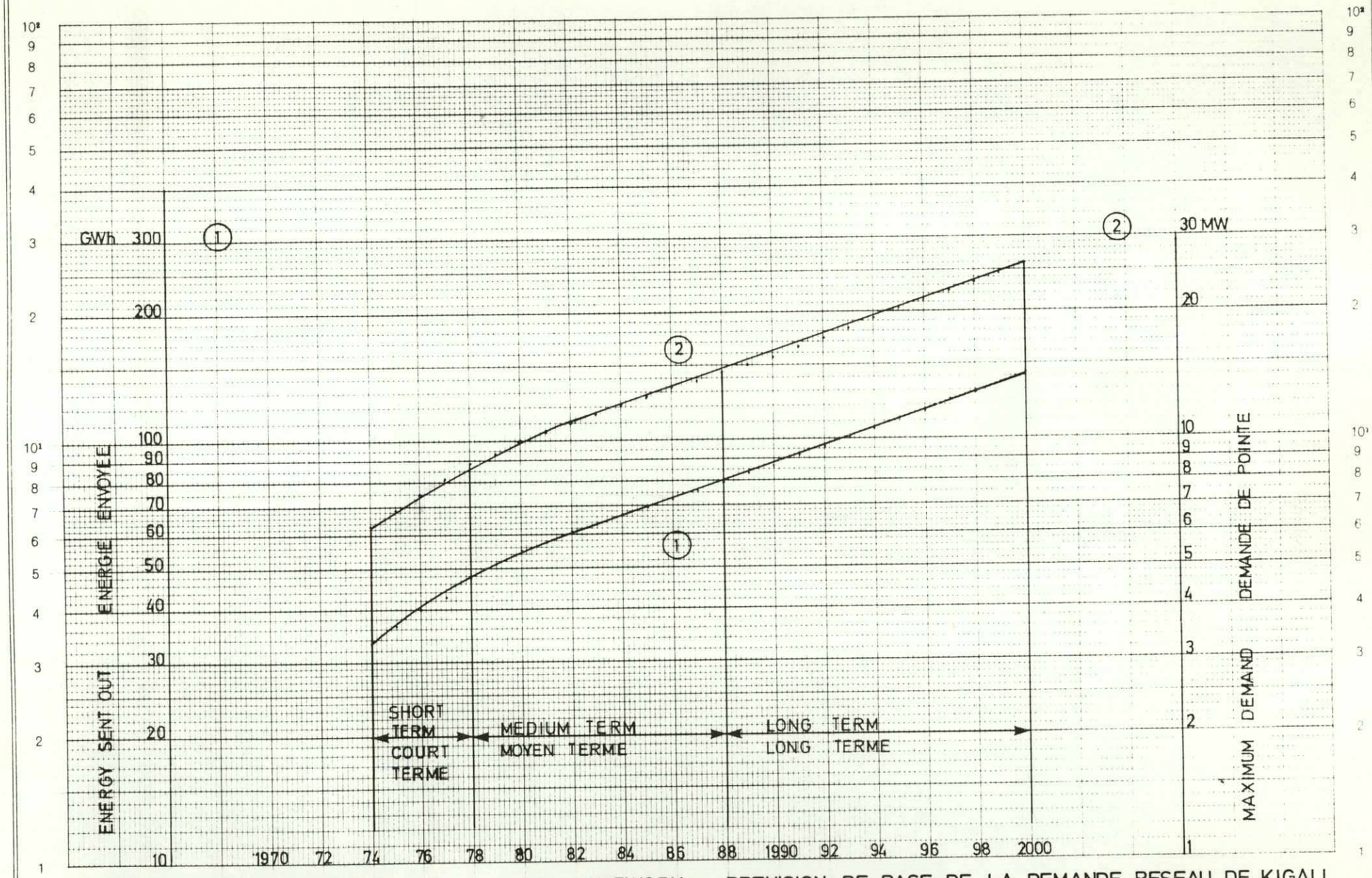


FIGURE 5.2A BASIC FORECAST FOR THE KIGALI NETWORK. PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, RESEAU DE KIGALI

Logar. Teilung / Division 1 - 100, Einheit / Unité 83,33 mm

Ed. Aerni-Leuch, Bern Nr. 527

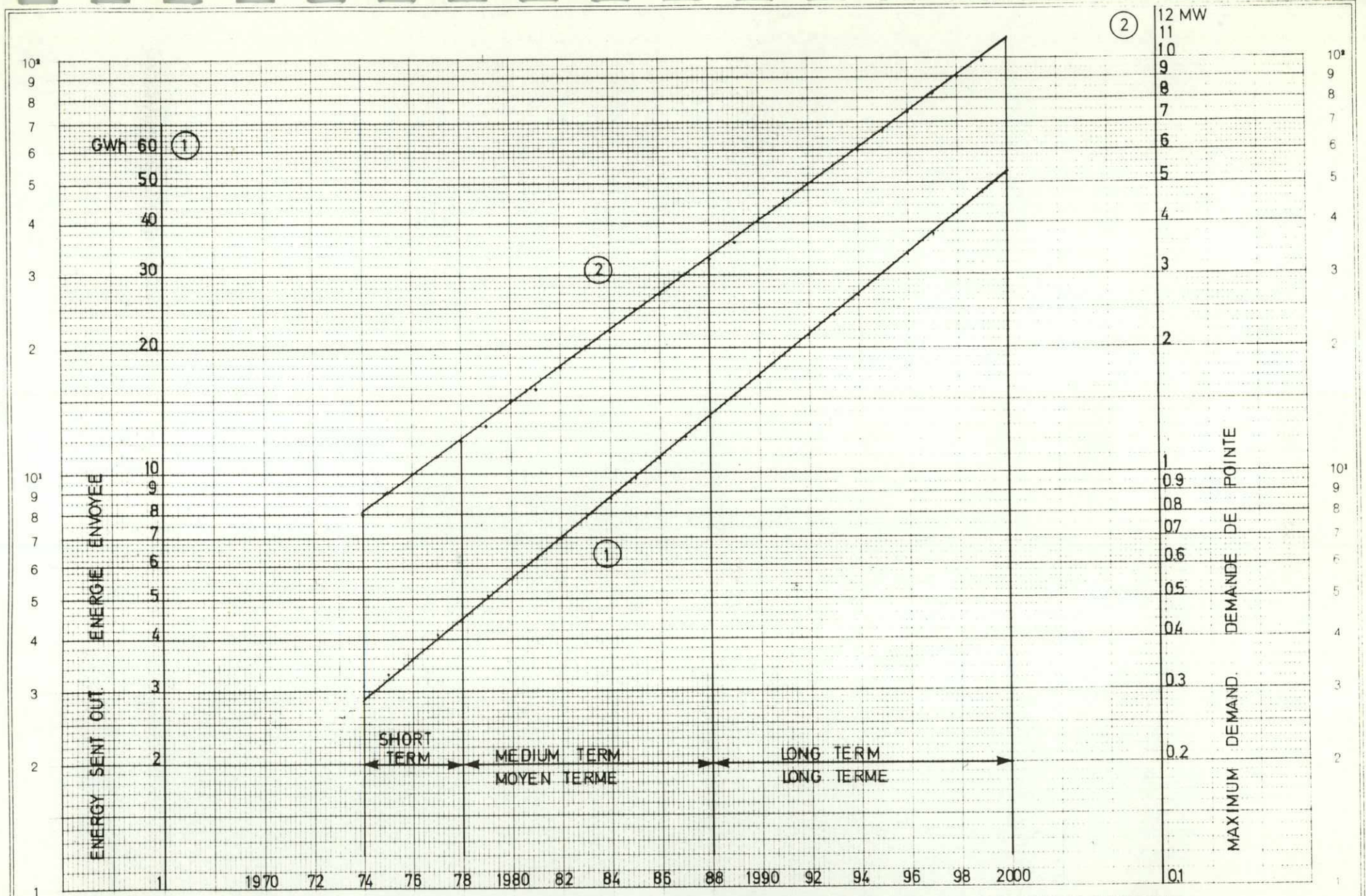


FIGURE 5.3A BASIC LOAD FORECAST FOR BUKOBA. PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, BUKOBA

Logar. Teilung / Division 1 - 100, Einheit / Unité 83,33 mm

Ed. Aerni-Leuch, Bern Nr. 527

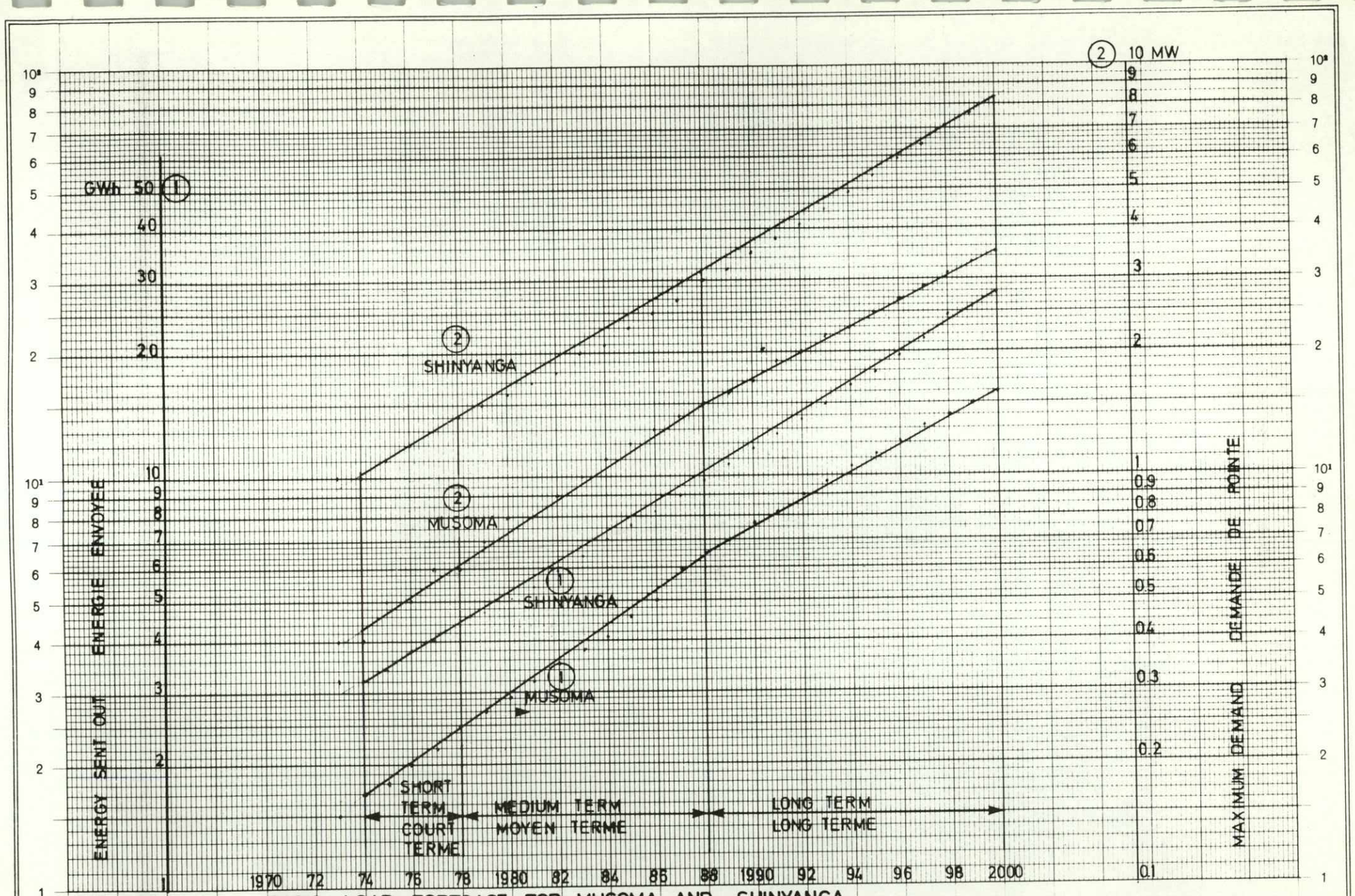


FIGURE 5.4A BASIC LOAD FORECAST FOR MUSOMA AND SHINYANGA
PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, MUSOMA ET SHINYANGA

Logar. Teilung / Division 1 - 100, Einheit / Unité 83,33 mm

Ed. Aerni-Leuch, Bern Nr. 527

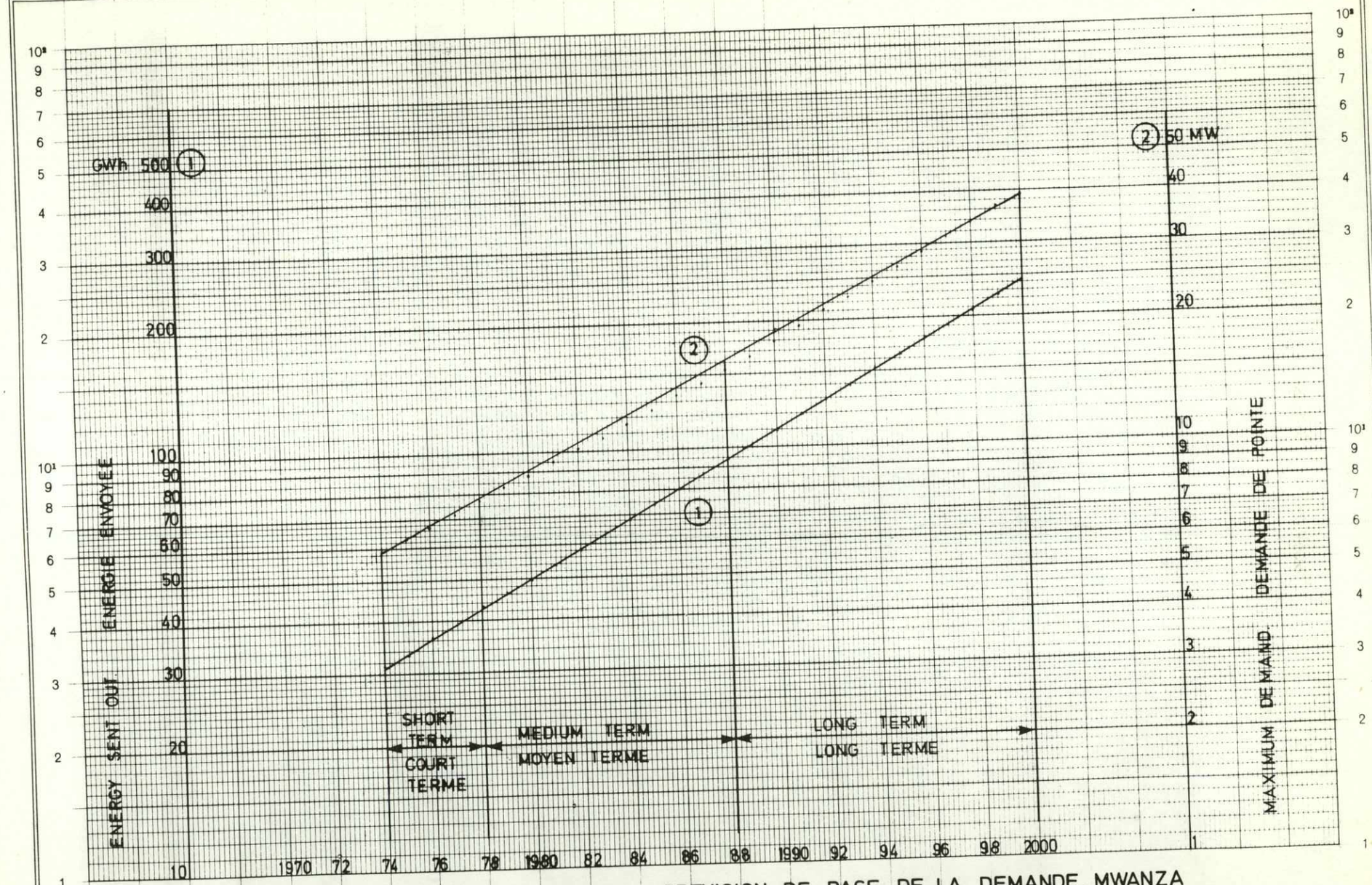


FIGURE 5.5A BASIC LOAD FORECAST FOR MWANZA. PREVISION DE BASE DE LA DEMANDE, MWANZA

Ed. Aerni-Leuch, Bern Nr. 527

Logar. Teilung / Division } 1 - 100, Einheit / Unité } 83,33 mm