

Electricité

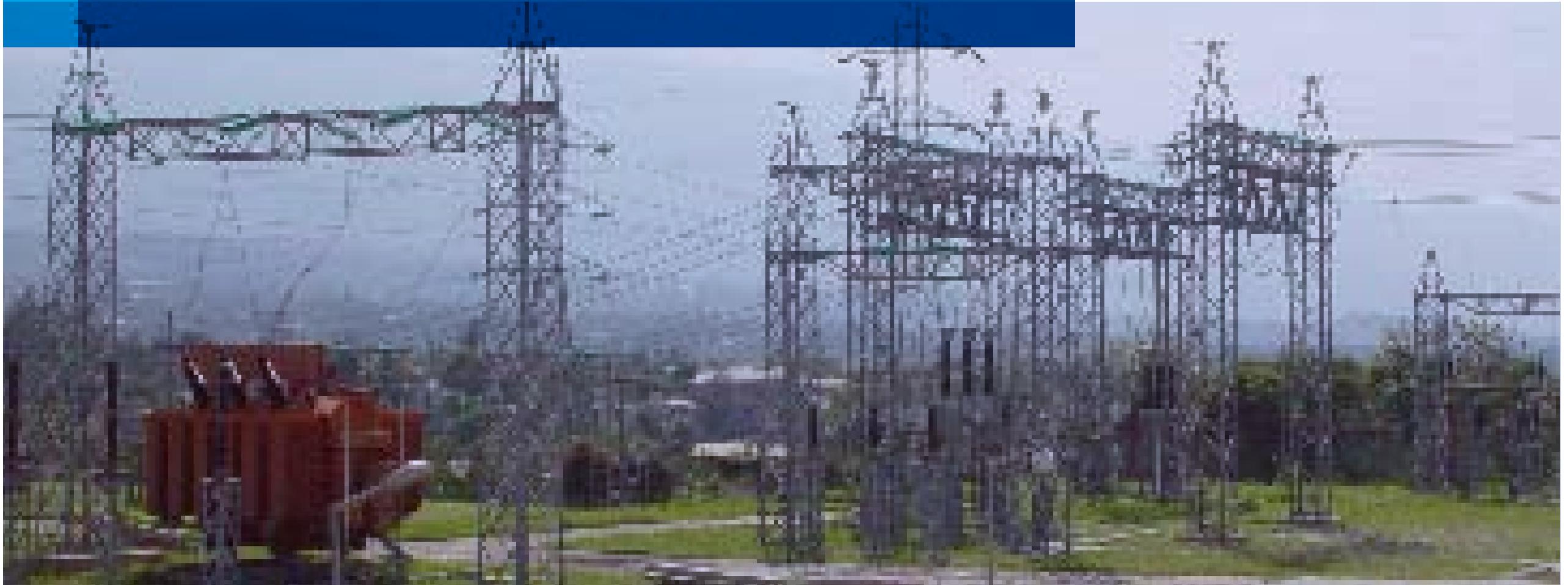


Table des Matières

Introduction 4

Etat des Lieux 5

1.1 Des contraintes opérationnelles difficiles à surmonter 6

1.1.3. Domaine commercial 9

1.2. Un cadre Institutionnel inadapté 15

1.3. L'énergie et le bien-être des pauvres. 16

1.4. L'énergie et la croissance économique 17

Les enjeux 18

2.1. Les enjeux technologiques 18

2.2. Enjeux Economiques 19

2.3. Enjeux Politiques 20

Nos Objectifs 23

3.1. Objectifs institutionnels 23

3.2. Objectifs économiques 24

3.3. Objectifs techniques 25

3.4. Objectifs sociaux 28

Des options essentielles à retenir pour l'avenir 30

4.1. Accroître l'offre 30

4.2. Coordonner des politiques d'action sur la demande 31

4.3. Réduire « tous azimuts » des coûts 32

4.4. Vendre mieux, vendre plus 32

4.5. Développer les outils de base 34

4.6. Réformer le cadre réglementaire 34

4.7. Elargir le champ de la concurrence 35

4.8. Fixer des objectifs explicites et précis aux prestataires de services 36



Un programme d'investissement bien élaboré 37

- 5.1. Bailleurs de Fonds Internationaux 37
- 5.2. Gouvernement haïtien 38
- 5.3. Sous-secteur privé 39

Une stratégie de mise en œuvre acceptée de tous 40

- 6.1. Une stratégie partagée par tous 40
- 6.2. Construite sur une vision de long terme 41
- 6.3. Intégrant la bonne gouvernance et une nouvelle structure sociale 41
- 6.4. Programmation de projets 42

Conclusion : Démocratie et régulation 46

Annexe 1. Options d'extension de la production électrique. 48

Annexe 2. Développement de la production dans les villes de province. 50

Annexe 3. Les Flux de capitaux pour augmenter la production. 51

Annexe 4. Chronogramme d'exécution du programme sectoriel national 2006-2008. 52

Annexe 5. Chronogramme d'exécution du programme de court terme par Département : 2006-2008. 54

Annexe 6. Tableau de bord commercial de l'EDH dans les villes de province. 65

Annexe 7 : Production Port-au-Prince 66



Le présent document a pour objectifs d'identifier et de définir, dans le sous-secteur de l'électricité, un programme compatible avec la stratégie globale de développement durable, d'amélioration de notre compétitivité et de réduction de la pauvreté du gouvernement. Il demeure en parfaite cohérence avec le Plan national de développement du sous-secteur de l'énergie (PNDSE) qui propose un cadre pour l'ensemble des composants du sous-secteur de l'énergie. Sa production au sein du Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications (MTPTC), en collaboration avec l'Électricité d'Haïti (EDH), se justifie par la contribution particulièrement critique du sous-secteur de l'électricité à la relance économique, à l'alimentation de la production industrielle, à la création d'emplois. Ce sous-secteur participe tout aussi crucialement à l'amélioration du standard de vie de la population, tant par la disponibilité accrue d'opportunités de travail, que par une qualité de vie améliorée.

Le texte qui suit commence par un état des lieux qui débouche sur les liens entre les buts du développement du sous-secteur et les résultats à atteindre en matière de réduction de la pauvreté. Les objectifs retenus au chapitre 3 sont utilisés au chapitre 4 pour formuler des politiques qui pourraient être considérées comme des options essentielles pour l'avenir. Au plan concret, au chapitre 5 il est présenté

Introduction

le Programme d'Investissement du sous-secteur Electrique et au chapitre 6 la Stratégie d'implémentation des projets définis au chapitre précédent.

La conclusion présentée au chapitre 7 met en relief la relation entre régulation, démocratie et développement du sous-secteur.



Etat des Lieux

La production, le transport, et la distribution de l'électricité sont des facteurs essentiels du développement. Conscients de cette nécessité, nos gouvernements successifs avec l'appui de la Communauté Internationale avaient mis en place des programmes malheureusement dominés par une logique de l'urgence mais, susceptibles d'apporter une réponse partielle non seulement aux besoins de la majeure partie de la population privée de ces services mais aussi au besoin des entreprises capables de créer des emplois et de stimuler l'économie. Les crises politiques et économiques successives ont dérégulé une machine mise en place avec l'aide d'opérateurs étrangers spécialisés et dont les défauts étaient masqués par la relative performance des années 1980-1986.

Les masques estompés, la gravité de la situation fut simplement mise à nue. De fréquentes coupures avec une offre oscillant entre quatre et douze heures d'électricité par jour, pendant les saisons sèches, paralysent la production industrielle, perturbent les décisions d'investissement nécessaires à la reprise économique et surtout n'incitent pas les usagers à être en règle avec l'entreprise et à se comporter au mieux de l'intérêt collectif: utilisation de petits générateurs diesels, ou d'équipements à faible rendement énergétique, etc). Le passif accumulé par EDH paraît impossible à combler et aucune perspective d'amélioration de la situation n'est envisageable si les mesures correctrices ne sont pas prises rapidement. Nos services d'électricité traversent donc une crise grave.

Cette situation est le résultat d'un long processus de dégradation dont les causes principales sont :

- d'abord, une imprécision totale dans la définition des missions de puissance publique aggravée par les lacunes diverses du cadre légal actuel tant sur le plan de la régulation que sur celui de la participation du sous-secteur privé ou de la tutelle du ministère des TPTC;
- ensuite, une autonomie de gestion fortement contrariée par les prescriptions institutionnelles (nomination des directeurs de fonction par le pouvoir politique) et par l'instabilité sociale que connaît le pays depuis presque vingt ans entraînant le départ de l'EDH de plusieurs générations de cadres et techniciens compétents et qualifiés ;
- une irresponsabilité très largement répandue chez les cadres et employés dûe en partie à la mise en veilleuse effective des dispositions légales (contrats léonins avec des entreprises de production), de l'absence de volonté d'application de la réglementation interne particulièrement pour le personnel en charge de la sécurité; mais surtout à l'intervention fréquente du gouvernement dans la dotation de personnel et aux relations souvent conflictuelles entre le syndicat et la direction d'EDH ;
- une défaillance totale des fonctions de direction : planification, organisation, gestion des ressources, coordination, contrôle et évaluation avec pour conséquences :



- une gestion lourde, lente et onéreuse du réseau et du parc de production aggravée d'un côté par un système de pilotage à vue, et de l'autre par des mauvais choix en matière d'équipements du parc de production (groupes diesel rapides) et l'absence d'investissements sérieux dans le sous-sous-secteur depuis 1988.
- un système d'informations financières déficient en raison des faiblesses du système informatique et des difficultés dans l'organisation et le traitement des données de base.
- enfin, un système tarifaire inapproprié aux conditions de financement d'EDH et une excessive dépendance vis-à-vis de l'aide externe.

L'absence de politiques dans le sous-secteur, puis les bamboches dictatoriales après les coups d'état successifs ont en plus conduit quelques individus à se substituer à l'état et à mettre l'EDH en coupe réglée. La défaillance du système judiciaire et son corollaire la non application des lois existantes (même imparfaites) à l'encontre des pratiques établies de corruptions tant internes à l'EDH qu'externes à abouti à des taux de pertes pour énergie produite mais non facturée parmi les plus élevés du monde. L'absence de l'application et du suivi par les instances concernées des gouvernements passés des recommandations des différentes études de définition d'un plan énergétique national proposant pour le sous-secteur électrique de prendre en considération les sources locales d'énergies renouvelables ont empêché la construction d'une vision stratégique du sous-secteur.

Aujourd'hui, nous devons nous rendre à l'évidence : la gestion directe ne peut être un succès que lorsque sont respectées les règles d'efficacité, de compétences techniques et de rigueur de gestion qui sont seules garantes de l'équilibre de l'exploitation. Après avoir négligé ces règles d'or, par le

passé, l'état haïtien doit maintenant prendre des décisions radicales et réfléchir à des formules, qui tout en proposant une solution économique satisfaisante préservent les intérêts nationaux. Il devra donc organiser les modes d'interaction contractuelles entre la sphère publique, le secteur privé et la société civile, tout en jouant le rôle fort qui doit être le sien : « un état stratège garant de l'intérêt général ».

1.1 Des contraintes opérationnelles difficiles à surmonter

1.1.1. Domaine production

Le parc de production de l'Electricité d'Haïti comprend trois grandes centrales thermiques et une centrale hydroélectrique pour la zone métropolitaine, et des centrales thermiques et hydroélectrique de moindre importance pour les centres de provinces.

La centrale hydroélectrique de Péligre possède une capacité installée de 54 MW et peut délivrer normalement 48 MW. Cependant, la puissance moyenne de Péligre au cours de l'année avoisine 30 MW en saison pluvieuse et 10 MW en saison sèche. La centrale thermique de Carrefour (6 moteurs diesel semi-rapides avec 2 en fonctionnement) a une capacité installée de 50 MW mais a une puissance disponible de 12 MW et ceux de Varreux 1 et 2 des capacités respectives installées de 33 MW et de 21 MW (11 moteurs au total : 5 moteurs diesel semi-rapides dont 2 en fonction-



nement pour Var I, les 6 de Var II sont hors service) ne peuvent fournir que 12.5 MW. Les réparations en cours à Carrefour et à Varreux devraient permettre d'avoir une capacité additionnelle de 15 MW. Le secteur énergétique formel a donc une capacité installée d'environ 157 MW pour une demande « Port-au-Princienne » de plus de 161 MW (estimée en 2005) et une demande nationale de 550 MW satisfaite par une capacité nationale installée de 197 MW. Pour combler ce déficit les gouvernements antérieurs ont conclu des accords léonins de production avec des producteurs indépendants. Alstom Power Rental fournit 50 MW (20 à Varreux III et 30 à Carrefour II). Dans les métropoles régionales Cap Haïtien, Cayes, Gonaïves, Saint Marc le groupe Sogener fournit au total 23 MW. Ces contrats « Take or Pay » permettent de facturer l'énergie contractée et non l'énergie livrée et sont généralement tributaires des aléas de l'approvisionnement en diesel de l'EDH.

La structure détaillée des capacités de production d'électricité est présentée dans l'annexe 7.

En terme de production, EDH fait face à des problèmes sérieux:

- L'absence d'entretien routinier et périodique des centrales hydroélectrique, de contrôle de l'envasement et de protection des bassins versants des barrages font que seulement le quart de la capacité installée du parc de production est disponible ;
- Les centrales thermiques font aussi face aux problèmes d'entretien et d'organisation de la maintenance. Les pièces de rechange ne sont pas disponibles à temps ;

- Les producteurs privés utilisent de petites unités au diesel pour alimenter les villes de provinces et la zone métropolitaine de Port-au-Prince. Ce qui présente des avantages en terme de flexibilité, mais les coûts du Mégawatt installé et de production sont plus élevés. Toutefois, ce choix pose des problèmes en terme de stabilité du réseau du fait que ces petites unités sont centralisées ;
- Les groupes utilisent des combustibles chers : diesel vs mazout ou charbon ;
- Les deux plus grandes centrales thermiques de l'EDH (Varreux I, II et Carrefour) sont situées dans zones fragiles en terme de sécurité ;
- La facture du carburant dépasse largement la perception de l'EDH. Le gouvernement se trouve donc obligé de subventionner une partie des coûts. De plus, la quantité du carburant payée ne correspond pas toujours à la quantité utilisée pour la production d'énergie et les risques de détournement au cours du transport sont encore élevés particulièrement dans des zones fragiles ;
- L'interférence du syndicat dans la gestion de l'entreprise.



1.1.2. Réseau de transport et de distribution

Le réseau de transmission alimentant seulement l'Ouest et une partie du Plateau Central et donc loin d'assurer une couverture nationale est rarement entretenu depuis 1980 et se trouve dans un état de délabrement avancé ne lui permettant pas de supporter les mégawatts additionnels qu'il faudrait pour combler le déficit. Les différences entre régions relativement à l'alimentation sont donc importantes et les pertes techniques au niveau de la transmission et de la distribution s'élèvent à près de 15 %.

L'Électricité d'Haïti confronte de sérieuses difficultés pour maîtriser l'extension de ses réseaux de distribution tant à Port-au-Prince que dans les villes de province. En effet, une bonne partie du réseau de distribution a été rénovée au début des années 80. Ce projet a été discontinué et une portion du réseau, vieux de près de 40 ans, n'a pas été touchée. De plus, le développement anarchique des bidonvilles, à partir de 1986, a entraîné une extension non contrôlée du réseau dans les périphéries des grandes villes telles : Port-au-Prince, Cap, Gonaïves, St-Marc, Cayes, Port-de-Paix, Ouanaminthe et Miragoâne. Les sous-stations de distribution existantes sont surchargées et travaillent à la limite de leur puissance. Un déplacement du centre de charge des sous-stations qui desservent Tabarre et Pernier s'est produit consécutivement au développement de ces nouveaux quartiers. Il devient donc impérieux d'entreprendre rapidement : le renforcement, la réhabilitation des postes existants et la construction de nouveaux postes à Tabarre et Pernier. Aujourd'hui, les problèmes s'accroissent à cause :

- De l'absence d'une infrastructure intégrée de réseau couvrant tout le pays ;
- De la désuétude des installations ;
- Du manque de matériels (Poteaux, conducteurs, transformateurs etc...) et de moyens logistiques pour intervenir sur les réseaux de distribution ;
- Des extensions anarchiques de réseau ;
- Du manque de fiabilité des réseaux pour des raisons diverses (instabilité dynamique : voir section suivante) ;
- De la surcharge des installations électriques (extension incontrôlée, soudeurs et fraudeurs).

Flux dynamique d'énergie dans le réseau

L'énergie se déplace dans le réseau, des points de production aux centres de consommation : on parle alors de "d'écoulement de la puissance". Dépendant de la configuration du réseau et du positionnement des points de production, il peut y avoir des écoulements de puissance inadaptés, et des déclenchements des systèmes de protection : "on parle d'instabilité du système". Il est généralement admis qu'une production distribuée (disséminée harmonieusement à travers le réseau) est plus stable qu'une production concentrée en un ou deux points. Dans tous les cas, la capacité de mesurer et d'analyser les flux de puissance à travers le réseau est important pour en assurer la stabilité. Aujourd'hui, EDH ne dispose pas de cette capacité.



Absence de grandes infrastructures de réseau pour le pays

Avec seulement 55 km de lignes 115 kV et 40.5 km de lignes 69 kV, reliant uniquement certaines villes, Haïti ne dispose pratiquement pas encore d'un réseau national c'est-à-dire d'un seul réseau de transport reliant les principaux centres de production et de consommation du pays.

Désuétude de nos installations

Le réseau de distribution de Port-au-Prince, rénové à 85%, au début des années 80, présente aujourd'hui des faiblesses qui le rendent presque inexploitable. La même situation prévaut dans les villes de province où les réseaux sont pour la plupart vieux de 30 ans. Les sous-stations de l'aire métropolitaine ont été mises en service, il y a plus de vingt ans. La situation est particulièrement critique dans les postes HT/MT. Les équipements de protection sont désuets et doivent être remplacés. On ne trouve plus de pièces de rechange pour ces derniers et c'est grâce au bricolage des techniciens de l'EDH que certains postes marchent encore.

Extension anarchique du réseau

Au manque d'entretien s'ajoute l'extension anarchique des réseaux de l'EDH par des fraudeurs, entraînant à la fois la perte des transformateurs et des câbles de distribution augmentant aussi le nombre de pannes et la baisse de la qualité de service.

Manque de fiabilité des réseaux

Le niveau de fiabilité des circuits est très faible. Pour le mois de janvier 2006, on a enregistré 324 cas de déclenchement

sur l'ensemble des 34 circuits de la zone métropolitaine. La durée de ces coupures augmente la probabilité de perte de charge du réseau de l'EDH. Ce qui constitue un indicateur révélateur du faible niveau de fiabilité de nos circuits.

Surcharge des installations électriques

Les analyses d'écoulement de puissance montrent que presque toutes nos sous-stations sont dépassées et la capacité des transformateurs de puissance est insuffisante. Ceci entraîne un rationnement à outrance et des délestages intempestifs au niveau des circuits même quand la capacité de production dépasse la demande. Trois postes de distribution sur neuf (Canapé-Vert, Ancien Delmas, Varreux) présentent des dépassements allant jusqu'à 15% de la puissance nominale des transformateurs. Trois autres sont à la limite du dépassement (Martissant, Rivière-Froide, Croix-des-Bouquets). Les trois derniers (Toussaint Brave, Carrefour-Feuilles, Croix-des-Missions) ont une réserve de capacité variant de 34% à 60% de la valeur nominale. La réhabilitation des groupes de la centrale de Carrefour (45 MW) requiert un renforcement de la ligne Carrefour/Martissant. Il en serait de même de la ligne Varreux/Dispatching avec le retour sur le réseau de tous les groupes de Varreux I, II et III.

1.1.3. Domaine commercial

Quoique la demande d'électricité soit forte, le taux de pénétration est encore faible. Il peut être évalué à 12.5 % si l'on compte les 184,907 clients actifs recensés dans l'en-



treprise et le fait qu'un « client » représente avant tout une famille moyenne de cinq (5) usagers.

A première vue le sous-secteur électrique présente de très grandes opportunités d'expansion qui ne peuvent être exploitées avec :

- un tarif actuel inadapté ;
- une lutte contre la fraude inefficace ;
- une sous-facturation par manque chronique de matériel de branchement et d'équipement de comptage ;
- un niveau élevé des comptes à recevoir ;
- un manque de moyens logistiques.

Tarif inadapté

La hausse des coûts des produits pétroliers a induit un phénomène d'inflation généralisé qui n'a pas épargné les coûts de production de l'énergie électrique, rendant ainsi le tarif actuel inadapté.

Le tarif moyen actuel de l'ordre de 6,47 G/kWh est plus bas que le prix d'achat aux producteurs privés 7,74 G./kWh (Alstom/ P-au-P) et 7,59 G./kWh (SOGENER/ province) en raison de contrats mal négociés. Avec un taux de recouvrement d'environ 95 % pour Port-au-Prince et de 65% pour la province, les recettes mensuelles de l'entreprise avoisinent les 2,875,000 USD dont 50% sont retenus à la source pour honorer l'achat d'énergie contracté pour les villes de province. Quarante cinq pourcent (45 %) du montant restant est consacré au paiement des salaires et avantages sociaux, cinq pourcent (5%) au remboursement des emprunts contractés auprès du fonds de pension des employés. Il reste alors soit vingt cinq (25%) des recettes

totales, ce qui ne suffit pas à assurer l'ensemble des dépenses d'exploitation. De plus la facture de l'autre fournisseur privé, ALSTOM, est entièrement prise en charge par le Ministère des Finance à travers une subside au secteur électrique au bénéfice de la clientèle.

Une augmentation de tarif est incontournable. La question est de savoir jusqu'à quel niveau et à quelles fins? Le tarif d'électricité pour la ville de Jacmel a été ajusté de 40 % au mois de novembre 2005 tandis que celui de Port-au-Prince a subi une hausse temporaire de 10 % depuis le mois de décembre de la même année ce qui ne permet toujours pas de rattraper les coûts unitaires d'achat d'énergie.

Le Sous-secteur industriel représentant 29 % de la consommation totale à la capitale, pourvoit en moyenne 40% des recettes mensuelles. Toute augmentation du tarif dans cette catégorie est un gage de hausse des recettes dans le sens où la gestion de ces 1200 clients étant plus serrée, la collecte est plus assurée. Cependant, c'est aussi le sous-secteur le plus sensible à tout changement de tarif puisque cette clientèle achète en volume. Les industriels alimentés en Moyenne tension (Puissance appelée > 45 kW) sont encore plus sensibilisés à une augmentation tarifaire vu que leurs groupes de secours ont une taille assez appréciable qui leur permet de réaliser des économies d'échelle induisant une production à un coût moindre que le prix de vente de l'EDH.

Les segments restants sont celui du gouvernement et des organismes autonomes. Le gouvernement subventionnant déjà la fourniture de carburant à l'EDH, toute augmentation de la facturation devrait être époncée par les compensations de dettes réciproques.



Quant aux Organismes Autonomes, ils confrontent des difficultés de trésorerie semblables à celles de l'EDH. Leur embarras pour honorer les factures passées les ont conduit à cumuler un passif représentant 15 % du montant des comptes à recevoir soit près de G.200.000.000 pour l'APN et principalement la TELECO et la CAMEP. Sans un redressement de la gestion de ces entreprises, une augmentation de facture a de grandes chances d'induire un gonflement des comptes à recevoir de l'EDH.

Au regard de ces risques pour l'entreprise, il s'avère que les contrats d'achat d'énergie devraient prendre en compte l'incidence des retombées tarifaires obligatoires qui mettent en danger le niveau de facturation de l'entreprise donc ses sources de rentrées financières et sa survie en totalité.

Inefficacité de la lutte contre la fraude

Une augmentation tarifaire non accompagnée d'autres mesures macro-économiques (promotion de l'emploi et augmentation du pouvoir d'achat de la population) induit des coûts cachés en termes de perte de facturation donc de source de recettes : Le besoin d'énergie étant plus fort que les capacités de coercitions de l'entreprise, les clients s'arrangent pour frauder. Les pertes actuelles par vol d'énergie sont de l'ordre de 35% de l'énergie produite. Elle est le fait de toutes les catégories de consommateurs par le biais de branchements directs ou de trucage de compteurs qu'il faut combattre par :

- des battues intensives (besoins en matériel roulant et en personnel d'inspection et d'intervention) et le remplacement des compteurs rendus à consommation nulle (besoins en matériel de branchement supplémentaire) ;
- Par la législation antifraude sévère rendant le vol de courant très risqué.

Une analyse de la structure de la clientèle montre que les abonnés résidentiels représentent 91 % de la clientèle active à Port-au-Prince et 93 % dans l'ensemble de la province. (Voir tableaux de bord en Annexe). C'est le segment de clientèle auquel on applique le tarif le plus bas (G.6.47/ kWh en moyenne) et, du fait du nombre élevé de consommateurs recensés (169,455 abonnés), il est aussi le segment le plus difficile à contrôler du point de vue de la fraude ce qui fait augmenter le taux de compteurs à consommation nulle (71% pour ce segment actuellement). Dans le résidentiel, les résultats de l'augmentation tarifaire sur l'augmentation des recettes est mitigé : ce que l'on gagnerait en facturation est souvent perdu par l'augmentation du taux de fraude.

Un segment important des utilisateurs d'énergie électrique est celui des habitants des bidonvilles avec qui l'EDH a tenté des expériences de facturation forfaitaire lui permettant de récupérer jusqu'à 30 % de la consommation de ces groupes qui, sans ces initiatives, devrait passer au compte des pertes. Cette facturation de 1.30 gde le kWh ne représente plus maintenant que le quart (25 %) du tarif moyen du sous-secteur résidentiel. On gagnerait à l'augmenter pour recouvrer une part plus substantielle de la facturation.



De plus, l'Electricité d'Haïti devrait travailler, de concert avec les municipalités, pour reprendre le contrôle des comités de gestion d'électricité dans ces quartiers marginaux et en augmenter le nombre vu que ces quartiers s'agrandissent et se multiplient tant à Port-au-Prince que dans les grandes villes de la province. Pour ce faire, les recensements devraient être refaits et/ou poursuivis de façon à mettre à jour les données concernant ces clients et avoir un inventaire actualisé et exhaustif de leur potentiel de consommation. Des compteurs de tête devraient être installés systématiquement pour mesurer objectivement les consommations réelles de ces groupes de personnes qui, à coup sûr, augmentent les pertes réelles endurées par l'EDH.

concerne les nouveaux branchements (3 à 6 mois quelquefois). La conséquence directe est la stagnation du taux de facturation globale en volume d'énergie lorsqu'il ne s'érode pas puisque ces aspirants ne restent pas passifs dans ce délai et sont incités à devenir fraudeurs. Par ailleurs, avec la décote de la gourde face au dollar américain, le coût d'une nouvelle installation (\$75US) ne se reflète pas dans les frais d'équipement exigés aux abonnés (7.5 USD en moyenne). L'EDH subventionne en quelque sorte tout nouvel abonné ce qui l'oblige dans un contexte de rareté de matériel à sélectionner les demandes et à satisfaire la sollicitation des clients paraissant les plus solvables.

Tableau 1: Taux de pertes moyens dans les systèmes électriques de certains pays (en %)

OECD moyenne	Ethiopie	Philippines	Sudan	Algeria	Kenya	Inde & Togo	Haïti
6.5	10	14	15	16	22	27	46-54

Source: IEA, World Energy Outlook 2002, Chapter 13 - Energy and Poverty

Sous facturation par manque chronique de matériel de branchement et d'équipement de comptage

Enfin, pour avoir accordé la priorité au sous-secteur production depuis plusieurs années, le financement pour la logistique et le matériel de branchement a toujours été négligé de sorte que les délais d'attente pour les interventions commerciales sont de plus en plus longs, surtout en ce qui

Niveau élevé des comptes à recevoir

L'argent nécessaire aux dépenses d'exploitation pourrait provenir de la récupération des arriérés de la clientèle. Les comptes à recevoir se montaient fin janvier 2006 à G. 1356. 195,668 repartis surtout entre les abonnés résidentiels G.882,002,612 (65 %) et les Organismes Autonomes G. 202,934,704 (15%).

Quatre vingt cinq pour cent (85 %) de la clientèle active résidentielle a accumulé une dette totale de G. 282,790,308 qu'il faudrait récupérer par des débranchements systématiques vu que ces clients ne paieront ces arriérés que sous forte contrainte. Il serait nécessaire d'avoir des véhicules additionnels pour les débranchements et le suivi subséquent afin d'empêcher que ces 144,000 abonnés concernés n'aillent s'ajouter au nombre des consommateurs à consommation nulle.



Les G. 599.212.304 restant comme dette des clients inactifs (déconnectés) de cette catégorie doivent faire l'objet d'une procédure de recouvrement forcé par voie judiciaire. Cette procédure est souvent lente et très peu fructueuse vu qu'il est presque impossible de retracer l'abonné souscripteur à l'adresse connue de l'EDH.

Manque de moyens logistiques

Comme souligné plus haut, le premier outil nécessaire aux activités commerciales reste le véhicule à moteur qui doit assurer la mobilité des équipes pour les services externes.

Les activités commerciales couvrent le branchement des clients (toutes catégories), le débranchement et le rebranchement sans compter la résolution des pannes techniques dans les appareils de comptage, les inspections de compteurs, les actions de suivi après débranchement, les inspections suivies d'arrestation de fraudeurs etc.... Le parc de véhicules de la Direction commerciale compte 40 véhicules dont cinq en bon état de fonctionnement.

1.1.4. Investissements

Les investissements ne sont pas à la hauteur des défis. Ceux consentis avant et après 1988 par les institutions financiè-

res internationales (Banque Mondiale et Banque Interaméricaine de Développement) et l'aide bilatérale (allemande, américaine, canadienne et française) ont donné de maigres résultats. Malgré les efforts développés dans le Cadre de Coopération Intérimaire (CCI) la réponse internationale à cette situation chaotique reste malheureusement, nettement insuffisante et son excessive fragmentation nuit à son efficacité. En effet, bien que s'inscrivant théoriquement dans un cadre destiné à redoubler les efforts pour accroître l'efficacité de l'appui à EDH (protocole de Bruxelles sur l'électricité en octobre 2005), cette réponse est mise en œuvre à travers une multiplicité d'agences (AFD, USAID, EU, ACDI, BM et BID). L'instance de coordination trop complexe et inefficace du CCI n'a pas réussi à produire des résultats appréciables et visibles. Il faut donc améliorer le fonctionnement de cette structure de concertation.

Chacune de ces institutions possède sa propre philosophie, sa façon de travailler, ses centres d'intérêt et une expertise dans des domaines déterminés, leurs procédures souvent complexes entraînant des délais incompatibles avec l'urgence de la fourniture d'électricité au pays. EDH travaillant avec plusieurs institutions doit donc d'un côté changer constamment sa façon de travailler selon l'institution qui finance, et de l'autre se familiariser avec ces différentes procédures, ce qui complique la tâche et ralentit le travail, augmentant ainsi les délais de démarrage des travaux.

Dans un environnement fragile où l'Etat n'assume pas pleinement son rôle, chaque bailleur a « ses » priorités, « ses » unités d'exécution, « ses » procédures. En l'absence d'un schéma directeur de services collectifs pour l'énergie et l'électricité, et d'une vision stratégique de développement à long terme, les actions des bailleurs s'alignent difficilement



sur les priorités d'EDH et la programmation des investissements souvent floue (4 bailleurs intervenant dans une centrale et 2 sur un moteur). La plupart des programmes ont cependant une composante individuelle de renforcement institutionnel et encouragent une approche harmonisée. Malgré ces efforts louables, les résultats du renforcement institutionnel n'en finissent pas de se faire attendre.

L'environnement politique instable et la législation insuffisante n'encouragent pas l'investissement direct étranger.

Tableau 2. La production électrique dans les Caraïbes, 2004

L'efficacité des services est en plus entravée par les conditions précaires d'organisation du travail, ainsi que l'absence de

Pays	Capacité installée (MW) *	Production nette (GWh) *	Production annuelle per capita (kWh) **	Facteur de Disponibilité (%) **
Aruba (NETH)	150	770	1071	62
Barbade	170	819	2926	54
Jamaïque	1400	2974	1078	51
Puerto Rico	4900	22030	2974	51
Bahamas	400	1810	5958	49
Trinidad and Tobago	1420	5651	5301	46
Cuba	4410	15650	1374	37
République Dominicaine	2950	12600	1371	37
Guadeloupe (FR)	420	1165	2573	32
Haïti	240	546	65	30
Martinique (FR)	120	1205	2762	-

Sources: * Caribbean Fact Sheet, July 2004, ** US-CIA 2006, US Energy Information Administration,

données pour le contrôle de la production et de la consommation. La faiblesse des investissements dans le sous-secteur depuis 1988, les déboisements anarchiques des bassins versants, les fréquentes indisponibilités des équipements principalement liées aux difficultés de synchronisation des systèmes de contrôle électronique des groupes diesel rapides avec ceux électromécaniques des anciens équipements, l'entretien pratiquement inexistant, et la mauvaise conception des centrales : tout ceci fait que l'offre reste très en dessous de la demande. Il va sans dire que les problèmes suscités sont étroitement liés au non-respect de règles et procédures de gestion d'ailleurs fort souvent ignorées. De plus, lorsqu'elles sont suivies elles sont gaspilleuses en temps et engendrent des files d'attente assez longues comme dans le cas des ordres de travail. La tenue des magasins centraux est médiocre et la protection de leur accès inexistante. La gestion de l'approvisionnement en carburant est source de trafic d'influence et de corruption quand elle n'engendre pas l'indisponibilité des groupes diesel rapides. La mauvaise articulation entre le système comptable et le système de gestion des approvisionnements induit des délais inacceptables dans la production des états financiers.

Tableau 3. Statistiques de fourniture du service électrique par région en 2004.

Le système de facturation articulé autour d'un logiciel comptable fonctionnant sous un langage de quatrième gé-

Région ou ville	Fourniture d'électricité (heures / jour)
Région Métropolitaine de Port-au-Prince	de 12 à 16
Région Nord	20 à 24
Région Artibonite	20 à 24
Région Sud	20 à 24
Centre et Ouest	4 à 6
Jacmel	24



nération SPEED n'est pas maintenu et aujourd'hui souffre de problèmes graves principalement liés d'une part à l'indisponibilité fréquente du matériel Wang (aujourd'hui obsolète) et de l'autre au départ des techniciens en charge du développement et de la maintenance. Les difficultés de migration de Wang/VM vers un autre système sont réelles et devraient être résolues au plus tôt.

La conduite stratégique de l'EDH est gênée par la qualité de prévision et de simulation des ventes par région et l'absence de projection financière sur cinq ans. Des indicateurs de performance ont été construits dans différentes unités ainsi que des tableaux de bord par directions mais ces moyens de contrôle et de pilotage n'intéressent que le très court terme et sont souvent ignorés. Ajouté à tout cela, l'absence de schéma directeur dans le sous-secteur signifie que les gouvernements antérieurs n'ont pas su traduire ni ordre de priorité, ni échéancier et donc n'avaient pas la « maîtrise des horloges ».

Le marché de l'électricité demeure par ailleurs limité par l'épargne insuffisante des ménages et par la faiblesse des revenus (moins de 1 US\$ par jour pour 60% de la population). Les politiques de recouvrement sont laxistes. Cependant, malgré la baisse du niveau de fraude chez les clients industriels, le tarif n'incite pas ces consommateurs à utiliser le réseau dans le sens de l'intérêt collectif. Le système tarifaire, après les dévaluations successives de la gourde et le renchérissement des coûts de l'énergie devrait faire l'objet d'un ajustement d'autant plus que l'EDH paie entre 7,59 et 7,74 gourdes par kilowattheure acheté qu'elle revend au public à 6,47 gourdes. Si nous ajoutons les coûts de carburant, de transport, de distribution et de gestion, le coût réel de l'électricité est d'environ 9,50 gourdes. À noter que les paiements aux fournisseurs privés Sogener et Alstom sont

évalués à près de US\$ 2.5 millions par mois et le carburant à près de 6 millions, ce qui est carrément non viable sur le long terme.

Remédier à ces problèmes, suppose, pour l'EDH un personnel dévoué, compétent, bien rémunéré et intéressé à la bonne marche de l'entreprise. Mais malheureusement, dans un environnement national hostile au travail méticuleux, à l'effort intellectuel, et dans un contexte où l'éthique, la moralité et le sens du devoir sont mis en veilleuse en grande partie à cause de la dégradation du système de valeurs et du mauvais exemple en provenance d'une partie de « l'élite politique et économique », l'incertitude qui pèse sur l'emploi empêche la mise en place d'un système efficace de dotation de personnel. Les remèdes sont d'autant plus incapables de produire des effets que la part du budget allouée à la formation, quoique significative dans le contexte de déficit chronique de l'EDH, est faible.

1.2. Un cadre Institutionnel inadapté

La distribution d'énergie électrique est définie comme un service à caractère industriel et commercial. Malheureusement, cette qualification ne résulte ni de l'objet des services fournis (assimilation à une entreprise privée en raison du caractère économique de son objet), ni de son mode de financement (alimentation par des financements ne provenant généralement pas des usagers mais des contribuables, à travers le MEF), ni de ses modalités d'organisation et de



fonctionnement (conflit avec la loi portant sur l'uniformisation des structures et certaines dispositions de la constitution de 1987 relatives à la décentralisation). A noter que ce mode de financement par le contribuable en lieu et place de l'utilisateur est profondément injuste dans la mesure où près de quatre millions de contribuables sont de fait exclus des services.

Tableau 4: Statistiques de la Direction Commerciale de EDH de 1998 à 2003

Ces missions s'exercent dans un contexte administratif et

Item	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003
Production Totale (GWh)	639.58	631.87	441.10	548.23	513.29
Énergie totale vendue (GWh)	304.92	305.95	238.12	255.85	238.22
Pertes totales (GWh)	334.65	325.92	202.98	292.38	275.07
Taux des pertes totales	52.32%	51.58%	46.02%	53.33%	53.59%
Taux de facturation	47.68%	48.42%	53.98%	46.67%	46.41%
Taux de recouvrement	94.72%	98.41%	81.50%	91.04%	105.66%
Tarif moyen Gourde/KWh	1.7607	1.7607	4.0934	4.0934	5.1883

juridique complexe, en raison, d'une part de l'intervention croisée dans ce domaine de nombreuses agences gouvernementales (Bureau du Président ou du Premier Ministre, TPTC, Finances et Banque Centrale), et, d'autre part, d'un encadrement législatif et réglementaire inapproprié aux conditions de crise actuelles. Le conseil d'administration de l'EDH est composé de quatre représentants du gouvernement et les fréquentes donations du gouvernement à EDH, tant pour l'achat d'équipements que pour l'acquisition de combustibles et de fourniture d'énergie, donnent à ce dernier un pouvoir d'intervention considérable. Les autres membres du conseil (représentant le personnel et les indus-

triels) n'ont jamais eu de pouvoir de décision.

1.3. L'énergie et le bien-être des pauvres.

Avec une couverture électrique de moins de 15% en milieu urbain et une consommation moyenne annuelle en 2004 de l'ordre de 75 kWh par tête d'habitant, les populations pauvres d'Haïti se retrouvent de très loin les plus démunies de la région caraïbe avec également une consommation énergétique totale per capita la plus faible de la région : Haïti 209 Kgep (kilogramme d'équivalent de pétrole), Cuba 806 kgep/habitant, Jamaïque 876 et la République Dominicaine 826. Notons que l'électricité ne représente que 3 à 4% du bilan énergétique national. Pour les familles pauvres, la principale source d'énergie utilisée pour l'éclairage est le pétrole lampant (kérosène), les bougies et les piles sèches.

Bien évidemment, dans ce panorama, les plus pauvres sont les premières victimes qui sont réduites à cuisiner au charbon de bois et à s'éclairer au pétrole lampant et à la pile sèche. Les programmes d'électrification rurale sont mort-nés et même les plans de développement les plus récents du sous-secteur ne prévoient que des interconnexions partielles des réseaux isolés de l'Ouest, l'Artibonite et le Grand Nord auxquels ne seront connectés que les villes et villages se trouvant sur leur passage.

La disponibilité de l'énergie électrique est porteuse de création d'emplois et donc de développement économique et social. La décentralisation des outils de création de richesse est très intimement liée aux infrastructures énergétiques fiables, qu'il s'agisse de l'agro-industrie ou de l'industrie de



sous-traitance pour la création d'emplois rapide.

L'amélioration de la desserte en énergie électrique pourrait améliorer le niveau d'instruction en augmentant le nombre d'heures consacrées à la lecture et aux études, diminuer les incidences sur les maladies de la vue, diminuer les risques pour la sécurité dans les corridors des bidonvilles, améliorer l'accès à l'information, à la communication et au divertissement, faciliter les travaux domestiques et donc permettre aux femmes de consacrer d'avantage de temps à d'autres travaux et profiter d'autres opportunités.

L'éducation, la santé, l'eau potable, la sécurité des vies et des biens y compris dans les bidonvilles et les corridors, l'information, la communication et le divertissement sont autant de domaines pour lesquels l'énergie joue un rôle de premier plan dans le quotidien de tous y compris les pauvres qui n'ont pas le privilège de partager le peu d'énergie rendue disponible au niveau national.

1.4. L'énergie et la croissance économique

La consommation énergétique nationale par secteur de l'économie indique généralement une structure propre aux pays en développement ou demeurés sous-développés. En effet 60% de l'énergie va au secteur résidentiel pour satisfaire principalement la demande de chaleur pour la cuisson, 20 % seulement va aux industries supposées être secteur porteur de création de richesses, 15% au secteur transport et le reste 5% au secteur service.

Cependant, la distribution de la production nationale brute (PNB) par activité économique indique que le secteur com-

merce et service en est généralement responsable de 45% (y compris 2% pour l'énergie) suivi de l'agriculture et les mines 24%, la construction 21% tandis que le secteur industrie n'y contribue que pour 10%. Notons que durant la dernière décade cette distribution demeure globalement la même en raison du niveau technologique limité et de la faiblesse du niveau de capitalisation de l'économie.

L'intensité énergétique, consommation énergétique finale par PNB indique pour l'année 2001 approximativement 570 kgep/1000 US\$ 1995, soit l'équivalent de 22.8 kgep/1000 gdes. Cet indicateur est celui d'une économie très inefficente et donc gaspilleuse de l'énergie. Cet indicateur pour la même année de comparaison est de 431 US\$ pour la Jamaïque, 403 pour Cuba, 361 pour le Guatemala, 306 pour la République Dominicaine, 264 pour le Salvador, 195 pour Mexico et Panama, et seulement 167 pour le Costa Rica.

La consommation électrique du secteur industrie varie de 30 à 45 % suivant les années et certaines fois représente le plus gros consommateur de l'électricité, bien que sa contribution tourne seulement autour de 10% du PNB. Il est clair que ce secteur porteur de croissance économique mérite d'être dynamisé et donc pourvu de la quantité d'énergie nécessaire pour augmenter sa participation au PNB.

Comme l'approvisionnement en électricité est erratique ou de mauvaise qualité, les entreprises sont obligées d'investir dans leur propre mode d'approvisionnement. Les conséquences en sont d'une part de diminuer les investissements productifs et de l'autre d'augmenter considérablement les coûts de production et donc de diminuer la compétitivité haïtienne. Tout ceci se traduit aussi par un manque à gagner pour l'EDH.



2.1. Les enjeux technologiques

Les différents moyens de production les plus connus sont le thermique, incluant tous les moteurs à combustion interne ainsi que les turbines à vapeur et à gaz, et les différentes formes d'énergie renouvelable comme l'hydroélectrique, le photovoltaïque, l'éolienne, etc.

L'EDH dispose actuellement de 70% de sa capacité en installations thermiques et 30% en hydroélectrique. Il faut signaler que sur un potentiel hydro de 154 MW seulement 62 MW sont exploités.

L'aménagement hydroélectrique « Artibonite 4C », un projet de centrale hydroélectrique, a déjà été étudié et présente les caractéristiques suivantes : 30 MW pour 132 m³/s, capacité énergétique 150 GWh, puissance garantie 10 MW, coût approximatif USD 120 millions.

Le potentiel éolien d'Haïti offre aussi de sérieuses possibilités. L'étude en cours de l'Atlas éolien haïtien révèle un potentiel exploitable jusqu'à 50 MW dans la zone du lac Azueï. Cette étude a été réalisée par satellite avec le support d'un logiciel spécialisé. Ces informations doivent être confirmées à partir de mesures de terrain.

Le potentiel solaire haïtien est riche, mais la technologie développée ne permet pas l'exploitation de cette source à

grande échelle. Toutefois, elle pourrait être d'un grand secours dans le milieu rural où l'habitat est dispersé.

Le thermique met en concurrence le diesel, le mazout et le charbon. Le thermique diesel diffère de celui du mazout par le coût d'exploitation inférieur des unités fonctionnant au mazout, tandis que leur coût d'investissement est plus élevé. Avec la flambée des coûts du pétrole, l'option de centrale à charbon s'avère plus économique d'autant plus qu'il existe, à Maïssade dans le département du Centre, un gisement de lignite de 8.7 millions tonnes de capacité sur 2.2 km². La forte teneur en soufre de ce lignite en est une caractéristique défavorable, mais qui est traité effectivement par les moyens technologiques actuels.

Dans le cadre de scénarios d'évolution des prix des combustibles, les futures centrales hydroélectriques et les parcs éoliens à venir apparaissent comme les moyens de production économiques du futur.

Plan d'action de l'EDH

Ce plan s'échelonne sur le court, moyen et long terme.

A court terme, l'EDH souhaite avec le support du gouvernement :

- assurer l'alimentation en combustible des centrales thermiques de la zone métropolitaine ;



- apporter une assistance financière complémentaire pour rendre effective la commercialisation de l'énergie électrique produite ;
- fiabiliser le système d'information de l'entreprise en remplaçant le système WANG depuis longtemps désuet ;
- renégocier à la baisse les prix annuels des contrats d'énergie.

A moyen terme et long terme, l'EDH devra, selon les recommandations d'un plan directeur qui sera élaboré bientôt avec l'aide de l'USTDA, entreprendre les actions suivantes :

- réhabiliter complètement les installations de production et de distribution ;
- construire de moyennes centrales dans les régions Nord, Sud et Artibonite en attendant les interconnexions ;
- construire le réseau national reliant entre eux les réseaux du Nord, de l'Artibonite, de l'Ouest et du Sud. ;
- construire une centrale de 120 à 260 MW fonctionnant au mazout ou charbon ;
- entreprendre un vaste programme d'électrification rurale et villageoise.

2.2. Enjeux Economiques

FMI / Facture pétrolière

La facture pétrolière est actuellement l'intrant dont l'effet est le plus déterminant dans l'alimentation en énergie électrique en Haïti, tant au niveau production à grande échelle que sur le plan individuel.

A l'envolée des cours du pétrole sur le marché mondial s'ajoute l'instabilité des prix. L'EDH ne pouvant s'approvisionner sur le marché à terme à cause de ses faibles capacités de stockage achète à travers l'Etat le carburant au prix le plus désavantageux. Conséquence immédiate : pression sur la gourde, et tendance inflationniste (sur le plan macro), rupture de stock, non fiabilité de l'approvisionnement, perte de gros clients, mécanisme d'ajustement des prix au consommateur sous forte pression.

BANDEZ (Banco de Desarrollo Venezolano), Pétro Caribe, Alba, Accord de San José

Ces accords devraient amoindrir le poids du pétrole sur l'évolution économique du pays en premier lieu. En second lieu, les économies réalisées devraient être réinvesties, dans des projets de développement.

Tarif vs niveau de revenu

Le niveau de revenu moyen en Haïti est faible. Cependant la répartition (tant géographique que sociale) des revenus est importante pour l'articulation de la stratégie de distribution de l'énergie électrique et impose un tarif différencié. Ce secteur devant au moins fonctionner sans perte, la compagnie d'électricité doit fidéliser les gros consommateurs,



qui assurent sa stabilité financière. D'autre part leur comportement de consommateur face aux variations de tarif est moins élastique.

Les niveaux de revenus bas sont très sensibles aux fluctuations des tarifs de l'EdH et les répercussions sociales se font rapidement sentir. Leur consommation individuelle est plus modulable et la politique de la compagnie doit jouer sur cet aspect à travers son volet éducation.

Prix d'achat énergie et carburant

Le prix élevés des carburants utilisés dans la production de l'énergie électrique par l'EdH et les fournisseurs privés ont une grande influence sur le coût de cette électricité. En effet, le coût des combustibles compte pour plus de deux tiers du coût de la production. Il est clair qu ; Haïti gagnera à trouver des formes de production énergétique moins dépendante des combustibles importés.

Organisation industrielle du secteur

- Structure, conduite, performance

Actuellement la production industrielle d'électricité est confiée de par la loi à l'EdH, qui à son tour peut en déléguer une partie à des tiers. Le transport et la distribution sont par contre totalement réalisés par EDH. Les évolutions passées de l'entreprise non adaptées aux mutations profondes de la société haïtienne ne lui ont pas permis d'affronter les grands défis d'aujourd'hui et la compagnie ne peut plus fournir les prestations prévues dans son mandat.

Face à cette situation, des stratégies de sortie de crise doivent être adoptées pour l'entreprise et ceci sans aucun dogmatisme. L'EDH étant possesseur du réseau et étant le seul distributeur, une cessation d'activités non planifiée de la compagnie aura des répercussions extrêmement néfastes pour le pays, vu le rôle névralgique que joue l'électricité dans la vie d'un pays.

- Régulation

Le point précédent met déjà en exergue le rôle potentiel d'un régulateur qui malheureusement n'existe pas encore dans ce secteur. Cet organisme héritera d'une situation actuellement désordonnée, mais heureusement non encore chaotique. L'absence d'organe régulateur favorisera l'émergence sans contrôle d'une multitude de centres d'énergie électrique (production, commercialisation) ne respectant aucune norme et qu'il sera très difficile de contrecarrer par la suite. Nous assistons à un phénomène similaire dans bien d'autres domaines en Haïti. Ainsi, la création d'une instance de régulation du secteur de l'énergie est une nécessité impérieuse.

2.3. Enjeux Politiques

Parlementaires, services de base

Deux éléments majeurs sont à prendre en compte dans cette optique :



- EdH a une vocation de couverture territoriale
- EdH est une grande entreprise d'état.

Les parlementaires observent attentivement l'évolution de ce secteur, tant à des fins personnels (en tant qu'élus) que sur le plan idéologique. Toute mutation de ce secteur doit s'appuyer sur une communication tous azimuts car les réticences au changement sont profondes. La majorité des humains a tendance à conserver l'acquis, même défaillant, qu'à aller au devant des risques contenus dans tout changement.

Accès et inégalités

- Au niveau des revenus

Le service de fourniture de l'électricité étant un service exclusivement payé, l'accès en légalité est limité aux usagers qui ont la capacité d'honorer les factures encourues. Ceci représente un problème dans la mesure où, même dans les zones de couverture du service, les inégalités sociales se manifestent.

- Au niveau territorial

Une photo aérienne de nuit du pays ferait apparaître de larges bandes sombres, couvrant la plus grande partie du pays. Ceci ne traduit malheureusement pas des espaces forestiers inhabités, mais des agglomérations n'ayant aucun accès à l'énergie électrique. La diminution progressive mais rapide de ces larges bandes sombres doit être une priorité nationale. Vu la configuration très escarpée de notre relief, des stratégies non conventionnelles de distribution de l'énergie électrique doivent être mises en place.

Comités de gestion vs gangs

Le problème de l'électrification rationnelle des zones urbaines marginales, à très forte densité d'une population à faibles revenus est d'une nature différente. Ici, la distribution des services de base a tendance à être contrôlée par des « gangs », des bandes hors la loi, qui exploitent cette population. Dans ces zones difficiles à gérer, l'EDH a expérimenté une prise en charge, en bout de la chaîne de distribution du service, par des comités de gestion composés d'habitants des quartiers ciblés et mis en place par la population de ces quartiers.

C'est une question actuellement à l'ordre du jour, et une réflexion sur son caractère conjoncturel ou permanent est importante pour toute vision à long terme. Cependant on ne peut ignorer cet aspect dans le court terme car il conditionne l'accès de larges couches urbanisées de la population à l'énergie électrique. Quoique offrant un service de nature différente, l'EDH peut aussi profiter de l'expérience du secteur de l'eau avec ses comités de gestion.

Clientélisme politique

Avec la dégradation de la situation financière de la compagnie, le clientélisme politique trouve un terrain moins fertile, car tout le monde ressent la nécessité d'améliorer le système, même pour sa survie. Cependant la mise en commun des réflexions n'est pas faite et l'état doit profiter de ce momentum pour prendre le leadership de ce mouvement.

Intégration régionale et perte de souveraineté

Dans le monde actuel l'interdépendance est incontournable et la souveraineté doit se trouver de nouveaux modes d'expression. L'Internet, la poste, la téléphonie, l'aviation, la télévision dépassent largement les frontières d'un pays et



les tentatives d'ériger les barrières sautent progressivement sous le poids des populations (consciemment ou inconsciemment).

Le secteur électrique ne saurait rester épargné par cette tendance à la globalisation et les nouvelles méthodologies de production d'électricité (par exemple océanique) vont bouleverser nos conceptions. Déjà se pose la question de l'interconnexion de notre réseau avec celui de la République Dominicaine voisine. Est-il plus acceptable (économiquement et politiquement) de raccorder un village frontalier haïtien à une ville frontalière dominicaine que d'attendre d'avoir les moyens nationaux pour leur donner accès à cette énergie électrique ? Notre préoccupation actuelle face à la République Dominicaine peut être prochainement caraïbéenne et même continentale. La globalisation que l'internet a apporté à la communication n'a même pas 50 ans. Nous vivons déjà au début de l'ère des transferts globaux d'énergie.



Nos Objectifs

L'objectif général de réforme du sous-secteur de l'électricité est d'assurer une couverture maximale du pays, en allant vers un partenariat public/privé plus important. On retiendra une structure de marché monopolistique dans la transmission et la production hydroélectrique, tout en sachant que l'objectif d'un monopole public n'est pas de faire du profit mais de satisfaire l'utilisateur au moindre coût pour la collectivité. Le gouvernement va ainsi réfléchir à l'étendue et aux contours de ce que doivent être les missions publiques et définir pour l'action de l'état les frontières précises où ses interventions doivent cesser dans un domaine pour se reporter sur un autre, ainsi que les sentiers et raccourcis pour mettre en place une régulation moderne. Cette régulation sera organisée autour des fonctions de tutelle : la définition des contraintes de service public, la conciliation des objectifs technologiques, financiers et sociaux contradictoires, le renforcement des institutions, la mise en place des outils de base, la promotion des orientations préférentielles et la construction des outils de régulation. La législation et la régulation à mettre en place devraient comporter un certain nombre d'objectifs institutionnels, économiques, techniques, sociaux, et écologiques.

3.1. Objectifs institutionnels

Il faudra d'abord résoudre le problème de la composition du conseil d'administration composé statutairement de quatre représentants du Gouvernement. Une fois la question du statut futur de l'EDH présentée au public, le Gouvernement devrait solennellement montrer sa volonté de rompre avec un passé récent en renonçant définitivement aux contrats de gré à gré et en modifiant l'architecture du conseil d'administration.

Dès la restructuration de l'EDH engagée avec l'appel public de candidature pour un contrat de gestion à base de performance, les missions de puissance publique devraient s'organiser progressivement à partir de la mise en place d'une direction des réseaux urbains marchands au TPTC. La maîtrise des décisions d'investissement et de régulation touchant le sous-secteur devrait alors être confiée dans un premier temps à cette direction. Il lui appartiendrait également de déterminer les tarifs en liaison avec l'opérateur externe et de réaliser les arbitrages entre durée, rentabilité et risque.

Sans aucun doute, il est primordial de travailler sans relâche sur l'amélioration de l'efficacité et la rentabilité de la compagnie électrique publique. Il s'agit d'apprendre à vendre mieux avant même de vendre plus. Ce travail est crucial puisqu'il crée les conditions pour tout développement fu-



tur du sous-secteur : il forge progressivement des ressources compétentes, il concrétise un esprit d'engagement à l'entreprise, il définit les normes de professionnalisme auxquels les acteurs du sous-secteur (cadres, employés, bailleurs, clients, partenaires) devront adhérer. Sans ce travail, il est difficile d'espérer de développer de partenariat public/privé fructueux ou de collaboration réussie avec les institutions et agences internationales.

Augmenter la production d'électricité et étendre le réseau est aussi un impératif majeur quand on sait que l'EDH a moins de 190.000 abonnés actifs sur une population estimée à huit (8) millions d'habitants. Ainsi, compte tenu du montant élevé des investissements requis, la seule alternative pour accélérer la réalisation de systèmes à l'échelon national est de définir de nouveaux partenariats public/privé. Sur le court terme (1 à 5 ans) nous recommandons un contrat de gestion basé sur les performances de l'opérateur : l'état octroyant à un opérateur confirmé le contrôle opérationnel de la gestion administrative et financière, la gestion du parc de production, celle des réseaux de transport et de distribution ainsi que la responsabilité du système commercial. Des positions clés à la direction commerciale (direction, facturation, marketing, ordre de travail, lutte contre la fraude) et à la direction technique (chef de centrale, dispatching) sont occupées par du personnel fourni par l'opérateur, mais l'état reste propriétaire de EDH. La rémunération de l'opérateur est constituée d'une prime fixe et d'une prime variable liée à des critères d'amélioration de la gestion d'EDH.

3.2. Objectifs économiques

Un système équilibré de prix de l'électricité doit répondre à des préoccupations souvent contradictoires. Il doit être cohérent avec les investissements consentis pour que l'opérateur puisse recevoir une juste rémunération lui permettant :

- a) de dégager des recettes suffisantes pour assurer la couverture des dépenses de fonctionnement, d'entretien, d'investissement et d'amélioration de la qualité et de l'efficacité des services ;
- b) de contribuer à la partie des coûts sociaux que la collectivité décide d'assumer au bénéfice des usagers à bas revenus, principalement des populations rurales dispersées et de celles des bidonvilles.

La vérité des coûts

Il faut alors poser le problème de la vérité des coûts. Le tarif devrait dans la mesure du possible refléter le coût marginal de long terme construit à partir des coûts liés :

- a) à la puissance (production, transport, distribution)
- b) à l'énergie (coûts de combustible, de défaillance ...)
- c) à la clientèle (comptage, branchement, d'administration, ...)

La vérité des coûts devrait ainsi être un préalable à toute politique tarifaire tout en apportant une solution aux obstacles à la fois théoriques et pratiques :

- coût marginal difficile à appliquer en raison de la large demande non satisfaite
- importance des coûts fixes difficiles à imputer ;



- tarification incluant de difficiles péréquations géographiques, temporelles ou sociales.

Sur le plan de l'équité, il est juste que les individus payent pour un service qu'ils obtiennent. Néanmoins cette façon de répartir le fardeau fiscal entre les individus ne peut l'être que si la distribution initiale du revenu et de la fortune est elle-même équitable. Mais de plus, il est injuste, compte tenu de la part des fonds publics dans le financement d'EDH, que des citoyens paient via l'impôt un service qu'ils n'ont pas.

Ce principe de vérité des prix devrait également s'appliquer dans tous les cas où les disponibilités à payer des usagers des services sont élevées, et dès lors qu'une concurrence satisfaisante existe. Si l'autorité organisatrice souhaite atteindre des objectifs d'intérêt général (redistribution par exemple) elle doit assumer les conséquences économiques. Les interventions dans les zones à bas revenu vont poser en effet des problèmes :

- spatiaux, du fait de la forte densité de l'habitat dans les grandes métropoles (Port-au-Prince, Cap-Haïtien, Gonaïves, Saint Marc, Port-de-Paix et Ouanaminthe);
- sociaux, du fait des mécanismes d'exclusion et de ségrégation qu'une tarification en fonction des coûts entraînerait.

Le problème des bidonvilles

Plus des trois quarts de l'espace sur lequel s'étend l'agglomération de Port-au-Prince, du Cap-Haïtien ou des Gonaïves sont constitués de bidonvilles... Cette proportion que l'on retrouve rarement même dans des métropoles du tiers-

monde souligne l'importance d'une bonne prise en compte des problèmes sociaux. En outre, en site densément peuplé, les phénomènes d'encombrement, les difficultés d'exclusion et le niveau d'information de la population et donc leur sensibilité à la fourniture de services bon marché d'électricité, impliquent d'aborder le problème de manière différente, et d'affirmer une priorité reconnue aux actions dans ces quartiers déshérités. Toute solution visant à faire payer ces ménages en fonction du gêne qu'ils génèrent dans les réseaux, bien qu'intéressante du point de vue du principe pollueur-payeur, augmente les coûts de gestion. Vérité des prix ici serait synonyme d'un accroissement des inégalités.

3.3. Objectifs techniques

Dans le partenariat à établir entre l'Autorité Organisatrice et les opérateurs, les obligations de bases opérateurs vont comprendre :

- A. les obligations de service public;
- B. l'entretien en bon état de fonctionnement et la réparation des ouvrages, équipements et matériels permettant la bonne marche de l'exploitation;
- C. le renouvellement des matériels tournants, véhicules, équipements mécaniques et compteurs.

Les contraintes de service public à satisfaire peuvent être, par exemple :

- A. la continuité du service, i.e. que les usagers disposent d'un droit minimal au fonctionnement régulier et

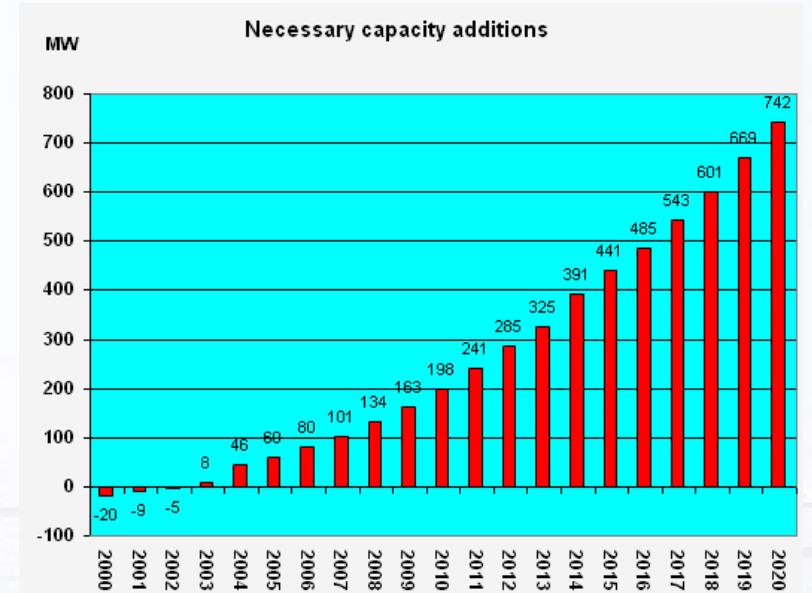


continu du service sur une période pré-définie sauf cas de force majeure ;

B. l'adaptation permanente du service à l'évolution des besoins.

Les efforts réalisés par l'opérateur pour maximiser la satisfaction de son principal (l'Autorité Organisatrice) seront définis a priori sous forme d'indicateurs de performance, d'indicateurs de productivité et d'indicateurs de gestion. Les normes de qualité (par exemple relatives à la protection écologique, et à la déforestation) et les standards à respecter doivent faire partie intégrante du contrat. A chaque exercice, l'état analysera l'évolution de la situation à partir d'un certain nombre d'indicateurs associés à la prime de performance perçue par le contractant. Ces indicateurs pourraient être liés à la production d'énergie (facteur de charge, taux d'indisponibilité des machines, consommation spécifique de combustible par centrale, consommation spécifique de lubrifiant par centrale, kWh par agents dans la production, heures supplémentaires) et à la commercialisation (temps entre demande de service et branchement au réseau, temps entre demande de service et première facturation, hausse du nombre de grands clients régularisés et des montants collectés y relatifs, taux de pertes non-techniques, kilowatts-heure vendues et facturées par agent dans la commercialisation) et à l'exploitation du réseau (nombre de déclenchements par jour/semaines/mois, temps de mise en tension après déclenchements, qualité de l'énergie produite (fréquence et tension), continuité de service suivant entente contractuelle, etc).

Tableau 5 : Capacité additionnelle à générer selon le Wien Automatic System Planning (WASP).



L'objectif de l'opérateur privé en charge de la gestion d'EDH sera essentiellement de maximiser son profit. Même quand la relation contractuelle entre la tutelle et l'opérateur est contrainte par la divergence d'objectifs entre les deux parties : la tutelle doit être le garant de la notion de service public et son rôle est de définir et de défendre l'intérêt collectif. En particulier, les contrats passés avec les différents opérateurs en production doivent faire l'objet d'une mise aux enchères au second rang et être scrupuleusement respectés. Le souci de la tutelle doit donc être d'établir avec l'opérateur un contrat incitatif optimal dont les termes lui permettent d'ajuster au mieux le comportement de l'opérateur à l'intérêt collectif. En clair, la tutelle, grâce à des mécanismes révélateurs des coûts de l'opérateur, devra chercher, d'une



part, à réduire la rente informationnelle que l'opérateur pourrait tirer de sa position (c'est-à-dire augmenter la transparence des opérations) et d'autre part à l'inciter à réduire ses coûts de production; ce qui a pour effet d'augmenter le surplus du consommateur.

L'évaluation correcte des risques, la recherche d'un juste équilibre dans leur répartition et la capacité de ceux qui les assument vont être au cœur du montage de cette opération.

- A. Les risques de marché ou écarts éventuels entre les prévisions ayant servi de base à l'examen de la viabilité économique de l'opération et la demande réelle des services que celle-ci est destinée à satisfaire, devront normalement être supportés par l'opérateur.
- B. Les risques de dépassement de coûts de fonctionnement résultant d'une mauvaise appréciation initiale de l'opérateur, comme les risques de marché, doivent être entièrement privés.
- C. Les risques d'inflation peuvent être contrecarrés par une formule d'indexation tarifaire établie en liaison avec la tutelle. Dans le cas où l'opérateur ne serait pas en mesure de délivrer le service, principalement parce que des conditions imprévisibles ont modifié substantiellement les données de base, des clauses de renégociation peuvent être évoquées.
- D. Les risques de change présentent quant à eux une réelle difficulté dans la mesure où il n'existe qu'un marché rudimentaire spot de changes et qu'il n'existe ni un marché à terme ni un marché de produits dérivés financiers Gourdes vs US\$ ou Euros dans un environnement où les ressources générées vont être exclusivement en monnaie locale et les dépenses d'équipement et d'approvisionnement en combustibles en devises

étrangères. La question de savoir comment répartir ou gérer les risques dans ce cas est ouverte.

- E. Les catastrophes naturelles (cyclones, inondations) peuvent contraindre l'opérateur à développer un niveau d'effort très différent de celui prévu lors de la conception du contrat.
- F. Quant aux risques politiques, leurs conséquences peuvent être encore plus graves. Outre le surplus d'effort qu'ils peuvent exiger de la part de l'opérateur, ils peuvent conduire à des pertes appréciables. Ces risques seront donc partagés dès la conception du contrat pour construire un partenariat solide.

La prise de décisions en situation d'information asymétrique (la tutelle est incapable d'observer les coûts et les niveaux d'effort développés par l'opérateur pour atteindre les objectifs définis) constitue la difficulté majeure des contrats à négocier. Une difficulté additionnelle est d'ordre politique et recouvre les risques de "capture" de la tutelle pour l'octroi d'une concession à long terme. La dernière difficulté à signaler touche à la surveillance du respect des termes du contrat et le contrôle des performances et de la qualité des services, ce qui nécessite un dispositif coûteux et efficient à mettre en place au TPTC.

Face à ces difficultés, l'introduction de procédures d'appel d'offres pour vendre le contrat de gestion est une voie susceptible d'améliorer la connaissance des coûts. Le marché est alors attribué à l'opérateur offrant le meilleur prix mais pour la valeur du prix immédiatement supérieur. Ce mécanisme de mise en concurrence des agents permet alors à l'opérateur de révéler ses prix de réservation. La législation devrait prévoir, après des vérifications comptables, des coûts de services effectifs et mettre en place des systèmes de pénalités pour les opérateurs dont l'annonce diverge sensiblement par rapport à l'observation a posteriori.



3.4. Objectifs sociaux

En termes de proposition techniques, les simulations informatiques à base du système WASP ont fourni les options contenues dans le tableau ci-dessous. Il faudra noter cependant que les options en énergies renouvelables y sont limitées, les données ayant été insuffisantes au moment de l'exercice. L'offre de production pourra être privée ou publique, suivant l'orientation choisie par le gouvernement, de concert avec l'EDH. Une orientation possible est de garder publique toute la production au moyen des sources d'énergie renouvelables et d'acheter l'électricité additionnelle au moyen de contrats avec des fournisseurs privés. Afin d'ouvrir au mieux le marché, un ou plusieurs lignes d'interconnexion avec le réseau de la République Dominicaine pourront être construites, parallèlement à la réalisation de l'interconnexion des principaux centres de production et de consommation pour former le réseau électrique national.

Tableau 6 : Options d'extension de la production électrique proposées d'après la simulation WASP.

Choix technologique	Carburant	Dimensionnement	Délai de Construction	Année de mise en disponibilité:
Moteurs à combustion interne	Mazout importé	2.5 MW	< 1 année	2008
		12 MW	1 année	2009
Éoliennes	-	10 x 1 MW	1 année	2009
Turbines à combustion (cycle simple)	Mazout importé	20 MW	1.5 années	2010
		30 MW	1.5 années	2010
		60 MW	1.5 années	2010
Turbines à combustion (cycle combiné)	Mazout importé	30 MW	2.5 années	2011
		60 MW	2.5 années	2011
		120 MW	2.5 années	2011
Centrales à vapeur	Lignite Domestique ou importé	30 MW	4 années	2013
Centrale hydroélectrique (Artibonite 4C)	-	30 MW	4 années	2013
Achat d'énergie de la République Dominicaine	-	-	-	-

Le Gouvernement a affirmé sa volonté de construire une société haïtienne plus juste et plus solidaire. Cette solidarité doit tout particulièrement s'exercer vis-à-vis des populations des bidonvilles, et des populations à bas revenus du milieu rural, par la fourniture de services élémentaires. Ici, toute tarification en fonction des coûts s'opposerait à la solidarité et la cohésion sociale indispensables à la reprise. Cependant, la gratuité pour certains usagers correspond à un prix nul, mais ce n'est pas gratuit pour le contribuable ; et, dans le cadre d'une véritable citoyenneté (« pa gen moun andeyò ») une offre minimale d'un service d'électricité exprime un droit économique et social pour prévenir la marginalisation (être à la marge = « an deyò »).

Ces citoyens sont aussi des électeurs, ce qui implique une nécessaire concertation avec leur représentant élu. Leur revenu, leur système de valeur et leur mode de vie conditionnent leur comportement vis-à-vis des infrastructures d'électricité. Modifier les comportements contraires à l'intérêt collectif nécessite alors non seulement une bonne information des usagers du service, mais aussi, des actions positives de structuration et d'organisation de la collectivité concernée. Le modèle des kiosques d'eau de la CAMEP gérés par des comités d'usagers dans les quartiers populaires est peut être une voie à suivre dans les territoires sensibles. Par ailleurs, l'obligation de service public et les contraintes d'aménagement équilibré du territoire devraient porter l'état à poursuivre des ac-



tions volontaristes.

De nouvelles stratégies pour l'électrification rurale peuvent être mise en œuvre à partir de l'utilisation des énergies renouvelables. Cela suppose une approche décentralisée différente du concept de réseau interconnecté qui sied mieux aux zones urbaines. Les unités indépendantes de systèmes solaires domestiques (SSD) pousse cette stratégie à l'extrême et a pu apporter une solution concrète de réduction de la pauvreté dans de nombreux pays. Les SSD offrent aussi une option pour la réduction de la demande dans les zones résidentielles qui disposent déjà de l'accès via les réseaux électriques : les résidences qui prennent en charge leur propre électrification, réduisent du coup, via une source d'énergie « propre » (renouvelable), leur poids sur le système électrique national. Cette stratégie est aujourd'hui promue en Europe. Haïti gagnerait à s'engager dans ces voies afin comme moyen pour accroître sensiblement sa couverture d'électrification, sans augmenter sa facture pétrolière.



Des options essentielles à retenir pour l'avenir

Comment sans une régulation appropriée ouvrir la concurrence entre entreprises impatientes de se tailler un territoire ? Comment relancer les programmes liés aux institutions de financement et contourner le chantage à la fatigue de l'aide ou de la faible capacité d'absorption ? Comment ramener les pertes à un niveau raisonnable ? Comment faire de l'EDH une entreprise crédible capable d'attirer un partenaire confirmé ? Comment assurer une cohérence d'ensemble dans tout cela ? A toutes ces questions nous répondons : rénover l'état d'abord. En attendant les réformes en profondeur, nous proposons un certain nombre d'actions à mettre en œuvre pour répondre à ces problèmes complexes. Mais, toutes présupposent une répartition claire et efficace des compétences entre l'état et les différents opérateurs et, une nouvelle forme de partenariat public/privé. L'analyse qui précède permet alors de définir quelques options stratégiques pour réformer nos services d'électricité. Les actions à mettre en œuvre sont les suivantes.

4.1. Accroître l'offre

On peut accroître l'offre au moyen d'actions visant, entre autres :

- l'augmentation de la capacité actuelle par une stratégie d'acquisition d'équipements minimisant le poids de la facture pétrolière ;
- l'entretien courant du parc de production et des ouvrages de transport et de distribution ; l'extension et la réhabilitation des réseaux HT/MT/BT
- la sécurité des approvisionnements en combustibles (huile lourde, gasole, huile) ;
- la lutte contre les gaspillages et les pertes dans le réseau en portant des coups significatifs sur les théâtres d'opérations les plus symboliques ;
- les mesures permettant d'améliorer la productivité des centrales par :
 - o un rétablissement de la discipline ;
 - o l'amélioration de la motivation des employés à travers un système efficace d'incitations liées aux performances espérées et à une meilleure organisation du travail ;
 - o une meilleure programmation de l'entretien préventif (acquisition des caisses de révision et véhicules) ;
 - o une gestion moins onéreuse des stocks (bonne tenue du magasin central et amélioration des procédures de réception, de transfert, de sortie, de retrait, de retour et de mise hors service) particulièrement des combustibles et des pièces détachées ;
 - o des actions systématiques de formation à différents niveaux et une plus grande disponibilité en personnel



qualifié (jumelage actif avec des opérateurs extérieurs confirmés, rapatriement des haïtiens à l'extérieur) dans les centrales (presque tous les ingénieurs de l'EDH ont des fonctions de coordination ou de planification).

Une méthode prometteuse dans les programmes d'électrification rurale pourrait exploiter une approche basée sur les résultats. Un programme de concessions pourrait verser à des ONGs, par voie d'appels d'offres, une subvention pour offrir des services hors réseau aux habitants des régions rurales, en exploitant des énergies renouvelables. Ce programme devrait être financé à partir d'un fonds d'électrification rurale construit à partir d'un pourcentage des redevances obtenues des firmes vendant de l'énergie sur le réseau primaire.

4.2. Coordonner des politiques d'action sur la demande

Dans l'arsenal des moyens qui permettent d'intervenir sur la demande, le prix est un facteur primordial susceptible d'orienter l'utilisateur de manière à ce que la solution la plus avantageuse pour lui soit aussi la plus avantageuse pour la collectivité. Cependant, l'action sur les comportements est également importante. L'information des usagers, les actions de promotion pour limiter le gaspillage, l'installation d'équipements économes en énergie (), l'assistance technique aux entrepreneurs peuvent être des éléments importants pour réduire les « pointes » dans la courbe de la demande et la ramener à un niveau compatible avec l'of-

fre. Une attention spéciale devrait être accordée aux entrepreneurs désireux de se retirer du réseau au moment de la pointe ou aux clients domestiques ayant installé des onduleurs (« invertis »).

Un tarif a en général trois fonctions : une fonction économique, une fonction financière et une fonction politique.

La fonction économique

C'est un message économique adressé au client. Ce signal doit être simple, clair pour qu'il soit bien déchiffré par le client. Le message doit aussi être adapté à la réaction du client : simple pour le client domestique et sophistiqué pour le client industriel. Pour les clients industriels ce souci devrait se traduire par la construction d'une structure tarifaire faisant apparaître :

- o la puissance appelée (souscrite)
- o le prix de l'énergie heures creuses
- o le prix de l'énergie heures pleines
- o une pénalité ou escompte sur la valeur du facteur de puissance.

La fonction financière

Le tarif détermine aussi les recettes de l'EDH. Le coût moyen du kilowattheure doit être calculé pour répondre aux objectifs financiers de l'EDH qui peuvent intéresser les immobilisations, la couverture de la dette, l'amortissement des équipements, la limitation de l'embauche.



La fonction politique

Le tarif est un instrument de politique économique et sociale. L'état, dans sa mission régaliennne, peut utiliser les tarifs pour venir en aide aux plus défavorisés en opérant des redistributions de revenus (cas du tarif de subsistance pour consommation inférieure à 30 kWh) ou favoriser des régions économiquement défavorisées ou encore impulser un développement industriel. Dans certains cas, le manque à gagner doit être reporté sur les consommateurs qui occasionnent le plus de gêne d'abord, les économiquement favorisés ensuite.

Deux remarques importantes peuvent se dégager de l'actuelle structure tarifaire :

1. La différence en coût d'énergie entre les heures pleines et les heures creuses est démesurée compte tenu des coûts de carburant et d'exploitation des équipements en pointe et hors pointe.
2. Le niveau de prix de la puissance appelée est très bas et donc ne persuade pas les clients à fixer leur demande au niveau optimal pour l'intérêt collectif. Tout se passe comme si l'EDH cachait sa pendule pour ne pas montrer aux industriels un retard lié à leur responsabilité dans les marges de capacités enlevées à l'EDH.

Marcel Boiteux avait coutume de dire : « Une horloge est faite pour dire l'heure, les tarifs les coûts ». L'EDH ne peut subventionner l'engorgement.

4.3. Réduire « tous azimuts » des coûts

Bien que la gestion comptable de l'EDH soit organisée par centre de coût, la mise en place du nouveau système de comptabilité analytique devrait permettre d'avoir une meilleure connaissance des coûts de production, de fonctionnement, d'entretien, d'administration et donc d'améliorer le contrôle et la qualité des dépenses. La comparaison avec les résultats obtenus par différents prestataires en production peut alors permettre de définir des normes de performance.

4.4. Vendre mieux, vendre plus

Vendre mieux aussi en augmentant les facilités offertes aux clients pour s'acquitter de leur dette (multiplication des points de paiements des bordereaux via des contrats avec les banques, meilleures procédures de recouvrements des créances y compris les dits irrécouvrables). Vendre aussi autre chose en explorant les énergies alternatives (solaire ou éolienne) et/ou en offrant de nouvelles possibilités à la clientèle principalement industrielle et commerciale via des nouveaux contrats de vente en rapport avec des signaux tarifaires plus modulés.

Le deuxième programme d'actions prioritaires doit donner à la Direction Financière un rôle moteur dans le développement de l'entreprise. Un Contrôle de gestion plus efficace, et la mise en place d'un système de comptabilité analytique doivent permettre de détecter les écarts aux endroits même



où ils se produisent de façon à générer les actions correctrices. De plus, le système ne peut se restreindre à constater les écarts à posteriori par rapport aux différents budgets. Il doit en plus fournir à chaque gestionnaire à différents niveaux de management les indicateurs essentiels au pilotage de leurs activités sous formes d'objectifs sectoriels de performance. Ces objectifs sont utiles pour :

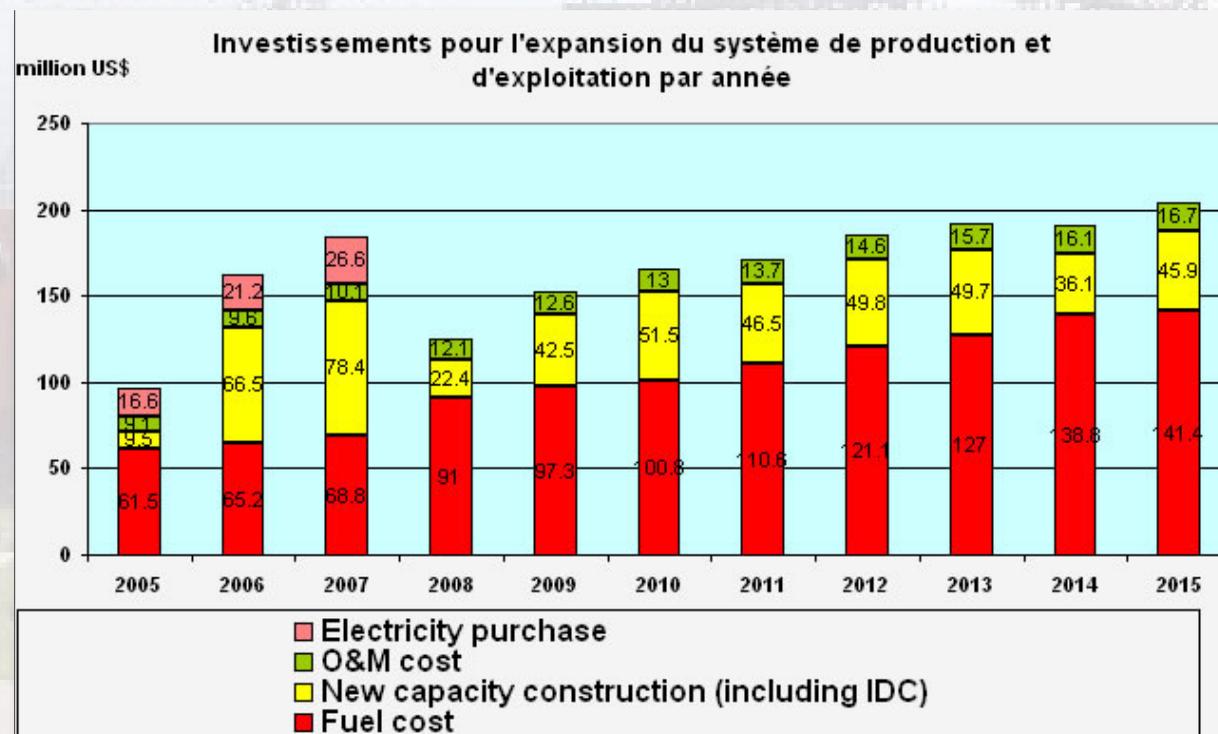
- améliorer l'efficacité de certaines opérations (délais, ressources nécessaires, méthodes), ou encore
- mettre en place les contrôles adéquats pour que ces objectifs de performance ne soient pas de simples vœux pieux (quantification des objectifs, échéancier de réalisation, critères de réussite)

Par ailleurs, l'EDH s'est acquis une solide réputation dans la facturation en comparaison avec les autres entreprises de réseaux. C'est une bonne chose. Mais, l'EDH peut faire mieux. Elle dispose déjà d'une base de données très complète des comptes clients. Elle pourrait utiliser ses savoir-faire comme base de départ pour une migration vers de nouveaux services à des institutions autonomes (CAMEP, SNEP, Téléco...) ou des mairies en mettant à leur disposition des données et des applications de gestion d'intérêts communs organisées autour de bases de données urbaines à référence spatiale. En particulier avec l'explosion des télé-activités, l'EDH pourrait se placer à l'amont en constituant des banques d'informations territoriales, techniques et économiques.

En attendant, il est important d'élaborer un schéma directeur pour l'automatisation du système d'informations et d'affirmer clairement une volonté de créer pendant les cinq prochaines années les conditions optimales pour :

- une transition d'une informatique diffuse à une informatique distribuée
- un passage d'un système de traitement des transactions à un système d'aide à la décision.

Figure 1 : Flux de capitaux par année pour l'extension du système de production électrique de 2005 à 2015 selon l'analyse avec WASP.



4.5. Développer les outils de base

La connaissance des coûts de production est un préalable à l'élaboration de toute politique tarifaire. Cela passe par la mise en place des outils suivants :

- véritable comptabilité analytique,
- contrôle de gestion,
- contrôle des stocks et des approvisionnements spécialement en carburants,
- gestion fine du parc de matériel,
- normalisation de la commande publique.

Cela passe aussi par une connaissance des coûts sociaux et des coûts de développement. Il faudrait donc, grâce à un système d'informations efficient, lever toutes ces incertitudes avant de s'engager dans des politiques longues.

L'entretien courant du réseau et le financement de nouveaux équipements doit être la priorité des priorités une fois la réhabilitation effectuée. Ceci exige une structure permanente de patrouille et de surveillance, et des outils de connaissance et de suivi. De vraies bases de données urbaines à référence spatiale constituent des outils irremplaçables pour une meilleure adéquation du service. Cet effort devrait aller de pair avec ceux des services nationaux de la statistique, de l'UTSIG et du cadastre pour assurer les cohérences nécessaires, définir des normalisations et protocoles d'échanges d'informations et de produire les synthèses indispensables constituant une base cohérente commune à tous. Il va sans dire que la création de véritables systè-

mes d'informations autorisera la gestion informatisée des comptes clients, des approvisionnements, des stocks, et de la comptabilité. L'idéal serait ici de construire une base de données déductives (data mining) pour la lutte contre la fraude.

4.6. Réformer le cadre réglementaire

L'état doit avoir le courage d'entreprendre les réformes du cadre réglementaire. Il faudra jeter les bases d'une politique de personnel réconciliant compétence, honnêteté et productivité dans le cadre d'un statut approprié aux conditions spécifiques de modernisation d'EDH. Il faudra faire preuve de courage, de rigueur, de méthode, mais aussi, trouver un compromis acceptable pour le syndicat et parallèlement garantir la sécurité du personnel et des installations en interdisant tout port d'armes sur les lieux de travail.

Ces politiques de redressement sont inconcevables sans une prise en compte du professionnalisme et des compétences apportées par les partenaires externes (experts du monde académique et de l'étranger) et surtout sans un cadre institutionnel approprié. Une politique de l'énergie se conjugue sur deux modes : le collectif et l'individuel. C'est une illusion de penser qu'un des deux devrait être privilégié ou que l'une des formules suivantes est exclusive:

- propriété publique/exploitation publique,
- propriété publique/exploitation privée,



- propriété privée/exploitation privée.

La distinction claire entre le régulateur (l'Autorité organisatrice unique de l'électricité) et les différents opérateurs dans la production devrait permettre de clarifier les responsabilités et garantir la transparence. En particulier :

- les contributions publiques à l'EDH doivent pouvoir faire l'objet d'un contrôle (si possible parlementaire) et d'une justification a posteriori;
- l'examen des comptes d'un opérateur doit permettre d'ajuster au mieux le tarif et les obligations de service public doivent être compensées équitablement.

4.7. Elargir le champ de la concurrence

Il est nécessaire d'élargir le champ de la concurrence, de sorte que plusieurs prestataires puissent intervenir dans le sous-secteur. Pour intéresser les investisseurs, et d'une manière générale tout candidat opérateur, il convient de définir une structure satisfaisante pour toutes les parties : autorité organisatrice, maître d'œuvre, et opérateurs dans un cadre explicite et stable. La gestion des services d'électricité étant confiée pour une durée limitée dans le temps et sans changement institutionnel à un opérateur professionnel—sans pour autant préjuger des options futures (statu quo, régie intéressée, affermage, privatisation)—le contrôle (monitoring) des différents opérateurs (en production et en gestion) est alors effectué à partir du Ministère des TPTC, avec l'as-

sistance d'experts spécialisés en régulation, pour définir en particulier la politique (loi sur la concurrence, régulation appropriée, assistance financière) permettant à des groupes privés d'intervenir dans le sous-secteur.

Ce mode d'intervention est intéressant pour quatre raisons essentielles :

- A. D'abord, la présence de l'entreprise externe de gestion à l'intérieur de l'EDH et des missions assistées de contrôle au TPTC vont permettre de mobiliser des fonds en provenance des institutions internationales qui, aujourd'hui, ont perdu confiance dans la capacité de l'EDH à maîtriser son avenir.
- B. Ensuite, les solutions possibles aux difficultés financières de l'EDH passent par la rigueur du recouvrement, opération qui peut être mieux conduite par un opérateur extérieur à l'EDH.
- C. De plus, le changement de responsabilité de durée limitée dans le management de l'EDH implique une gestion des ressources humaines avec toute l'efficacité d'une véritable entreprise privée. En clair, il s'agit de mettre tout le dynamisme de l'entreprise privée au service de l'intérêt général.
- D. Tout va se passer comme si l'opérateur assumait un certain nombre de risques techniques, commerciaux et financiers liés au redressement d'EDH. En échange de cette prise de risques, l'opérateur va agir de manière à réclamer une rentabilité élevée de ses investissements, d'autant plus élevée que les risques assumés sont plus grands. Dès lors, l'état doit fournir à l'opérateur des garanties pour minimiser les risques encourus. Il en



résulte donc une limitation des risques par les deux parties contractantes.

Il importe ici de souligner que la restauration démocratique ne signifie pas la pérennité de l'état de droit et donc beaucoup d'opérateurs spécialisés étrangers vont juger prudents de ne pas prendre trop de risques et limiter leur offre aux seuls contrats d'assistance technique. Le Gouvernement doit donc soutenir l'intervention des opérateurs spécialisés dès lors qu'ils acceptent d'engager des capitaux significatifs en leur accordant la garantie de risque politique.

tuelles contenues dans un cahier de charges et doivent toujours être rendus publics ;

- que les risques entre l'état, le contractant, les banques ou organismes de financement doivent être réduits et répartis au mieux sur ceux qui peuvent les assumer ;
- que les obligations de service public doivent être clairement définies et compensées équitablement.

4.8. Fixer des objectifs explicites et précis aux prestataires de services

Afin de garantir les résultats, l'entreprise externe de gestion ou de production devrait s'engager sur des objectifs contractuels mesurables, et sa rémunération devrait dépendre d'objectifs contractuels mesurables par des tiers. Cela signifie :

- que les contributions publiques doivent pouvoir faire l'objet d'un contrôle et d'une justification ;
- que les objectifs de performance, la tarification, les transferts explicites, et le financement des investissements doivent faire l'objet de dispositions contrac-



Un programme d'investissement bien élaboré

Dans les chapitres précédents, l'accent a été mis sur la nécessité d'investir dans le sous-secteur électrique d'Haïti dans le but d'améliorer la situation critique d'aujourd'hui. Dans ce chapitre nous allons passer en revue les acteurs qui interviennent au niveau du programme d'investissement du sous-secteur électrique ainsi que les montants concernés. Il s'agit :

- Des bailleurs de fonds internationaux (BM, USAID, ACIDI, BID, UE, USTDA);
- Du gouvernement haïtien ;
- Du sous-secteur privé (SOGENER S.A.).

5.1. Bailleurs de Fonds Internationaux

5.1.1. ACIDI

L'Agence Canadienne pour le Développement International (ACDI) finance un projet de renforcement du système électrique de Jacmel dénommé Jacmel phase III. Le cout du projet est estimé à 4.5 millions de Dollars canadiens et sera exécuté sur une période de 2 ans (2006-2007).

Par ailleurs, 19 millions sont prévus pour la reproduction de l'expérience de Jacmel à d'autres villes de provinces plus particulièrement aux Cayes. Un montant 5,000,000 Dollars canadiens est également prévu pour la réhabilitation des autres centrales de province.

5.1.2. USAID

Pour ce projet, un montant de 4,5 millions est prévu pour la réhabilitation de 4 centrales de micro-électricité : Drouet, Délugé, Caracol et Onde Verte. Il sera exécuté sur une période de deux ans (2007-2008).

5.1.3. Banque Mondiale (BM)

Elle finance un projet pilote de réduction de pertes dans le sous-secteur électrique (PREPSEL) au centre ville de Port-au-Prince à hauteur de 6 millions USD sur une période de 3 ans (2007-2009) avec une contrepartie du gouvernement haïtien de 1.7 million USD.

5.1.4. Banque Interaméricaine de Développement (BID)

Au terme du projet PREPSEL, la BID projette de reproduire la même expérience à d'autres circuits de la région métropolitaine de Port-au-Prince. Elle prévoit de décaisser un montant de 18.25 millions USD pour cette activité.



5.1.5. Union Européenne (UE)

L'Union Européenne finance un projet d'évaluation des immobilisations techniques jusqu'à hauteur de 165 000 Euros.

5.1.6. US Trade Development Agency (USTDA)

Ce projet concerne l'étude du système électrique d'Haïti (incluant l'étude du réseau national). L'Agence met à la disposition de l'EDH un montant de 350 000 USD sur une période d'un an allant jusqu'à février 2007.

5.1.7. L'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA).

L'agence donne une assistance à la finalisation et à la mise en œuvre du Plan National de Développement du Secteur Energie (PNDSE). Un montant de USD 200 000 est décaissé par l'AIEA pour les activités qui s'étend sur une période de deux ans (2007-2008).

Le gouvernement haïtien, de son côté, a fait une allocation budgétaire de USD 67 500 au projet pour l'exercice 2006-2007.

Durant les deux prochaines années, le Gouvernement Haïtien souhaite procéder à la réhabilitation et la rénovation du système électrique des dix chefs-lieux de département ainsi que de quelques grandes villes du pays. Ce projet est évalué à 42 Millions de dollars, Port-au-Prince non inclus, et concernent les villes suivantes :

- Petit-Goave, Archaie, Département de l'ouest ;
- Cap haïtien et environs, Département du Nord ;
- Gonaïves/ St Marc et environs, Département de l'Ar-tibonite ;
- Jérémie et ses environs, Département de la Grande-Anse ;
- Port-de-Paix, Département du Nord-Ouest ;
- Ouanaminthe / Fort-Liberté, Département du Nord-Est
- Miragoâne ; Département des Nippes ;
- Cayes et ses environs, Département du Sud ;
- Hinche et ses environs, Département du Centre ;
- Jacmel et ses environs, Département du Sud-Est ;
- Anse-à-Galet ;

Il serait bon de prévoir aussi l'électrification de Anse-à-Galets à la Gonave et à la Tortue.



5.3.

Sous-secteur privé

Dans le domaine de la production de l'énergie électrique, le sous-secteur privé participe depuis tantôt dix (10) ans. Cette participation est devenue plus active avec l'arrivée de la SOGENER S.A dans le sous-secteur. A part les principales villes de province alimentées, la SOGENER S.A. a acquis, par adjudication et signature d'un contrat, le droit de réparer, d'opérer durant cinq (5) ans et de transférer la centrale de Varreux II à l'EDH de disposer sur son réseau de 17 MW supplémentaires à partir de l'année 2007.



Une stratégie de mise en œuvre acceptée de tous

6.1. Une stratégie partagée par tous

A partir de la vision du développement du secteur et une définition claire des objectifs à atteindre à terme dans le contexte national, il est possible de proposer une stratégie de réalisation d'un programme de développement. Cependant, parfois les stratégies les mieux pensées échouent face à l'opposition de groupes en désaccord avec quelque aspect de la stratégie. Il est donc important de s'assurer d'une appropriation de la stratégie proposée par les principaux groupes intéressés par la question (« stakeholders »). En plus de l'échelon décisionnel au niveau du gouvernement, les parties intéressées comprennent notamment : le Parlement haïtien, le secteur privé de l'industrie et du commerce, les bailleurs de fonds et la société civile en général.

Les Parlementaires ont à cœur l'intérêt de l'unité territoriale qu'ils représentent. Ainsi, ils rechercheront un plus grand accès à l'électricité et une meilleure qualité de service pour la population des zones qu'ils représentent. La stratégie proposée doit prendre en compte et répondre au mieux à leurs préoccupations.

Le secteur privé des affaires a un besoin incontestable d'énergie électrique pour la production des biens et services et la réalisation des bénéfices économiques qui justifient leur existence. Ce secteur peut être consulté et informé à travers la Chambre du Commerce et de l'Industrie ainsi

que les Chambres de commerce des différents départements géographiques du pays. Les concernés dans ce cas recherchent des garanties de fiabilité et de qualité dans l'électricité fournie pour les besoins de la production.

Les bailleurs de fonds qui contribuent de manière significative au financement des projets et activités moteurs de ce développement, sont aussi concernés au premier chef. La stratégie conduite par le gouvernement haïtien doit donc aussi être modulée par les politiques et orientations des agences de coopération multilatérale et bilatérale.

La société civile, enfin, est aussi un groupe intéressé dans la mesure où ses mandataires représentent la population ciblée par la stratégie proposée. Les organisations populaires importantes représentent également certains desiderata des populations de certaines zones. Ces groupes expriment, au nom de la population, les préoccupations liées aux inégalités d'accès au service d'électricité, à l'imprévisibilité du service pour ceux qui en ont l'accès, au prix du service pour les usagers et à la qualité du service à la clientèle. Ces éléments seront pris en considération dans le développement de la stratégie de l'électricité et partagés avec la société civile.

Un mécanisme d'appropriation devra être conçu à partir d'une stratégie de communication et d'interaction ciblant chacun de ces groupes concernés par les enjeux du secteur électrique. Un plan de présentation aux différents groupes, planifiée avec soin devra permettre de collecter les idées et



réactions des intéressés, de les intégrer dans le document de stratégie de développement de l'électricité, puis d'obtenir son appropriation par les groupes concernés devenus ainsi contributeurs au document.

6.2. Construite sur une vision de long terme

Afin d'être élaborée sur une base solide, la stratégie proposée se doit d'être construite à partir d'une vision de long terme. De plus, elle doit être issue d'une approche globale qui prend en compte l'ensemble du secteur énergie avec ses interdépendances avec les secteurs de l'économie, de l'environnement et de l'agriculture. Sans cette capacité, la stratégie risque d'être victime des aléas de la conjoncture, des intérêts individuels ou des politiques éphémères.

Le MTPTC s'est attelé à l'élaboration d'un Plan national de développement du secteur de l'énergie (PNDSE). Ce plan propose une structure de développement qui situe celui du sous secteur électricité au sein d'un ensemble cohérent qui considère les autres volets énergétiques tels les combustibles de chauffe, les hydrocarbures et les énergies renouvelables. Il permet de considérer la stratégie pour l'électricité sur le moyen et le long terme.

6.3. Intégrant la bonne gouvernance et une nouvelle structure sociale

La stratégie proposée se doit d'intégrer les principes de bonne gouvernance. Ceci suppose une planification stratégique pertinente sur le moyen et le long terme, la transparence dans le fonctionnement, la gestion rationnelle des ressources, une gestion efficace de l'information, la promotion de la compétence, la lutte contre la corruption, une communication ouverte, de bonnes relations avec les usagers et la capacité d'influencer positivement la gestion du secteur au moyen des réactions des employés engagés dans le secteur et des utilisateurs.

Cette capacité offre un outil puissant pour affecter l'évolution du secteur. Dans ce contexte, il sied d'avoir une structure sociale qui permet une communication améliorée avec les entités représentatives de la société. Ce mode de gestion du secteur, allié aux nouveaux systèmes de traitement de l'information (donnée à références géographiques sur les usagers, modélisation des comportements, flux de puissance, flux de carburant, données des stocks de matériel, etc.) permettront une autre gestion plus efficace des activités du secteur.



6.4. Programmation de projets

6.1.1 Jacmel Phase III (ACDI)

Le projet prévoit 2 étapes

Etapes 1. Etude d'ingénierie et acquisition

L'étude d'ingénierie prévoit 12 points.

Etape 2. Phases de construction (9 au total)

- Agrandissement du bâtiment et travaux de génie civil pour le poste de 25 kV ;
- Travaux électrique pour transformateur 6 MVA ;
- Travaux électrique du poste de sectionnement 25 kV ;
- Installation du groupe # 5 ;
- Installation de la cabine du groupe # 5 ;
- Mise en route des nouveaux équipements ;
- Formation du personnel et transfert de technologie ;
- Réception provisoire ;
- Compagnonnage et support technique.

6.1.2 Réhabilitation de Centrales Micro-hydro (USAID)

Les étapes de mise en œuvre pour le projet de réhabilitation des centrales micro-hydroélectriques sont les suivantes :

- Préparation DAO ;
- Lancement DAO ;

- Analyse et évaluation des offres ;
- Adjudication ;
- Phase d'exécution divisée en deux parties :

Tous les travaux de réhabilitation et de réparation. La formation est aussi prévue ;

L'acquisition d'un troisième groupe pour la Centrale d'On-de Verte ;

6.1.3 Projet de réduction des pertes dans le sous-secteur électrique (PREPSEL)

Le projet mettra en place 3 composantes de la manière suivante :

- Amélioration dans les pratiques et système de gestion d'EDH pour une approche plus orientée sur le client.
 - o Mise en place du système informatique de gestion commerciale ;
 - o Mise en place du système informatique de gestion du service technique ;
 - o Application des nouvelles procédures et règles pour une approche de gestion orientée sur le client pour l'alimentation électrique ;
 - o Restructuration de l'Unité anti-fraude ;
 - o Construction du bâtiment pour le SGC (Système de Gestion Commerciale) ;
- Amélioration de la qualité des services et augmentation des revenus ;
- Sélection du personnel pour l'Unité des grands consommateurs ;



- Application nouvelle approche de gestion orientée sur le client ;
- Régularisation de la situation de tous les grands clients.

Approche participative : gestion de projets, suivi, évaluation et réplique du projet.

6.1.4 Reproduction de PREPSEL (BID)

Le même principe utilisé pour le projet pilote (PREPSEL) sera appliqué avec amélioration par rapport à l'expérience passée.

6.1.5 Evaluation des immobilisations techniques (UE)

Ce projet sera exécuté selon les étapes suivantes :

- Préparation DAO;
- Lancement DAO ;
- Analyse et évaluation des offres ;
- Adjudication
- Execution ;
- Rapport final des travaux.

6.1.6 Etude du système électrique d'Haïti (USTDA)

Cette étude prévoit la réalisation de neuf (9) tâches :

- Révision et évaluation des points essentiels du système électrique existant ;
- Identification des besoins techniques spécifiques ;
- Développement des projets de production, de transport et de distribution ;

- Calcul des coûts d'investissement d'exploitation et de distribution ;
- Analyse économique et financière ;
- Evaluation des impacts de développement ;
- Evaluation environnementale ;
- Développement de plans de financement ;
- Préparation et soumission du rapport final.

6.1.7 Projet d'amélioration du système électrique des chefs-lieux de département (gouvernement haïtien)

Le gouvernement haïtien a projeté d'intervenir au niveau du système électrique des chefs-lieux de département et de quelques grandes villes.

Par département, il aura pour les deux (2) ans à venir les activités suivantes :

1.-Département du Nord

- Domaine production. Un coût d'achat d'achat d'énergie d'un montant de USD 3 166 354.00 par an est prévu pour une puissance de 8 MW contractuelle. Au niveau hydro, les 800 kW de la centrale de Caracol seront remis en service.
- Domaine réseau. Il y aura la construction de 8.5 km de réseau et 17 km de ligne réhabilités
- Domaine commercial. Six mille cinq cent (6500) nouveaux clients seront branchés.

L'enveloppe globale sur deux (2) ans s'élève à USD 8 902 708.00.



2.-Département de l'Artibonite.

- **Domaine production.** C'est le même cas de figure que pour le Département du Nord. Un montant de USD 3166354.00 par an est prévu pour une puissance de 8 MW

Au niveau hydro, les 2400 kW de Drouet et les 1100 kW de Délugé seront disponibles sur le réseau de la région Artibonite.

- **Domaine réseau.** L'extension de 6 km de réseau triphasé sera réalisée et 16 km de ligne seront réhabilités.
- **Domaine commercial.** Six mille cinq cents (6500) clients seront branchés au réseau.

L'enveloppe globale sur deux (2) ans s'élève à USD 9 707 708.00.

3.- Département du Sud-Est

- **Domaine production.** L'ajout d'un (1) groupe de 1250 kW est prévu dans le projet dénommé « Jacmel phase III »
- **Domaine réseau.** L'extension d'un (1) kilomètre réseau et aussi la réhabilitation d'un (1) autre kilomètre seront réalisés.
- **Domaine commercial.** L'extension de réseau et les nouvelles demandes à satisfaire exigeront le branchement d'environ cinq cents (500) nouveaux clients.

L'enveloppe totale sur deux (2) ans s'élève à USD 5 055 000.00.

4.- Département du Sud.

- **Domaine production.** Un coût d'achat d'énergie d'un montant de
- USD 1 583 177.00 par an est prévu pour une puissance de 4 MW contractuelle.

Au niveau hydro, les groupes de Saut-Mathurine totalisant une capacité de 2.2 MW seront mis en service.

- **Domaine réseau.** Il est prévu de réaliser 14.5 km de ligne MT/BT de même la réhabilitation de 12 km de réseau. Quelques travaux seront effectués aussi au niveau de la sous-station.
- **Domaine commercial.** Trois mille (3000) nouveaux clients seront branchés.

L'enveloppe totale sur deux (2) ans s'élève à USD 6 081 354.00

5.-Département du Centre.

- **Domaine production.** Trois (3) groupes de 800 kW doivent être achetés et installés pour la ville de Hinche.
- Au niveau hydro, à Belladère, deux (2) groupes de 150 kW seront réhabilités et un (1) ajout de 150 kW sera aussi réalisé.
- **Domaine réseau.** Quatre (4) kilomètres de ligne seront réhabilités et 2.5 km construits.
 - **Domaine commercial.** Un certain nombre de clients seront branchés au réseau.

L'enveloppe totale sur deux (2) ans s'élève à USD 2 365 000.00.



6.-Département du Nord-Est.

- Domaine production. Une puissance de 2.4 MW sera installée à Ouanaminthe. Une centrale de même puissance sera également installée à Fort-Liberté.
- Domaine réseau. Trois (3) km de réseau seront rénovés, six (6) km de ligne construits et 2 km réhabilités.
- Domaine commercial. Des branchements clients seront réalisés.

L'enveloppe totale sur deux (2) ans s'élève à USD 1 800 000.00.

7.-Département du Nord-Ouest.

- Domaine production. Les villes de Port-de-Paix et Saint-Louis du Nord interconnectées bénéficieront d'une capacité de production totale de 4 800 kW.
- Domaine réseau. Dix sept (17) km de ligne seront réhabilités.
- Domaine commercial. Des nouveaux branchements seront réalisés.

L'enveloppe globale s'élève à USD 1 760 000.00.

8.-Département de la Grande Anse.

- Domaine production. Trois (3) groupes de 1600 kW seront installés à Jérémie totalisant 4800 kW.
- Domaine réseau. Deux (2) km de réseau seront construits et 6 km réhabilités.
- Domaine commercial. De nouveaux branchements seront réalisés.

L'enveloppe globale sur deux (2) ans s'élève à USD 1 610 000.00

9.-Département de Nippes.

- Domaine production. Un coût d'achat d'énergie d'environ USD 1 187 383.00 par an est prévu pour une puissance contractuelle de 3 MW.
- Domaine réseau. La construction de 5.5 km de ligne est programmée.
- Domaine commercial. Cinq cents (500) nouveaux clients seront branchés.

L'enveloppe globale sur deux (2) ans s'élève à USD 2 699 766.00

10.-Département de l'Ouest (P-au-P non inclus).

- Domaine production. Un d'achat d'énergie d'un montant de USD 1 187 383.00 par an est prévu pour une puissance contractuelle de 3 MW.
- Domaine réseau. La construction de 5.5 km est prévue ainsi que la réhabilitation de 7 km de ligne.
- Domaine commercial. Trois mille (3000) nouveaux clients seront branchés

L'enveloppe globale sur deux (2) ans s'élève à USD 3 149 766.00



Conclusion :

Démocratie et régulation

La régulation à mettre en œuvre doit présenter trois dimensions majeures d'arbitrage en réponse à des préoccupations différentes voire contradictoires :

une dimension temporelle pour arbitrer entre le court terme, le moyen et le long terme (le choix d'un taux d'actualisation pour la surélévation du barrage de Péligre est à cet égard fondamental) ;

Une dimension spatiale pour mettre en cohérence les différents niveaux territoriaux (l'interconnexion des réseaux territoriaux du Nord et de l'Ouest, négociations avec les dominicains sur l'Artibonite,...);

Une dimension sociale pour harmoniser les aspirations individuelles et celles de la collectivité, concilier et conjuguer les aspirations à la solidarité, le respect des libertés, des droits démocratiques, des droits syndicaux et l'émulation de l'initiative privée.

Cette régulation va mettre en présence des organisations internationales (banques de développement, aide bilatérale) et les différents acteurs nationaux suivants :

Les usagers-citoyens (clients ou consommateurs des services) qui devraient en principe participer à la définition des objectifs collectifs de la société et qui s'efforcent d'avoir droit de regard sur les mesures prises par la puissance publique pour atteindre ces objectifs ;

Les investisseurs-producteurs de ces services et les professionnels concernés avec leurs différentes logiques et notamment les salariés et leurs organisations syndicales ;

Les gouvernants et élus souvent incapables de préciser les obligations de service, encore moins d'imposer des sanctions lorsque ces obligations ne sont pas respectées, mais, par le passé, toujours prêts à s'approprier les rentes liées à des services surfacturés et les distribuer à leurs partisans.

Pour améliorer l'efficacité des services fournis aux pauvres, il faut intervenir sur les trois catégories d'acteurs nationaux. Il faut donc utiliser l'aide pour renforcer et non affaiblir les relations qui lient ces trois acteurs, renforcer et non amoindrir l'obligation de rendre compte, en particulier lors de passations de marché qui doivent toujours être transparentes. Pour améliorer l'efficacité des services dans EDH, il faut choisir entre le clientélisme politique (traitement de faveurs aux OP et constitution de corps de sécurité à travers des gangs mafieux) et les intérêts des pauvres qui doivent être mieux informés des crédits alloués aux services d'électricité qu'ils utilisent. Ici, une presse libre et active et un discours public incompatible avec un populisme étroit peuvent jouer un rôle important dans l'information des citoyens.

Ces acteurs sont à la fois citoyens, contribuables, électeurs représentés par des élus dans le cadre d'une démocratie représentative naissante où les pauvres sont exclus de la dé-



finition des objectifs collectifs soit parce qu'ils ne peuvent influencer les pouvoirs publics à cause de la faiblesse du système électoral soit parce que leur coût d'organisation est trop élevé compte tenu de leur grand nombre. A l'évidence, ces différents acteurs ont des approches différentes et même contradictoires et n'ont qu'une vision plus ou moins claire de leurs propres intérêts, qui ne se confondent généralement pas avec le bien commun ni avec l'intérêt général. Seul le compromis (particulièrement avec le syndicat), par essence de nature politique, qui résultera de cette confrontation et de cette recherche d'équilibre entre des préoccupations contradictoires peut aider à sortir de la crise.

L'écoute, le dialogue, la concertation, bref la démocratie apparaissent ainsi comme des éléments essentiels pour atteindre une régulation optimale, un plus grand partenariat public/privé, une relance économique durable et une prise en compte réelle des intérêts des pauvres.



Annexe 1.

Options d'extension de la production électrique.

Paramètres techniques ou économiques	Unité	Moteurs à combustion interne		Éoliennes	Turbines à combustion (cycle simple)			Turbines à combustion (cycle combiné)			Centrale à vapeur au lignite	Centrale Hydro-électrique
		2.5	12		10x1	20	30	60	30	60		
	MW	2.5	12	10x1	20	30	60	30	60	120	30	
		D2.5	DI12	WF10	SC20	SC30	SC60	CC30	CC60	C120	LI30	ART4
Année de disponibilité		2007	2008	2008	2009	2009	2009	2010	2010	2010	2012	2014
Capacité de l'unité de production	MW	2.5	12	10	20	30	60	30	60	120	30	30
Niveau minimum d'opération	MW	1.25	12	5	10	15	30	15	30	60	10	
Numéro désignant le type de carburant de la centrale (0, 1, 2, ..., 9)	-	1	1	4	1	1	1	0	0	0	5	
Efficienc e à pleine capacité	%	33	33	100	35	35	35	55	55	55	30	
Capacité calorifique à pleine capacité	kcal/kWh	2606	2606	860	2457	2457	2457	1564	1564	1564	2867	
Efficienc e au niveau minimum d'opération	%	30	30	100	30	30	30	40	40	40	23	
Capacité calorifique au niveau minimum d'opération	kcal/kWh	2867	2867	860	2867	2867	2867	2150	2150	2150	3739	
Moyenne des incréments de capacité calorifique entre les niveaux minimum et maximum	kcal/kWh	2345	3127	860	2048	2048	2048	977	977	977	2430	
Unité de réserve tournante	(% de la capacité maximale)	5	5	0	15	10	10	10	10	10	0	
Taux d'indisponibilité forcée des unités	%	10	10	70	20	20	20	10	10	10	12	
Entretien programmé	jours/année	30	30	0	30	35	40	40	45	50	45	
Classe de dimension pour l'entretien	MW	3	10	10	20	30	60	30	60	120	3030	
Coût du carburant domestique	(¢/Gcal)	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Coût du carburant étranger	(¢/Gcal)	3186	3186	0	3186	3186	3186	3550	3550	3550	0	



Paramètres techniques ou économiques	Unité	Moteurs à combustion interne		Éoliennes	Turbines à combustion (cycle simple)			Turbines à combustion (cycle combiné)			Centrale à vapeur au lignite	Centrale Hydro-électrique
Coûts fixes d'opération et d'entretien	(\$/kW-mois)	5.2	5.2	0.7	4.2	4.2	4.2	0.8	0.9	1	2	
Coûts variables d'opération et d'entretien	\$/MWh	2.8	2.8	5	1.8	1.8	1.8	2.4	2.4	2.4	2	
Capacité calorifique du carburant utilisé	kcal/kg	9500	9500	0	9500	9500	9500	10150	10150	10150	2050	
Coût instantané du capital d'investissement	\$/kW	1000	950	1500	700	650	600	900	850	800	2300	2000
Coût du capital amortissable	%	90	90	100	95	95	95	95	95	95	95	100
Coût du capital amortissable	\$/kW	900	855	1500	665	617.5	570	855	807.5	760	2185	2000
- Coût du capital domestique amortissable	%	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	30
- Coût du capital domestique amortissable	\$/kW	225	213.75	375	166.25	154.38	142.5	213.75		190	546.25	600
- Coût du capital étranger amortissable	\$/kW	675	641.25	1125	498.75	463.13	427.5	641.25		570	1638.75	1400
Coût du capital non amortissable	\$/kW	100	95	0	35	32.5	30	45	42.5	40	115	0
- Coût du capital domestique non amortissable	\$/kW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Coût du capital étranger non amortissable	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
- Coût du capital étranger non amortissable	\$/kW	100	95	0	35	32.5	30	45	42.5	40	115	0
Temps de construction	années	1	1	1	1.5	1.5	1.5	2.5	2.5	2.5	4	5
Taux de discompte	%	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
IPC du coût instantané du capital d'investissement	%	6.03	6.03	6.03	9.21	9.21	9.21	12.5	12.5	12.5	26.91	37.89
Coût de construction total (coût instantané + IPC)	\$/kW	1054.3	1001.6	1590.5	761.2	706.9	652.5	1006.9	950.9	895.0	2888.0	2757.8



Annexe 2.

Développement de la production dans les villes de province.

Année	Nombre de groupes de 2.5 MW	Artibonite	Région	
			Nord	Sud
2006	2	1	1	
2007	2	1		1
Sous-total (2005-2006)	4	2	1	1
2007	2	1	1	
2008	2	1		1
2009	3	1	2	
2010	3	1	1	1
Sous-total (2007-2010)	10	4	4	2
2011	3		2	1
2012	4	2	1	1
2013	5	2	2	1
2014	3		1	2
2015	3		1	2
Sous-total (2011-2015)	18	4	7	7
Total	32	10	12	10



Annexe 3.

Les Flux de capitaux pour augmenter la production.

Les flux de capitaux pour l'extension et l'opération du système de production, par année et par période (million US\$)

Année	Achat d'électricité	Coût du carburant	Construction de nouvelles centrales (y compris IPC1)	Coûts d'opération et d'entretien	Total
2008	16.6	61.5	9.5	9.1	96.7
2009	21.2	65.2	66.5	9.6	162.5
Sous total	37.8	126.7	75.9	18.7	259.1
2007	26.6	68.8	78.4	10.1	183.9
2008	-	91	22.4	12.1	125.5
2009	-	97.3	42.5	12.6	152.4
2010	-	100.8	51.5	13	165.3
Sous total	26.6	357.9	194.8	47.8	627.1
2011	-	110.6	46.5	13.7	170.8
2012	-	121.1	49.8	14.6	185.5
2013	-	127	49.7	15.7	192.4
2014	-	138.8	36.1	16.1	191.0
2015	-	141.4	45.9	16.7	204.0
Sous total	0	638.9	228.0	76.8	943.7
Grand total	64.4	1123.5	498.7	143.3	1829.9

Note: 1. IPC - Intérêts pendant la construction



Annexe 4.

Chronogramme d'exécution du programme sectoriel national 2006-2008.

No	Titre description et localisation du projet	Localisation- Département	Coût prévisionnels (milliers de USD)	Durée en semestre			
				1	2	3	4
1	Production						
	Construction centrale St Christophe 120 MW et 25 km de ligne et port	Ouest	140 000				140 000
	Artibonite 4C 30 MW	Artibonite	180 000,00				180 000,00
	Construction centrale éolienne 50 MW	Ouest					
	Réhabilitation						
	Réhabilitation des groupes de Carrefour + Varreux	Ouest	34 433,475		11 477,8	11 477,8	11 477,8
	Réhabilitation Péligre (groupe + barrage)	Centre	2 500		2 500,00		
	Programme d'achat d'énergie						
	Alstom 50 MW base et 20 MW en standby	Ouest	91 454,40 / an	45 727,2	30 481		
	Nouveau contrat de 30 MW	Ouest	40 000,00 / an				20 000,00
	SOGENER (Varreux II)	Ouest	26 131,872 / an	13 065,93	13 065,93	13 065,93	13 065,93



No	Titre description et localisation du projet	Localisation- Département	Coût prévisionnels (milliers de USD)	Durée en semestre			
				1	2	3	4
2	Réseau						
	Interconnexion Péligre / Cap 96 km à 115 kV		16 000,00				12 272,00
	Interconnexion Cap /Gonaïves 57.5 km à 115 kV		18 000,00				14 300,00
	Construction boucle 69 kV Carrefour / Varreux (6.9 km) : dé-		2 958,00				2 958,00
	Renforcement ligne 69 kV Martissant /Carrefour (1km)		50,00				50,00
	Réhabilitation des postes de la zone métropolitaine de Port-au-Prince HT / BT						
	Construction poste Joseph Janvier	Ouest	3 000,00				3 000,00
	Construction poste Tabarre	Ouest	4 500,0				4 500,0
	Poste Canapé-vert	Ouest	700,00				700,00
	Poste Croix-des-Bouquets	Ouest	600,00				600,00
	Poste Varreux	Ouest	600,00				600,00
Rénovation poste carrefour feuilles	Ouest	6 000,00				6 000,00	
3	Distribution pour la zone de Port-au-Prince						
	Extension de 40 km réseau MT/BT	Ouest	1 600,00	400,00	400,00	400,00	400,00
	Réhabilitation de 48 km réseau MT/BT	Ouest	730,00	182,5	182,5	182,5	182,5
	Remplacement de matériels endommagés(PAP)	Ouest	6 000,00	1 500,00	1 500,00	1 500,00	1 500,00
4	Commercial	Ouest					
	Projet de reduction de pertes (PREPSEL)	Ouest	7 700,00	1 925,00	1 925,00	1 925,00	1 925,00
	Reproduction projet de réduction de pertes	Ouest	18 000,00				18 000,00
	Branchement de 30 000 nouveaux clients	Ouest	4 500,00	1 125	1 125	1 125	1 1
TOTAL			664 457,747				



Annexe 5.

Chronogramme d'exécution du programme de court terme par Département : 2006-2008.

Département : Sud

Sous-secteur: Economique Sous-sous-secteur : Energie électrique

No	Titre du projet	Localisation- Commune	Coût prévisionnels(Millier de USD)	Durée En semestre			
				1	2	3	4
1	Production						
	Achat d'énergie	Cayes	3166,354	791,588	791,588	791,588	791,588
	Réhabilitation centrale de Saut-Mathurine	Camp-Perrin	1 500,00		750,00	750,00	
2	Réseau MT-BT						
	Rénovation 11 Km réseau	Cayes/Carre-	440,00	220,00	220,00		
	Rénovation 3.5 Km réseau	St Louis du Sud	140,00				150,00
	Réhabilitation 12 Km réseau	Cayes	180,00		90,00	90,00	
	Remplacement 5 disjonc-	Saut-Mathurine	80,00	80,00			
	Réhabilitation cellule disjoncteurs 23 kV	Saut-Mathurine	50,00	50,00			
3	Commercial						
	Commercial (Appui institutionnel)						
	Branchement 3 500 nouveaux clients	Dépt Sud	525,00	125,00	125,00	125,00	150,00
	Total		6081,354				



Chronogramme d'exécution du programme de court terme : 2006-2008

Département : Ouest

Sous-secteur: Economique Sous-sous-secteur : Energie électrique

No	Titre du projet	Localisation Commune	Coûts prévisionnels (milliers de USD)	Durée En semestre			
				1	2	3	4
1	Production						
	Achat d'énergie	Petit-Goave	2374,766	593.69	593.69	593.69	593.69
2	Réseau MT-BT						
	Construction 3 km réseau	La Gonâve	120,00				120,00
	Extension de 2.5 km réseau 3 ph	Petit-Goâve	100,00		60,00	40,00	
	Réhabilitation 4 km réseau	Petit-Goâve	60,00		30,00	30,00	
	Réhabilitation 3 km réseau	Arcahaie/	45,00			25,00	20,00
3	Commercial						
	Commercial (Appui institutionnel)						
	Branchement 3 000 nouveaux clients	Dept Cen-	450,00	125,00	125,00	100,00	100,00
	Total		3149,766				



Département : Sud-Est

Sous-secteur: Economique Sous-sous-secteur : Energie électrique

No	Titre du projet	Localisation Commune	Coût prévisionnels (millier de USD)	Durée En semestre			
				1	2	3	4
1	Production						
	Phase III Ajout (gr 1250 kW)	Jacmel	3195		3195		
2	Réseau MT-BT						
	Extension de 1 km réseau 3 ph	Bainet	40,00				40,00
	Réhabilitation 1 km	Bainet	15,00				15,00
3	Commercial (inclus dans Dépt Ouest)						
	Total		3250				



Chronogramme d'exécution du programme de court terme : 2006-2008

Département : Grande Anse Sous-secteur: Economique Sous-sous-secteur : Energie électrique

No	Titre du projet	Localisation-Commune	Coûts prévisionnels (Millier de USD)	Durée En semestre			
				1	2	3	4
1	Production	Jérémie	1440		1440		
2	Réseau MT-BT						
	Extension de 2 km réseau 3 ph	Jérémie	80,00			80,00	
	Réhabilitation 6 km	Jérémie	90,00	45,00	45,00		
3	Commercial (inclus dans Dépt Sud)						
	Total		1610				



Chronogramme d'exécution du programme de court terme : 2006-2008

Département : Nord-Ouest Sous-secteur: Economique Sous-sous-secteur : Energie électrique

No	Titre du projet	Localisation Commune	Coût prévisionnels (millier de USD)	Durée En semestre			
				1	2	3	4
1	Production 3 x 1600 kW	Port-de-paix/ St-Louis	1440		1440		
2	Réseau MT-BT						
	Triphasage 10 km réseau	Port-de-Paix	250,00		125,00	125,00	
	Réhabilitation 7 km réseau	Port-de-Paix	70,00		40,00	30,00	
3	Commercial (inclus dans Dépt Artibonite)						
	Total		1760				



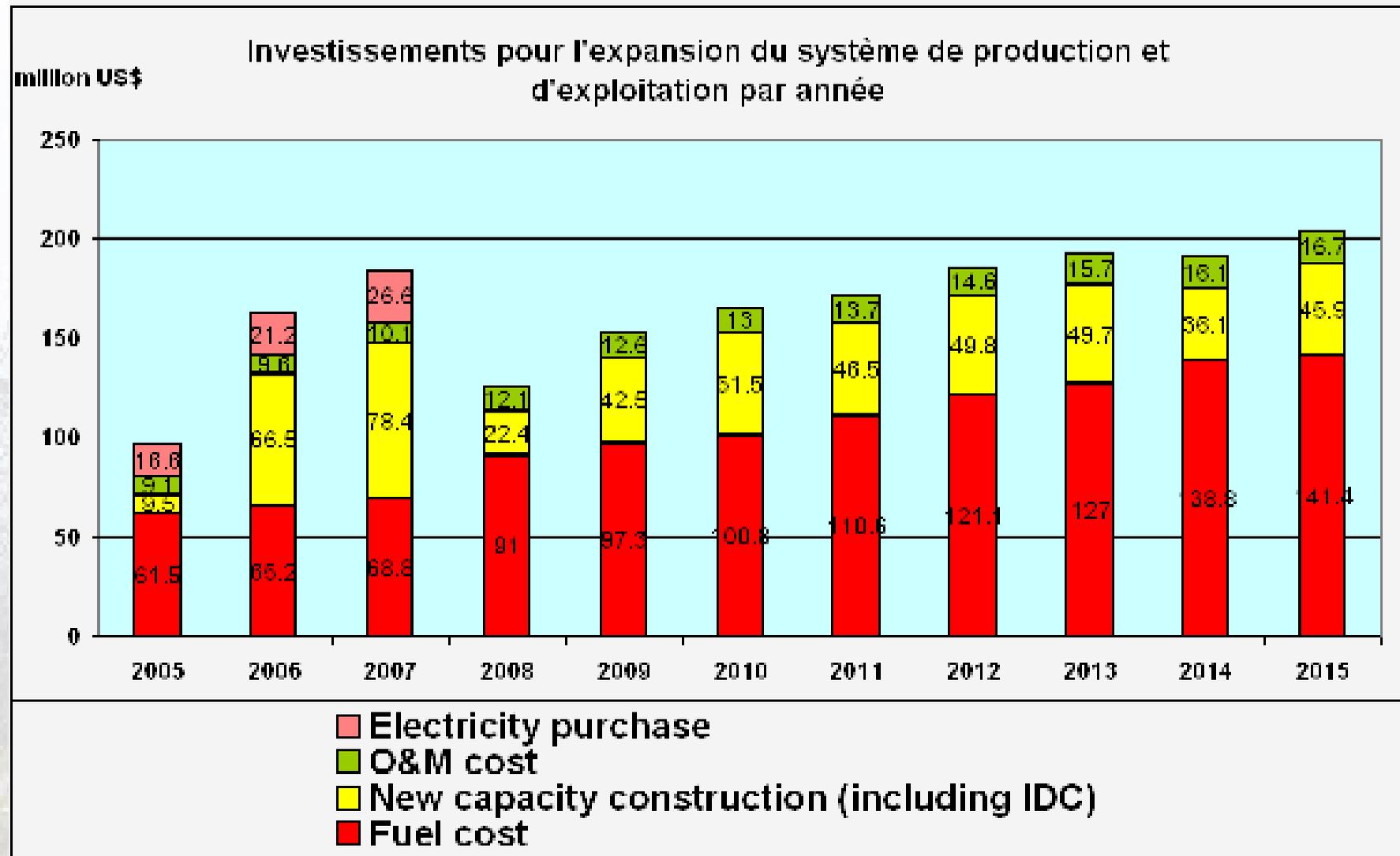
Chronogramme d'exécution du programme de court terme : 2006-2008

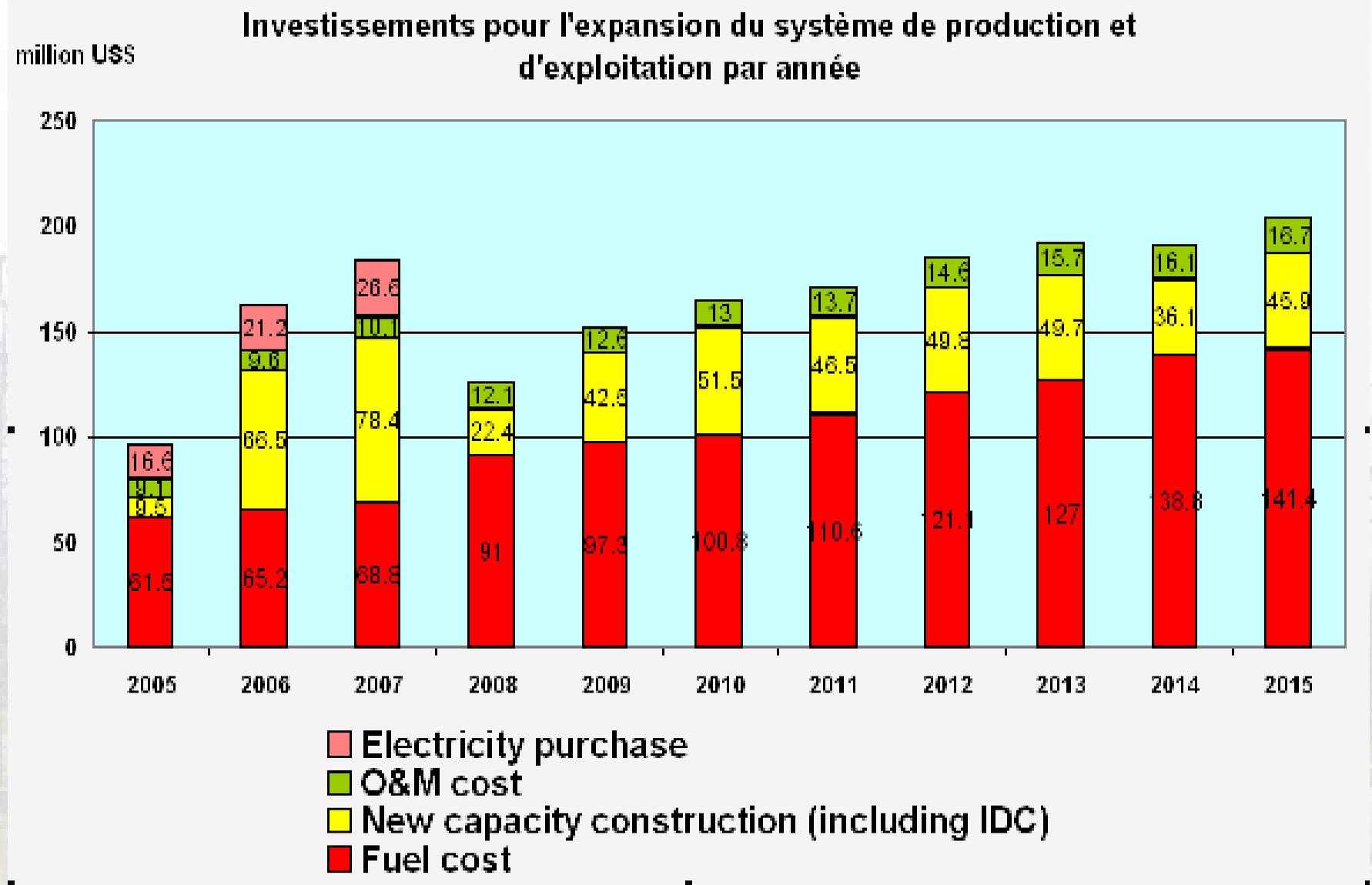
Département : Nord-Est

Sous-secteur: Economique Sous-sous-secteur : Energie électrique

No	Titre du projet	Localisation- Commune	Coût prévisionnels (milliers de USD)	Durée En semestre			
				1	2	3	4
1	Production						
	3 x 800 kW	Fort-Liberté	720		720		
2	Réseau MT-BT						
	Rénovation 3 km réseau	Ouanaminthe	120,00			120,00	
	Réhabilitation 2 km réseau	Trou du Nord	30,00				30,00
	Construction 3 km réseau 3 ph	Ouanaminthe	120,00			120,00	
	Extension de 1 km réseau 3 ph	Trou du Nord	40,00				40,00
	Extension de 2 km réseau 1 ph	Fort-Liberté	50,00		50,00		
3	Commercial (inclus dans Dépt Nord)						
	Total		1800				







Chronogramme d'exécution du programme de court terme : 2006-2008

Département : Centre

Sous-secteur: Economique Sous-sous-secteur : Energie électrique

No	Titre du projet	Localisation Commune	Coût prévisionnels (millier de USD)	Durée En semestre			
				1	2	3	4
1	Production						
	3 x 800 kW	Hinche	720			720	
	Réhabilitation de la centrale d'Onde Verte + ajout d'un groupe de 150 kW	Belladère	1500,00	.	.	1500	
2	Réseau MT-BT						
	Réhabilitation 2 km réseau	Hinche	30,00	15,00	15,00		
	Réhabilitation 2 km réseau	Mirebalais	30,00		15,00	15,00	
	Extension de 1 km réseau 1 ph	Hinche	25,00		25,00		
	Extension de 1.5 km réseau 3 ph	Mirebalais	60,00			60,00	
3	Commercial (inclus dans Dépt Ouest)						
	Total		2365				



Chronogramme d'exécution du programme de court terme : 2006-2008

Département : Artibonite

Sous-secteur: Economique Sous-sous-secteur : Energie électrique

Titre du projet	Localisation- Commune	Coût prévisionnels (millier de USD)	Durée En semestres			
			1	2	3	4
1 Production						
Achat d'énergie	St Marc/	6332	1583	1583	1583	1583
Réhabilitation de la centrale de Drouet	St-Marc	1000		300	300	400
Réhabilitation de la centrale de Délugé	Montrouis	1000		300	300	400
2 Réseau MT-BT						
Extension 3 Km réseau 3 ph	Gonaïves	120,00		80,00	40,00	
Extension 3Km réseau 3 ph	St-Marc	120,00		80,00	40,00	
Réhabilitation 8 Km réseau	Gonaïves	80,00	50	30		
Réhabilitation 8 Km réseau	St-Marc	80,00	50	30		
3 Commercial						
.Branchement 6500 nouveaux clients	Dépt Ar-	975,00	250	250	250,00	225,00
Total		9707.708				



Chronogramme d'exécution du programme de court terme : 2006-2008

Département : Nippes

Sous-secteur: Economique Sous-sous-secteur : Energie électrique

No	Titre du projet	Localisation Commune	Coût prévision- nels (Millier de USD)	Durée En semestre			
				1	2	3	4
1	Production						
	Achat d'énergie	Miragoâne	2374,766	593,69	593,69	593,69	593,69
2	Réseau MT-BT						
	Extension de 2,5 km réseau 3 ph	Miragoâne	100		100		
	Rénovation 3 Km réseau	Miragoâne	120		80	40	
3	Commercial						
	Commercial (Appui institutionnel)						
	Branchement 500 nouveaux clients	Miragoâne	75		40	35	
	Total		2699,766				



Annexe 6.

Tableau de bord commercial de l'EDH

		PORT-AU-PRINCE	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dec-05	Jan-06	Feb-06	Mar-06
Production	Nette livrée	KWH	40,974,748	39,912,662	36,741,449	36,312,279	34,616,254	24,059,520	16,887,601
	Prévision b	GWH							
	Prévision n	2.50%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Facturation	Energie	KWH	20,074,672	17,970,744	16,531,543	16,437,390	17,511,446	12,787,924	11,120,912
	Energie	Gdes	117,125,930	105,709,440	97,297,262	118,217,346	124,815,687	94,022,170	84,716,938
	Prix moyen	Gdes	5.835	5.882	5.886	7.192	7.128	7.352	7.618
	Taux de fac	%	48.99%	45.03%	44.99%	45.27%	50.59%	53.15%	65.85%
ON DE LA CLIENTELE	Clients actifs	résidence	102666	102,701	102,792	102,821	102,632	102,514	102855
		commerce	7951	7,951	7,884	7,810	7,794	7,750	7747
		industrie BT	744	751	749	760	768	762	778
		industrie MT	509	511	515	512	512	514	513
		éclairage public	81	81	81	81	81	81	81
		organisme public	448	450	449	449	460	464	464
		organisme autonome	257	257	257	256	259	259	257
		Sous-total 1	112,656	112,702	112,727	112,689	112,506	112,344	112,695
	s	résidence	60234	60,742	61391	61812	62,455	63,035	63431
		commerce	5216	5,278	5410	5519	5,592	5,649	5684



Annexe 7 : Production Port-au-Prince

CENTRALE DE VARREUX I

Unité		Année	P u i s s a n c e	Etat actuel	Travaux en cours & prévus	Délai réparation
V11	2,95	1978	2,5	disponible	Visite 24 000 heures en attente	non prévu
V12	2,95	1978	2,5	disponible	Visite 18 000 heures en attente	non prévu
V14	10,35	1996	8,5	indisponible	Réhabilitation en cours: culasse en attente de montage, <i>touch screen</i> en	mi-avril 2006
V15	7,9	1981	6,5	indisponible	Réhabilitation en cours : bielles en attente de montage, travaux en attente	mi-avril 2006
V17	7,9	1981	6,5	indisponible	Visite 6 000 heures et travaux sur auxiliaires en attente	non prévu

CENTRALE DE VARREUX II

V21	3 MW	1996	2,5	indisponible	Arbre manivelle à rectifier, révision générale en attente	
V22	3 MW	1996	2,5	indisponible	Révision générale en attente	
V23	3 MW	1996	2,5	indisp./contrepoids	Remplacement arbre manivelle et révision générale en attente	
V24	4 MW	1996	3,5	indisponible	Remplacement arbre manivelle et révision générale en attente	
V25	4 MW	1996	3,5	indisponible	Révision générale	
V26	4 MW	1996	3,5	indisponible	Révision générale	



CENTRALE DE CARREFOUR I

C1	7,9	1984	6,3	disponible	Visite 12 000 heures à effectuer	non prévu
C2	7,9	1984	6,5	indisponible	Visite 12 000 heures en attente	non prévu
C3	7,9	1985	6,5	indisponible	Réhabilitation à effectuer	non prévu
C4	7,9	1985	6,3	disponible	En attente de réhabilitation	mi-avril
C5	7,9	1985	6,5	indisponible	Réhabilitation achevée/essai effectué/corrections en cours sur arbre à	sans délai
C6	10,42	1998	8,5	Indisp./turbo	Réparation turbo en attente et visite 24 000 heures à effectuer	non prévu

CENTRALE DE PELIGRE

P1	18	1971	16	disponible	Entretien annuel (électrique/mécanique).	fin avril
P2	18	1971	16	disponible	Reconditionnement des écrans de protection en cours	fin avril
P3	18	1973	16	indisponible	Remplacement des paliers guides en attente	fin avril



Production Provinces

Centrales	Gr.	Moteurs Type	Puissance (Kw)		Année mise en service	Heure de Marche	Etat actuel
			Nomi-	Dis-			
Cap-Haïtien	1	Waukesha	825	800	1980	99999	Fonctionnel
	2	Waukesha	825	0	1980		Non fonc-
	3	Cat 3516	1250	0	2000	8144	Non fonc-
	4	Cat 3516	1250	1100	2000	8312	Fonctionnel
Caracol (Hydro)	1	Voith	800	0	1986	53992	Non fonc-
Gonaives	A-	Cat 3516	1250	0	2,000	6,782	Non fonc-
	B-	Cat 3516	1250	0	2000	6956	Non fonc-
	C-	Cat 3516	1250	0	2002	4158	Non fonc-
Drouet (Hydro)	1	Ossberger	500	400	1,979		Fonctionnel
	2	Ossberger	500	0	1979		Non fonc-
	3	Ossberger	500	0	1979		Non fonc-
	4	Ossberger	500	0	1980		Non fonc-
	5	Ossberger	650	0	1980		Non fonc-
Saint Marc	2	Cat 3516	1250	0	2000	6884	Fonctionnel
Port-de-Paix	4	Cat 3516	1250	1100	2,000	6,706	Fonctionnel
	6	Cat 3512	1200	800	1995		Fonctionnel
Cayes	1	Cat 3516	1250	0	2000	6257	Non fonc-
	3	Cat 3512	1200	0			Non fonc-
Saut-Mathurine (Hydro)	1	Dumont	800	700	1983		Fonctionnel
	2	Dumont	800	700	1983		Fonctionnel
	3	Dumont	800	0	1983		Non fonc-
Jérémie	2	Cummins	1500	1250	2002	4835	Fonctionnel
	4	Cat 3508	550	350			Fonctionnel
	5	Cat 3516	1600	0	1995		Non fonc-



Production Provinces (suite)

Centrales	Gr.	Moteurs	Puissance (Kw)		Année mise en service	Heure de Marche	Etat actuel
		Type	Nomi-	Dis-			
Jacmel	1	Cat 3512	900	700	2000	23842	Fonctionnel
	2	Cat 3516	1250	1100	2000	29033	Fonctionnel
	3	Cat 3516	1250	1100	2000	29385	Fonctionnel
	4	Cat D-379	420	0	2000	11342	Fonctionnel
Gaillard (Hydro)	1	Voith	500	200			Fonctionnel
Hinche	2	GM	800	0			Non fonctionnel
	3	Cat D.399	825	700			Non fonctionnel
Onde-Verte	1	Ossberger	150	150			Fonctionnel
		Ossberger					
(Hydro)	2		150	0			Non fonctionnel
Délugé	1	Voith	800	400		11630	Fonctionnel
(Hydro)	2	Voith	300	0			Non fonctionnel
Fort-Liberté	1	Cat D-379	420	0			Non fonctionnel
Ouanaminthe	1	Cat D-379	420	0			Non fonctionnel
Trou du Nord	1	Cat D-379	420	350			Fonctionnel
La Gonave	1	Cat 3508	550	0			Non fonctionnel
Bainet	1	Kohler	150	140			Fonctionnel
Saut d'Eau	1	John Deer	144	135			Fonctionnel
Thomonde	1	Kohler	100	60			Fonctionnel
Arcahaie	1	Cummins	2000	1700	2003		Fonctionnel
Aquin	1	Cat 3316	600	500			Fonctionnel
Anse d'Hainault	1	Perkins	125	0			Fonctionnel
	2	Perkins	125	0			Non fonctionnel
			35949	14435			



