

## **Projet micro hydro de Natitingou-Yéripao (Bénin)**

**Rapport d'évaluation du projet et de projets alternatifs,  
aux Ministres A. Houessou (Bénin) et E. Derycke (Belgique)**

**par le prof. A. Verbruggen, consultant de l'AGCD.**

**Novembre 1993**

### **Observations d'ordre général**

#### **1. Remerciements**

Le travail que j'ai dû faire a été supporté d'une manière admirable par les autorités béninoises, et par la SBEE. Ils m'ont donné tout le support nécessaire tant sur le plan logistique que sur le plan des idées et de la documentation. Sans eux je n'aurais pas pu atteindre le résultat d'aujourd'hui en un temps aussi court.

Je tiens aussi à remercier Mr. J. De Wilde, AGCD-Abidjan, pour l'aide à l'édition du rapport.

#### **2. Termes de référence (voir Annexe 1)**

Les termes de référence de ma mission sont très larges, en ce sens que j'avais à considérer diverses solutions dont pourrait bénéficier le Bénin dans le domaine de l'énergie électrique dans la région de Natitingou.

D'autre part ma mission étant très limitée dans le temps et en moyens disponibles, j'ai dû limiter mes recherches à l'étude des documents disponibles et à des calculs d'ordre de grandeur.

### **Aide mémoire de l'historique du projet**

Le projet Natitingou-Yéripao (désormais abrégé en N.Y. dans le présent rapport), connaît un grand nombre des parties engagées, à savoir:

- le Gouvernement du Bénin (Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Hydraulique),
- le Gouvernement Belge (Ministère de la Coopération au Développement; AGCD),
- la SBEE,
- la BOAD,
- les ingénieurs consultants Tractebel et Soned,
- les entreprises sousmissioinaires à l'appel d'offre .

Sur la ligne de crédit accordée par la Belgique à la BOAD, Tractebel a entrepris des études d'identification et de préféabilité de projets de micro-centrales hydro-électriques au Togo et au Bénin. En 1987 le projet de N.Y était estimé à un coût de 477 Mio FCFA (prix 1987). Ces études ont entraîné une étude de réalisation du projet N.Y (mars 1989), concluant comme suit: "Le coût total d'investissement du projet hydro-électrique est de 1248,4 MioFCFA et comprend:

Lot 1 - Génie civil	422,0 MioFCFA
Lots 2.1 et 2.2 - Electro-mécanique	486.0 MioFCFA
Lot 2.3 - Poste et ligne	132.0 MioFCFA
Etude, surveillance et travaux	208.4 MioFCFA

Le BOAD a accordé un prêt de 566 MioFCFA à la SBEE pour le financement des études et pour l'exécution des travaux de génie civil pour la réalisation du barrage du projet N.Y. (19 septembre 1991). Ce prêt est alloué à la condition qu'il y ait un bailleur de fonds pour la partie électro-mécanique. Les conditions de prêt sont favorables (5,7% sur 13 ans avec un délai de grâce de 3 ans), et en plus améliorées par l'octroi d'une bonification de 1 point par le Fonds de Solidarité Africaine, dans la mesure où le projet contribue au développement de la région de l'Atakora, considérée comme une région défavorisée.

D'autre part, les gouvernements belge et béninois ont conclu un accord particulier, stipulant que la Belgique attribue un don de 100 MioFB ou 800 MioFCFA au Bénin pour le financement de l'équipement électro-mécanique de la centrale prévue pour être construite à Yéripao (29 septembre 1992). Ce montant correspond à la réactualisation en 01.92 des prix mentionnés dans l'étude de faisabilité de Tractebel (pour rappel: 77 mio FB)

De suite la SBEE a lancé un appel d'offre pour les travaux de génie civil pour les sociétés des pays appartenant à la zone Franc, et l'AGCD a lancé un appel d'offre limité à des entreprises belges pour la partie électro-mécanique (ouverture des offres le 2 mai 1993).

Lors de cette ouverture des problèmes majeures se sont révélés vu les dépassements significatifs des offres par rapport aux montants de l'étude Tractebel.

	Estimation	Firme	Offres		Dépassement
Lot 1 Génie civil	422.0	Udecto-Gomez	717.0		70%
Lot 2 Electro-méc.	618.0	Pardevo	1155.2		87%
		Acec-Gecelec		1779.1	188%
Etudes, etc	208.4	Tractebel-Soned	208.4		?
Total	1248.4		2080.6	2704.5	62 à 110%

Les parties engagées, à savoir les Gouvernements Béninois et Belge, la SBEE et l'AGCD, et les entreprises sousmissionnaires ont déjà dépensés des ressources et des efforts significatifs pour le projet N.Y.

En cas d'abandon du projet N.Y, ces ressources et ces efforts doivent être considérés comme perdus. C'est pourquoi notre position du départ dans l'approche du problème est de préserver le projet dans toute la mesure du possible.

## Observations d'ordre spécifique

### 1. Coûts d'investissements.

Le dépassement des coûts estimés est d'un ordre de grandeur inattendu, même si on tient compte de l'inflation pendant 4 années (mars 1989 - mai 1993).

La capacité prévue de la centrale est de 960 kW. Donc le coût estimé par Tractebel en 1989 de 1284.4 MioFCFA signifie un investissement spécifique de 1337.9 MioFCFA par MW (167.2 MioFB par MW). C'est un coût aux marges de l'acceptable pour un tel projet.

Dans ce cadre, je fais référence à un projet de micro hydro-électricité de 4360 kW au Malawi (Wovwe), dont l'étude de faisabilité a été réalisée par Fichtner Consulting Engineers de Stuttgart (septembre 1991). Le coût total de ce projet est 17.566 Mio DM, soit de 3021.4 MioFCFA ( ou 377.7 MioFB), donnant des investissements spécifiques de 693 MioFCFA par MW (ou 87 MioFB par MW). Admettons un doublement du coût spécifique par l'échelle plus petite du projet N.Y., nous arrivons à un coût semblable à celui estimé par Tractebel en 1989.

Les coûts rapportés aux offres montent à 2167.3 MioFCFA par MW (271 MioFB par MW) ou même 2817.2 MioFCFA par MW (352 MioFB par MW).

### 2. Capacité du projet

L'étude faite par Tractebel en 1989, bien que longue et imposante, contient des lacunes sur des points essentiels. L'analyse économique est particulièrement faible, par manque d'une analyse simultanée de l'offre d'énergie potentielle dans les chutes d'eau du Yéripao, et de la demande de l'énergie à Natitingou. Je ne comprends pas comment Tractebel a pu décider la capacité optimale du projet sans une telle analyse.

Il me semble que le choix de la capacité du projet est fait très rudimentairement. De plus je trouve dans les rapports de Tractebel des propositions qui demandent à être précisées. Dans un même rapport (Cahier des Clauses Techniques Particulières d'Equipements Hydro et Electro-mécaniques) il est dit que "le débit maximum de la conduite forcée n'excèdera pas 0.8 m<sup>3</sup>/s" (p.9), et que "la puissance garantie du groupe est de 480kW relevée aux bornes de la génératrice lorsque la machine fonctionne sous une hauteur de chute nette de 119.5 m". On est disposé à conclure que la capacité du projet entier est de 2x480=960kW, mais les lois physiques ne soutiennent pas une telle capacité sous une chute nette de 119.5 m avec un débit de 0.8 m<sup>3</sup>/s. Les valeurs dites ne permettent qu'une production nette de 800kW au maximum (rendement du Pelton de 90% et du groupe alternateur de 95%). Quand nous avons le courage de relier cette capacité limitée aux investissements proposés, nous arrivons à des prix spécifiques de 2600.7 MioFCFA par MW (325 MioFB par MW) ou bien 3380.6 MioFCFA par MW (423 MioFB par MW).

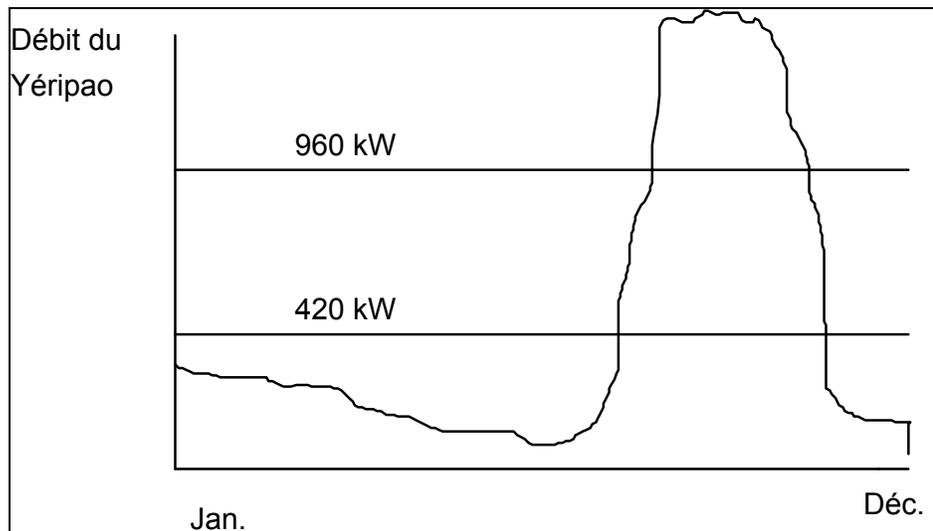
### 3. Facteurs de charge

Un investissement coûteux ne peut se justifier que comme moyen de production de base, c'est à dire produisant à pleine capacité durant toute l'année (8760 heures), à part des courtes périodes d'entretien ou de réparation.

Le Yéripao connaît un débit très irrégulier passant de moins de 0.05 m<sup>3</sup>/s en saison sèche à plus de 10 m<sup>3</sup>/s durant les crues de la saison de pluie. La pluviosité irrégulière est représentée dans la figure suivante. Les deux lignes horizontales montrent des capacités différentes de production d'électricité: 960 kW (comme prévu par Tractebel, bien que nous avons argumenté qu'il faille corriger ce chiffre à 800 kW) et 420 kW dont nous parlerons ci-après.

Par l'irrégularité du débit du Yéripao, une utilisation de la capacité de 960 kW pendant une longue durée ne peut se réaliser quand on peut stocker des grands volumes d'eau durant des mois. Cela exige un réservoir de capacité volumineuse, alors que sur le site du barrage on ne peut stocker que 6400 m<sup>3</sup> (pendant les crues de pointe ce bassin se remplit en 10 minutes, et il se vide en production d'électricité nominale de 800 kW en moins de 2 heures). Il faut donc conclure que le projet micro hydro sur le Yéripao est un système au fil de l'eau ('run of the river power'), et non de barrage ('dam power'), avec deux conséquences importantes: pour la centrale électrique le facteur de charge va être très bas, et de plus il n'y aura pas de régularisation de l'écoulement de l'eau de la rivière, donc les bénéfices qu'on attendait d'une telle régularisation ne se réaliseront pas.

Figure 1: Cours du débit du Yéripao pendant l'année et capacités de centrale électrique



Restons-en au facteur de charge: on peut prévoir que celui-ci ne dépasse pas 40% (centrale de 800 kW) ou 50% (centrale de 420 kW). Ce fait vient aggraver les remarques sur les coûts d'investissements extrêmement élevés du projet.

#### 4. Capacités doublantes

Les observations faites au point précédent ont aussi comme conséquence qu'on doit prévoir une capacité de réserve ('back-up power') pour les périodes sèches de l'année, lorsque la centrale hydro ne pourra pas répondre à la demande de Natitingou. Aussi longtemps que cette ville ne sera pas interconnectée au réseau béninois ou au réseau d'un pays voisin il faut prévoir une capacité double de production à Natitingou. Pour l'avenir immédiat ceci signifie des groupes diesel.

La présence de capacités additionnelles (groupes diesel) est liée intimement à l'approvisionnement de Natitingou en électricité étant donné qu'on ne peut pas séparer l'évaluation de l'économicité du projet N.Y. de ces autres moyens de production.

#### 5. Besoins d'électricité de Natitingou

La ville a une population d'à peu près 20.000 habitants, qui doublera probablement dans les vingt années à venir. La consommation d'électricité dans le passé et les prévisions pour le futur sont représentées au tableau suivant.

Année	Production (MWh)	Pointe (kW)	Fact. de charge
1984	1208	322	43
1985	1112	367	35
1986	1614	377	49
1987	1907	460	47
1988	1735	430	46
1989	1705	373	52
1990	1769	440	46
1991			
1992	1897	490	44
1995	2140	531	46
2000	2714	645	48
2005	3322	758	50
2010	4376	999	50

Sur la période 1984-1992, la demande a augmentée de 5.8 % en moyenne par an. Pour la période 1990-2010, l'étude consultée (Electrowatt-Sogreah, Janvier 1993) prévoit une croissance de 4.6 % par an. Les facteurs de charge ont fluctué dans le passé, ce qui est normal dans des systèmes de petite échelle. Une hypothèse de 50 % dans le futur semble réaliste.

On peut imaginer d'autres taux de croissance de la demande d'électricité à Natitingou. Ces taux ne seront pas influencés par le projet N.Y. du côté de l'offre d'électricité: actuellement la fiabilité de l'approvisionnement est haute, et la SBEE applique des tarifs uniformes dans tout le pays. D'autre part, la réalisation du projet induira dans la ville une croissance économique temporaire, dont on espère un effet multiplicateur d'investissement. Cet effet est réel mais ne doit pas être exagéré, à moins que la réalisation du projet ne soit accompagnée de mesures additionnelles (par exemple la construction de liaisons routières, qui sont aussi prévues pour les prochaines années).

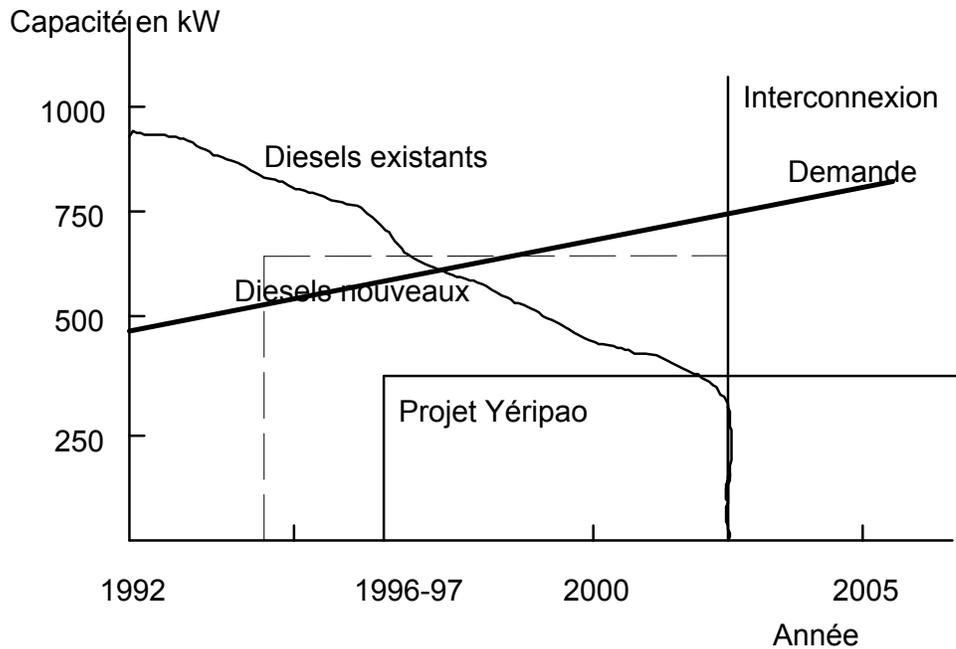
L'effet multiplicateur d'investissement explique le grand soutien pour le projet N.Y. de la part des autorités Béninoises et de la SBEE.

## **Alternatives pour le projet proposé**

### **6. Autres projets d'approvisionnement en électricité de Natitingou**

Outre le projet N.Y. et la centrale diesel, on peut imaginer que d'autres moyens de productions puissent aboutir à satisfaire la demande de Natitingou. On n'a pas eu l'occasion de considérer des possibilités diverses (comme les énergies renouvelables et la biomasse), mais une interconnexion de Natitingou avec le réseau Béninois ou avec le réseau d'un pays voisin (Togo ou Burkina Faso) dans la période 2000-2005 est très vraisemblable. Alors Natitingou bénéficiera d'une électricité meilleur marché que celle produite à Yéripao. Cette éventualité va influencer le bilan économique du projet N.Y de manière significative.

Dans la figure 2 on a schématisé le problème de l'offre de capacités productrices pour Natitingou. Les diesels existants datent de 1977 et ne peuvent servir qu'avec un entretien très intensif et avec une consommation de fuel élevée ( $> 300$  g/kWh). On peut s'attendre à une dégradation de leur fiabilité et de leur rendement continu. Le projet de Yéripao peut s'inscrire comme capacité active à partir des années 1996-97 si on se lance dans sa réalisation dès les mois prochains (j'ai mentionné comme capacité celle du cas réduit de 420 kW comme argumenté au point suivant). Dans la période 2000-2005 on peut prévoir la réalisation de l'interconnexion de Natitingou, avec une capacité illimitée comparée aux besoins futurs de la ville. De plus on peut considérer comme option de sécurité l'installation d'un équipement diesel de base avec une fiabilité haute et une consommation spécifique basse ( $\sim 200$  g/kWh), pour garantir l'approvisionnement en électricité de la ville durant la période de construction du projet N.Y. et en attendant l'interconnexion. Quand cette dernière sera acquise, on peut déménager l'équipement vers une autre ville pour y développer la demande d'électricité.



### 7. Une capacité plus adaptée du projet N.Y.

L'étude de la capacité optimale d'un projet d'investissement est normalement faite là où on commence l'analyse de faisabilité. On compare les bénéfices de la capacité de réponse à la demande par rapport aux coûts liés à l'offre, et l'équilibre entre les deux nous donne la capacité optimale du projet.

Pour la demande on fait des projections sur le taux de croissance de la consommation d'électricité (voir point 5 ci-dessus).

Pour l'offre, l'analyse des réalités physiques et économiques est nécessaire. Il faut une estimation assez fiable des flux en énergie électrique afin de pouvoir arriver à une estimation de la rentabilité (micro et macro) économique du projet. Quand les données le permettent une analyse de simulation d'heure en heure sur ordinateur est à préférer, comme c'est le cas dans le projet N.Y. Nous avons développé le logiciel nécessaire pour cette analyse, mais les moyens de réalisation ne sont pas à notre disposition durant cette mission. C'est pourquoi nous nous sommes limités à une analyse des moyennes journalières et des débits d'écoulement du Yéripao et de la demande de puissance à Natitingou.

Quant aux débits, nous avons simulé les déversements d'eau et donc les quantités d'eau disponibles pour la production d'électricité en fonction de la dimension de la conduite forcée à prévoir. Outre le diamètre de cette conduite, nous avons aussi considéré deux options de longueur: la proposition actuelle de 2300m (chute nette de 120m), et une réalisation plus courte de 1750m (chute nette de 100m).

Les résultats sont résumés au tableau suivant.

Débit de la conduite forcée en m <sup>3</sup> /s	Débit annuel susceptible en m <sup>3</sup> /an	Facteur de charge en %	Electricité productible en chute de 120m		Electricité productible en chute de 100m	
			kW	MWh	kW	MWh
1.0	10240659	32	1000	2845	840	2389
0.9	9831901	35	900	2731	755	2294
<b>0.8</b>	<b>9385213</b>	<b>37</b>	<b>800</b>	<b>2607</b>	670	2190
0.7	8897744	40	700	2472	590	2076
0.6	8371741	44	600	2325	500	1953
<b>0.5</b>	<b>7779555</b>	<b>49</b>	500	2161	<b>420</b>	<b>1815</b>

Source: BENINS3.XLS en annexe ...

Les données dans ce tableau sont les maximum physiques basés sur l'hydraulicité de l'année 1988, seule année pour laquelle on dispose d'observations détaillées. Nous avons accentué les deux cas qui retiennent notre attention: la conduite de 0.8 m<sup>3</sup>/s (diamètre de 800mm) en chute de 120m et offrant d'une capacité électrique de 800 kW, et la conduite réduite de 0.5 m<sup>3</sup>/s (diamètre estimé à 650mm) en chute de 100m avec une capacité électrique de 420 kW. On appellera ces deux propositions "cas grand" et "cas petit" dans la suite du rapport.

Le cas petit induit une perte du productible de 30% comparé au cas grand (1815 MWh au lieu de 2607 MWh), mais fait réaliser par contre une croissance de 32% du facteur de charge (49% au lieu de 37%). Une analyse plus fine ci-après doit démontrer la valeur réelle de ces différences entre les cas.

Bien sûr nous attendons une baisse significative des coûts de construction du cas petit comparé au cas grand.

## Analyse Economique

### 8. Résultats d'une simulation approximative des prestations des deux cas.

Nous avons construit un tableur pour l'évaluation plus détaillée des deux cas tenant compte du cours de l'écoulement d'eau du Yéripao de jour en jour d'une part, et de la structure et de la hauteur de la demande journalière d'électricité à Natitingou d'autre part. Par manque de données détaillées sur les courbes de charge à Natitingou nous avons dû avoir recours à des capacités moyennes par jour. Cette approximation est surtout bénéfique au cas grand, parce que les fluctuations de charge de la demande vont mettre une capacité plus grande en chômage qu'une capacité petite.

Nous avons fait des calculs pour un taux de croissance de la demande de 5%/an et jusqu'à l'année 2005 (le tableur permet toute variante en peu de temps). Les résultats sont présentés en annexe 2 (BENINS2.XLS).

Pour l'analyse économique, il nous faut des estimations des coûts d'investissement du cas petit. On s'est seulement engagé dans une considération du Lot 2 (la partie électromécanique). Comme nous avons réduit la longueur de la conduite forcée à 1750m avec un diamètre de 650mm, et que nous avons divisé par deux la centrale électrique (un groupe Pelton-alternateur de puissance nette de 420 kW au lieu de deux unités de 480 kW chacun), nous pensons qu'on peut appliquer les coefficients de réduction comme suit:

Partie du Lot 2	Multipl i-cateur	Argumentation
A.1. Vantellerie	0.86	réduite de diamètre de 800 à 650mm. Le rapport linéaire est de $650/800=0.81$ . En supposant un terme fixe de 25% dans une fonction de coût linéaire nous avons retenu 0.86
A.2. Conduite forcée	0.86 0.76	idem le raccourcissement de la conduite de 2300m à 1750m est de l'ordre $1750/2300=0.76$ . Nous tenons ce ratio parce que la bifurcation devient superflue, et la traversée de la vallée aussi (p.e. le siphon et les supports élevés); cela compense de loin notre négligence du terme fixe des travaux
B. Pelton + alternateur	0.50	installation d'un groupe au lieu de deux et l'échelle du groupe restant est réduite en plus d'un facteur $420/460=0.91$
C. Poste + lignes diverses	1.00	les gains en transfo (1 au lieu de 2 et d'échelle plus petite), et en épaisseur du câble seront compensés par les distances plus longues (sousestimées dans le projet actuel)

En appliquant ces coefficients à l'offre PARDEVO (la moins chère des deux offres), nous estimons les coûts du Lot 2 comme suit:

Partie du Lot 2	Propositions Pardevo	Estimations projet réduit
A.1. Vantellerie	42 928.8	36 918.8
A.2. Conduite forcée	673 210.4	440 513.8
B. Pelton + alternateur	256 383.2	128 191.6
C. Poste + lignes diverses	182 636.0	182 636.0
Total:	1 155 158.4	788 260.3

Nous sommes convaincu que le montant total peut être réduit encore plus que les 32 % atteints, surtout quand on se tourne vers le marché international (p.e. les pays de l'Europe de l'Est et la Russie ont une capacité de production hydro-électrique bien développée). L'argument "produit belge" joue peu dans ce dossier parce que la plus grande partie de la valeur ajoutée est achetée à l'étranger dans les deux dossiers retenus pour les travaux électro-mécaniques. Je ne suis pas du tout partisan de subventions à des firmes réalisant des profits commerciaux sans contribuer à l'emploi ou à d'autres effets bénéfiques pour l'économie belge.

Quand on ajoute le coût du génie civil (estimé à 650 MioFCFA) et le coût des études (208.4 MioFCFA), on arrive au total de 1646.7 MioFCFA (206 MioFB), pour une centrale de capacité limitée à 420 kW avec un facteur de charge maximale de moins de 50%. Ces chiffres restent effrayants!

Pour l'analyse économique nous proposons l'étude de 8 stratégies d'investissement qui sont composées par les éléments suivants:

<b>Acronyme</b>	<b>Description</b>
SY = Sans Yéripao	le micro-hydro n'est pas réalisé
G = Grand projet Yéripao	le projet proposé par Tractebel est réalisé (construction en 1994-95; production à partir de 1996) Prix investissement Pardevo pour l'électro-mécan.
P = Petit projet Yéripao	le projet réduit de 420 kW est réalisé (mêmes dates que G) prix recalculés pour l'électro-mécan.
V = Vieux diesels sont utilisés	pour couvrir les besoins entretemps on s'appuie sur la centrale existante. L'hypothèse que la centrale peut supporter les demandes n'est pas toujours très réaliste
N = Nouveaux diesel	un diesel de 600 kW est installé en 1995; cette unité produit 75% de la partie non-hydro et jusqu'à l'arrivée de l'interconnexion
r = interconnexion rapide	Natitingou est lié aux réseaux en 2000. Dès que l'interconnexion est là, les diesels sont arrêtés
t = interconnexion tardive	Natitingou est lié aux réseaux en 2005. Production diesel arrêtée dès l'interconnexion réalisée

Les données pour l'analyse économique sont les suivants:

- taux d'actualisation réel = 7%
  - période d'analyse 1992-2010
  - investissements interconnexion Djougou-Natitingou: 1368 MioFCFA (durée de vie = 35 ans)
  - investissements Grand Yéripao: 2014 MioFCFA (durée de vie = 40 ans)
  - investissements Petit Yéripao: 1647 MioFCFA (durée de vie = 40 ans)
  - coût d'investissement d'un diesel de 600kW (750 tpm), (offre reçu en septembre 1993 pour le Malawi, et augmentée d'imprévis de 10%): 88 MioFCFA (11 MioFB)
- Des solutions moins chères en investissement sont disponibles quand on peut négocier sur le marché actuel. Durée de vie = 10 ans

- consommation spécifique des diesels en litres/kWh produite:
  - les vieux = 0.34
  - les nouveaux = 0.23
- consommation de l'huile en grammes/kWh:
  - les vieux = 5
  - les nouveaux = 1
- coût du fuel (sans taxes; les taxes sont des transferts et pas des coûts réels: ce qu'une personne paie, l'autre (ou l'état) reçoit). Dans le cas de la société publique SBEE le prix sans taxes est le plus réel: 78 FCFA par litre (Nord Bénin). Avec taxe incluse le prix s'élève à 134 FCFA par litre.
- coût d'huile: 631 FCFA par kg
- l'électricité importée des pays voisins à partir des projets hydro de grande échelle est estimée à un coût de 30 FCFA par kWh.

Avec les différents choix de projets individuels on peut construire des stratégies d'investissements. Nous avons analysés les suivantes avec un tableur développé dans ce but (ce qui signifie que la SBEE peut elle-même évaluer tout autre projet ou stratégie d'investissement concernant l'approvisionnement en électricité de la ville de Natitingou, étant donné que nous avons transmis le modèle développé). Le modèle permet de changer tous les paramètres du problème, et de voir les résultats des variantes en temps réel.

Sans Yéripao		Interconnexion rapide		Interconnexion tardive	
Diesel-interconnexion combin.		Vieux diesels	Nouveau diesel	Vieux diesels	Nouveau diesel
<b>SYVr</b>	Grand cas	<b>GVr</b>	<b>GNr</b>	<b>GVt</b>	<b>GNt</b>
<b>SYNt</b>	Petit cas	<b>PVr</b>	<b>PNr</b>	<b>PVt</b>	<b>PNt</b>

Nous avons faites les calculs pour deux taux de croissance de la demande à Natitingou, viz. 5%/an et 10%/an.

Les résultats sont donnés au tableau suivant:

<b>5%/an</b>					
<b>SYr</b>	<b>GVr</b>	<b>GNr</b>	<b>GVt</b>	<b>GNt</b>	
<b>50.1</b>	<b>81.7</b>	<b>83.0</b>	<b>70.8</b>	<b>71.1</b>	<b>FCFA/kWh</b>
<b>1532</b>	<b>2497</b>	<b>2537</b>	<b>2164</b>	<b>2175</b>	<b>MioFCFAact.</b>
<b>SYnt</b>	<b>PVr</b>	<b>PNr</b>	<b>PVt</b>	<b>PNt</b>	
<b>37.3**</b>	<b>74.6</b>	<b>75.8</b>	<b>63.7</b>	<b>63.9</b>	<b>FCFA/kWh</b>
<b>1140**</b>	<b>2281</b>	<b>2318</b>	<b>1948</b>	<b>1954</b>	<b>MioFCFAact.</b>
<b>10%/an</b>					
<b>SYr</b>	<b>GVr</b>	<b>GNr</b>	<b>GVt</b>	<b>GNt</b>	
<b>43.2</b>	<b>61.7</b>	<b>62.3</b>	<b>54.6</b>	<b>54.0</b>	<b>FCFA/kWh</b>
<b>2018</b>	<b>2887</b>	<b>2913</b>	<b>2555</b>	<b>2524</b>	<b>MioFCFAact.</b>
<b>SYnt</b>	<b>PVr</b>	<b>PNr</b>	<b>PVt</b>	<b>PNt</b>	
<b>33.6**</b>	<b>58.4</b>	<b>58.9</b>	<b>51.3</b>	<b>50.4</b>	<b>FCFA/kWh</b>
<b>1569**</b>	<b>2730</b>	<b>2753</b>	<b>2398</b>	<b>2356</b>	<b>MioFCFAact.</b>

\*\* ces prix et montants sont sous-estimés pour les hypothèses concernant les diesels. Surtout dans les scénarios de haute croissance, la fiabilité de la production ne sera pas garantie avec une stratégie retardant l'interconnexion.

Les observations suivantes se fondent sur les résultats obtenus:

- le prix de revient sans Yéripao est significativement plus bas que celui avec le projet micro-hydro réalisé. Une bonne partie de la différence résulte des bas prix de la production diesel (prix fuel hors taxe; hypothèse de production continue de la vieille centrale, etc...). Mais la raison la plus importante est cependant la non-réalisation d'un investissement cher, qui est supplanté en plus par l'interconnexion qui se réalisera au début du 21<sup>e</sup> siècle. Il faut bien faire attention au simple fait que chaque investissement comporte aussi ses propres coûts d'entretien et de surveillance.

Par l'abandon du projet Yéripao, on gagne 800 à 1000 MioFCFA en coûts actualisés sur la période 1992-2010. Bien sûr, si on considère le don belge strictement voué au projet Yéripao (et perdu en cas de non-réalisation), pour le Bénin les résultats se modifient en faveur de la réalisation du projet

- le prix du revient du Grand Yéripao est toujours plus haut que celui-ci du Petit Yéripao: la différence est plus prononcée quand le taux de croissance de la demande à Natitingou est bas. En coût total actualisé sur la période 1992-2010, il s'agit de 200 MioFCFA au taux de croissance de la demande de 5% et de 150 MioFCFA au cas de 10%.

Mais même pour le Petit Yéripao, les investissements et les coûts liés restent hauts. C'est pourquoi le projet n'est économique que pour les spill-overs d'ordre macro-économique

- le retardement de l'interconnexion a un effet positif sur le prix de revient de 8 à 12 FCFA/kWh. L'explication de cet effet est double: d'un côté nous mettons tous les coûts de la ligne Djougou-Natitingou sur les kWh vendus à Natitingou; de l'autre côté le prix diesel est bas par nos hypothèses de travail et le prix fuel hors taxe. C'est aux autorités béninoises de changer ces paramètres, et p.e. d'allouer un pourcentage limité du coût de ligne aux consommations de Natitingou et/ou de changer les prix du fuel impliqués
- l'installation d'un diesel nouveau a un effet très faible sur le prix de revient: parfois positif (croissance haute et interconnexion tardive), parfois négatif (autres cas). Néanmoins, nous pensons qu'un diesel nouveau est techniquement nécessaire à Natitingou parce que notre hypothèse sur la fiabilité de la vieille centrale est peu fondée, et il est important, en cas de réalisation des grands travaux dans la région, d'avoir de la puissance électrique garantie.

## Conclusions

Le projet N.Y tel que proposé par Tractebel en 1989 et vu les offres reçues pour la réalisation des travaux ne peut pas être retenu comme un projet valable de développement. Son économicité n'est en aucun cas garantie, et comme chaque franc a un coût d'opportunité on trouverait facilement des destinations plus sensibles pour l'argent des parties concernées.

Il ne paraît dès lors pas raisonnable de poursuivre l'engagement de la Belgique dans le projet **tel qu'il se présente actuellement.**

Il convient cependant de rappeler qu'en cas d'abandon par la Belgique de sa participation au projet, la BOAD retirerait son engagement parce qu'une condition du prêt alloué (don de l'équipement électro-mécanique à la SBEE par un bailleur de fonds) ne serait plus satisfaite. Il faudrait alors s'attendre à un report à une date indéfinie du projet N.Y.

D'autre part, la Belgique s'est **engagée** pour un don de 800 MioFCFA, en particulier pour le développement de la région de Natitingou. Elle n'échappe par ailleurs pas à une certaine responsabilité de paternité du projet N.Y., introduit auprès de la BOAD par le bureau d'étude Tractebel.

Avec l'arbre de décision suivant, nous proposons une structure pour la prise d'une décision. Nous avons apportés tous les éléments que nous avons pu trouver au cours de notre mission de courte durée pour éclairer le problème. De plus nous avons transmis un logiciel pour l'analyse des stratégies d'investissements sous différents scénarios.

Il revient aux Autorités béninoise et belge de prendre les décisions qu'elles jugeront opportunes.