

Plan directeur de développement
du sous-secteur de l'énergie
électrique au Bénin

DAEM - MERPMEDER

Tome 0
Résumé Exécutif

Rapport Final provisoire Avril 2015

RAPPORT FINAL PROVISOIRE

Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin

Tome 0 – Résumé Exécutif

Références du contrat : DAEM : 206/MEF/MERPMEDER/DNCMP/SP

IED : 2014/007

Client IDA

Consultant IED Innovation Energie Développement
2 chemin de la Chauderaie
69340 Francheville, France
Tel : +33 (0)4 72 59 13 20
Fax : +33 (0)4 72 59 13 39

Site web : www.ied-sa.fr

Rédaction du document

	VERSION 1	VERSION 2	VERSION 3
Date	Avril 2015		
Rédaction	CA/PS/HP		
Relecture	CA/HP		
Validation	HP		

Ce rapport a été rédigé par IED dans le cadre du contrat Elaboration du plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin à parti des informations collectées au cours des missions effectuées au Bénin et des échanges avec les personnes rencontrées. Il ne reflète pas nécessairement les opinions de la Banque Mondiale Commission Européenne, du Ministère de l'Energie du Bénin, de la SBEE, de l'ABERME.

PLAN DIRECTEUR DE DEVELOPPEMENT DU SOUS-SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE AU BENIN

LISTE DES TOME :

TOME 0 : RESUME EXECUTIF

TOME 1 : SCENARIOS DE DEMANDE

TOME 2 : PLAN D'EXPANSION DES MOYENS DE PRODUCTION

TOME 3 : DEVELOPPEMENT DU RESEAU

TOME 4 : ELECTRIFICATION RURALE

TOME 5 : ANALYSES FINANCIERES

TOME 6 : PLAN D'ACTION

TOME 0 – TABLE DES MATIERES

1	SITUATION ACTUELLE AU BENIN	5
2	SCENARIOS DE DEMANDE.....	6
2.1	Bénin.....	6
2.2	Togo.....	7
3	PLAN D'EXPANSION DES MOYENS DE PRODUCTION	7
3.1	Hypothèses principales et méthodes de calcul.....	7
3.2	Résultats pour la période 2015 – 2019.....	8
3.3	Résultats pour la période 2020 – 2035.....	9
3.4	Localisation des futures centrales.....	11
4	RESEAU DE TRANSPORT	11
4.1	Situation actuelle, travaux en cours et envisagés.....	11
4.2	Résultats de l'étude concernant le développement des réseaux et la stabilité.....	12
4.2.1	Développement du réseau de transport de la CEB	12
4.2.2	Développement du réseau de transport de la SBEE.....	13
4.2.3	Stabilité dynamique.....	13
5	ELECTRIFICATION RURALE.....	14
6	ANALYSES FINANCIERES	15
6.1	Approche et hypothèses principales.....	15
6.2	Tarifs de la CEB.....	16
6.3	Tarifs pour le Bénin	18
7	PLAN DE MISE EN ŒUVRE	19

Liste des acronymes

CEB	Communauté électrique du Bénin
DAO	Dossier d'Appel d'Offre
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
HFO	Heavy Fuel Oil (Fioul luord)
MBTU	Million British Thermal Unit
MPC	Million Pieds Cube
MT	Moyenne Tension
MW	MégaWatt
O&M	Opération et Maintenance
PIB	Produit Intérieur Brut
PV	PhotoVoltaire
	Société Béninoise d'Energie
SBEE	Electrique
TAG	Turbine à Gaz
TCN	Transport Company of Nigeria
VRA	Volta River Authority
WASP	Wien Automatic System Package

1 Situation actuelle au Bénin

La situation actuelle dans le secteur de l'électricité du Bénin est loin d'être satisfaisante.

Actuellement, environ 50% des localités au Bénin sont raccordées au réseau de la SBEE. Mais c'est uniquement dans les grandes villes qu'un pourcentage élevée des ménages est raccordé au réseau (presque 100% à Cotonou). Dans les moyennes et petites localités, le pourcentage est en général faible. Il est estimé qu'en moyenne seul 35% des ménages dans les localités raccordées au réseau de la SBEE sont branchés. Par rapport au nombre total de ménages au Bénin, le nombre d'abonnés se traduit en taux d'électrification d'environ 20%.

L'approvisionnement électrique du Bénin est aujourd'hui plus fragile que jamais. Le potentiel de production et d'importations et des problèmes au niveau du réseau de transport ne permettent pas de satisfaire la demande des abonnés existants. Des délestages sont fréquents et parfois de longue durée.

Les coûts de production souffrent du manque de gaz. Le Gazoduc qui alimente le Bénin, le Togo et le Ghana du gaz de provenance du Nigéria a une capacité de 200 MPC/jour mais le fournisseur N-Gas au Nigéria ne peut pas livrer les quantités contractuelles de 134 MPC/jour. Seul 10 MPC/jour sont au total disponible pour le Bénin et le Togo, ayant pour conséquence que des centrales qui étaient prévues de fonctionner au gaz tournent au fioul lourd (ContourGlobal) ou au Jet A1 (CAI), deux combustibles qui sont nettement plus coûteux.

Les objectifs de la présente étude sont :

- (a) de développer des plans d'expansion des sources d'approvisionnement en énergie électrique qui satisfont la demande au moindre coût économique ;
- (b) de déterminer les investissements en réseau de transport qui sont nécessaires pour transporter l'énergie des sites de production aux consommateurs ;
- (c) de déterminer l'impact des plans sur le tarif au Bénin.

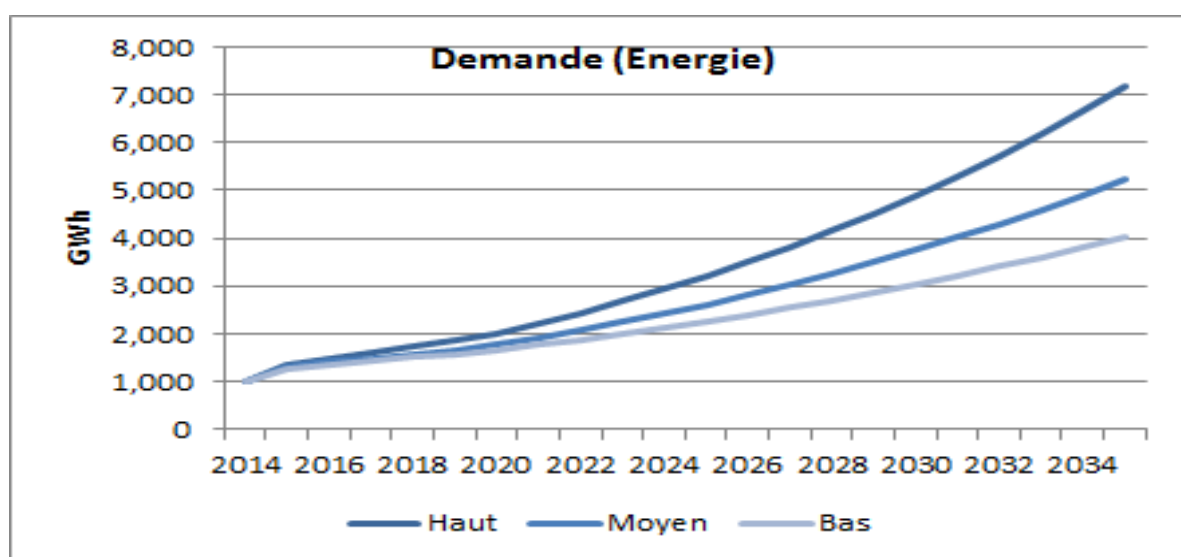
Tenant compte que des paramètres importants qui déterminent le futur parc de production et le réseau de transport ne sont pas connus, le Plan Directeur a été préparé pour trois scénarios de demande, chacun basé sur un programme d'électrification ambitieux, et plusieurs hypothèses concernant la disponibilité de gaz, les coûts des combustibles, les prix des importations et les prix d'achat auprès des producteurs indépendants (IPP).

2 Scénarios de Demande

2.1 Bénin

La Figure 1 montre le développement de la demande en énergie électrique à satisfaire par le réseau interconnecté du Bénin dans la période 2015 – 2035 (les données de 2014 reflètent l'estimation des ventes en 2014).

**Figure 1 : Scénarios de développement de la demande d'énergie électrique au Bénin
(GWh au niveau de facturation)**



Dans le Scénario Haut, la demande augmente en moyenne de 9,3% par an entre 2015 et 2035 ; Scénario Moyen 7,7% ; Scénario Faible 6,3%. Ces taux n'incluent pas la demande des cimenteries de SCB Lafarge et de NOCIBE qui sont alimentées par la CEB.

La pointe annuelle, qui était en 2014 d'environ 200 MW, atteint dans le Scénario Haut 1402 MW en 2035 ; 1014 MW dans le Scénario Moyen et 768 MW dans le Scénario Faible.

Les déterminantes principales de la demande sont le taux d'accroissement de la population (en moyenne 3,3% par an dans la période 2015 – 2035), le taux de croissance du PIB réel et la politique d'électrification. La croissance moyenne du PIB réel est de 6,5% par an dans le Scénario Haut, de 5,4% par an dans le Scénario Moyen et de 4,5% par an dans le Scénario Faible.

Le programme d'électrification sous forme de raccordement des localités au réseau interconnecté est ambitieux dans chaque scénario. Actuellement, environ 50% des localités au Bénin sont raccordées au réseau. En 2035, le taux est de 92% dans le Scénario Haut, de 86% dans le Scénario Moyen et de 79% dans le Scénario Faible.

La politique d'étendre l'électrification se reflète aussi dans les hypothèses concernant le développement du taux d'électrification étendu¹ dans les localités qui sont déjà raccordées au réseau

¹ Le taux d'électrification étendu est la relation entre le nombre d'abonnés BT et le nombre de ménages. L'application de la définition standard du taux d'électrification – nombre d'abonnés ménages divisé par le

(densification). Le taux est actuellement de l'ordre de 47%. Il est en 2035 de 93% dans le Scénario Haut, de 84% dans le Scénario Moyen et de 71% dans le Scénario Faible.

2.2 Togo

Le plan d'expansion des moyens de production et le plan de développement du réseau de transport sont basés sur la demande au Bénin et au Togo. La demande du Togo a été tirée d'un fichier reçu de la CEB en Octobre 2014. Selon ce plan, la demande en énergie du Togo augmente dans la période 2015 – 2035 en moyenne de 8,2% par an dans le Scénario Haut, de 5,5% par an dans le Scénario Moyen et de 3,8% par an dans le Scénario Faible.

La pointe au Togo atteint dans le Scénario Haut 1302 MW en 2035 ; 719 MW dans le Scénario Moyen et 454 MW dans le Scénario Faible.

3 Plan d'expansion des Moyens de Production

3.1 Hypothèses principales et méthodes de calcul

La période d'étude a été segmentée en deux :

- ❖ Période 2015 – 2019 fortement contrainte et sur laquelle la marge d'action est faible.
- ❖ Période 2020 – 2035 où la marge d'action est complètement ouverte en termes de possibilité d'installation de nouvelles centrales de productions.

La première période a été couverte à l'aide d'un logiciel spécialement conçu pour cette étude sous EXCEL ; la deuxième période a été couverte par un logiciel reconnu dans le milieu : WASP.

Les modèles sous EXCEL et WASP déterminent le parc de production et son utilisation qui satisfait la demande dans le Togo et le Bénin à **moindre coût économique**.

Le parc de production analysé dans la période 2015 – 2019 comprend les centrales existantes et les importations du Nigéria (TCN) et du Ghana (VRA). Une nouvelle centrale à dual fuel, est considérée comme candidate pour mise en service à partir de 2018.

Les technologies candidates pour le parc de production dans la période 2020 – 2035 sont des technologies éprouvées et fiables : cycle combiné associant des turbines à gaz et à vapeur, centrales à charbon à lit fluidisé circulant ou à charbon pulvérisé, centrales basées sur des technologies diesel permettant l'utilisation de plusieurs combustibles : fuel léger, lourd ou gaz naturel. Les énergies renouvelables sont également prises en compte (centrales hydroélectrique potentielles, installation de solaire PV) et il y a l'option d'importer de l'électricité du Niger produite par une centrale à charbon directement sur le site minier de Salkadamna.

Les coûts de production des centrales qui tournent aux produits pétroliers ou au gaz et les coûts d'importations du Nigéria et du Ghana sont indexés sur le prix du pétrole brut. Deux cas sont analysés :

- Le prix est de 60 US\$/baril durant toute la période considérée (2015 – 2035).
- Le prix augmente de 60 US\$/baril en 2015 et 2016 à 100 en 2020 et reste ensuite à ce niveau.

nombre total de ménages – n'était pas possible car les statistiques de la SBEE ne permettent pas de séparer les abonnés ménages des abonnés BT.

Le Tableau 1 présente les coûts économiques de production et d'importations. Les coûts de production incluent les coûts des émissions du gaz à effet de serre, évalué à 20 US\$ par tonne de CO2 équivalent. Les prix d'importations n'incluent pas ces coûts.

Tableau 1 : Coûts d'investissement, coûts de production et prix d'importation.
(US\$ cents/kWh au prix 2015 ; coûts incluent combustible, O&M, coûts carbone à 20 US\$/tonne CO2)

Source	Coûts d'investissement	Pétrole brut 60 US\$/baril	Pétrole brut 100 US\$/baril
Centrales diesel (SBEE, MRI, Aggreko)	Existent. Fin durée de vie : fin 2025.	16,9	24,4
TAG fonctionnant au gaz (CEB, CAI)	Existent. Fin durée de vie : fin 2025.	9,6	12,3
Centrale à dual fuel	1100 US\$/kW (Centrale CG existe)	10,1 HFO 8,2 gaz	12,0 HFO 10,4 gaz
Cycle combiné	1100 US\$/kW	6,2 gaz pipe 9,4 GNL	8,0 gaz pipe 9,3 GNL
Centrale charbon	Lit fluidisé circulant. 2600 US\$/kW *	5,7 si 4 US\$/MBTU	
Centrale charbon	Pulvérisé. 2250 US\$/kW *	5,4 si 4 US\$/MBTU	
Centrale PV	2000 US\$/kWc sans subvention	Prod. : 2000 kWh/kWc/an	
Centrales hydroélectriques	Nangbeto : Existe. 170 GWh/an. O&M : 2,7 millions US\$/an. Adjarala : A partir 2020. 356 GWh/an. O&M : 6,0 mio. US\$/an		
	Candidats : Kétou-Dogo (144 GWh/an), Vossa (105), Béthel Bis (56), Olougbe (39), Dyodyonga (35), Bétérou (31). Coûts d'investissement de tous candidats : 3000 US\$/kW.		
Importations Nigéria	TCN	10,0	12,0
Importations Ghana	VAR	11,0	13,0
Importations Niger	Centrale charbon	10,0 (4 US\$/MBTU) 11,0 (5 US\$/MBTU)	

* Inclut 100 US\$/kW pour port minéralier

3.2 Résultats pour la période 2015 – 2019

Les importations du Ghana ont été fixées à 1396 GWh/an, les importations du Ghana à 554 GWh/an et la production de la centrale de Nangbeto à 170 GWh/an.

En supposant que le **gaz soit limité à 10 MPC/jour**, le modèle EXCEL a déterminé la production des centrales thermiques existantes : TAG de la CEB, TAG de la centrale CAI, centrales diesel de la SBEE, de MRI et d'Aggreko et la centrale à dual fuel de ContourGlobal. Si la production de ces centrales plus les importations et la production de Nangbeto ne suffit pas pour satisfaire la demande au Togo et au Bénin, une centrale à dual fuel HFO/gaz de 120 MW est mise en service qui fonctionne au fioul lourd. Il s'agit de la centrale qui est en cours d'étude par TRACTEBEL (au stade de l'APD). La centrale devient nécessaire à partir de 2018 si la demande au Bénin et au Togo suit le Scénario Fort et à partir de 2019 dans le Scénario Moyen.

Deux cas d'utilisation du gaz de 10 MPC/jour ont été examinés : (i) l'utilisation pour faire tourner les TAG de la CEB ce qui est actuellement le cas et (ii) l'utilisation par la centrale de ContourGlobal. La centrale fonctionne actuellement au fioul lourd et vend sa production à la CEET. Les calculs des coûts de production montrent que pour l'ensemble du Togo et du Bénin, les coûts seraient les plus faibles si le gaz est réservé pour la centrale de ContourGlobal. Pour que le Bénin profite d'un tel arrangement, il faudrait que la CEB achète la production de ContourGlobal.

3.3 Résultats pour la période 2020 – 2035

Le besoin en capacité additionnelle de production pour satisfaire la demande du Togo et du Bénin dans la période 2020 – 2035 varie entre environ 600 MW (Scénario Faible) et 1800 MW (Scénario Haut). Trois hypothèses qui déterminent largement les centrales à installer sont :

- a) Disponibilité du gaz dans le gazoduc : dans la plupart des cas examinés, il est supposé qu'au moins 50 MPJ/jour soit disponible pour le Bénin et le Togo au total.
- b) L'installation d'une barge est possible qui importe du GNL et le convertit en gaz naturel.
- c) Il est possible de disposer des centrales à charbon jusqu'à 1000 MW.

Ces hypothèses et les coûts présentés dans le Tableau 1 ont pour conséquence la hiérarchie suivante concernant l'addition de capacité de production : (1) cycles combinés qui fonctionnent au gaz du gazoduc ; (2) centrales à charbon à condition que le coût du charbon soit de 4US\$/MBTU ; (3) cycles combinés qui fonctionnent au GNL. Le texte ci-dessous décrit sous quelles conditions ces centrales figurent parmi le parc de production à moindre coût économique.

Centrales existantes

Si au moins 50 MPC de gaz sont disponibles par jour, toutes les TAG (CEB et CAI) tournent au gaz et le gaz devient aussi le combustible utilisé par les centrales à dual fuel (ContourGlobal et la nouvelle centrale à Maria Gleta mise en service en 2018 ou 2019). Dans le cas où la fourniture en gaz est inférieure à 50 MPC/jour, il faut que les centrales à dual fuel produisent en partie ou totalement en utilisant du fioul lourd.

Les TAG (CEB et CAI) et les centrales diesel (SBEE, MRI, Aggreko) sont considérées hors service dans le modèle à la fin de 2025 quand elles ont atteint la fin de leur durée de vie.

Cycles combinés au gaz et centrales à charbon

Les cycles combinés (Turbine à Gaz + Turbine à Vapeur) fonctionnant au gaz du gazoduc sont l'option préférée d'approvisionnement en énergie électrique à condition que suffisamment de gaz du gazoduc soit disponible.

Si la disponibilité du gaz du gazoduc est limitée à 50 MPC/jour, il n'y a pas suffisamment de gaz pour installer un cycle combiné qui fonctionne au gaz du gazoduc. Le gaz est utilisé par les TAG existantes (CEB et CAI) et les centrales existantes et futures à dual fuel. Des cycles combinés « GNL » sont installés mais la plus grande partie de capacité ajoutée est sous forme de centrales à charbon si le charbon coûte 4 US\$/MBTU.

Si la disponibilité du gaz du pipeline est limitée comme aujourd'hui à 10 MPC/jour, la tendance est comme décrit plus haut : La priorité est donnée aux centrales à charbon si le charbon coûte 4 US\$/MBTU. Les cycles combinés GNL sont aussi installés mais c'est essentiellement la limite de 1000 MW pour les centrales à charbon qui fait apparaître les cycles combinés GNL dans la solution à moindre coût économique. Si le prix du charbon est de 5 US\$/MBTU, seul des cycles combinés GNL sont installées.

Avec une disponibilité du gaz du pipeline jusqu'à 200 MPC/jour et un prix du baril à 60 US\$, le besoin en capacité additionnelle est satisfaite par des cycles combinés au gaz du gazoduc. Quand la limite de 200 MPC/jour est atteinte, des cycles combinés GNL sont ajoutés. Les centrales à charbon ne font pas partie du parc de production dans ce cas.

Si le prix du baril est de 100 US\$ et le gaz du pipeline disponible jusqu'à 200 MPC/jour, les cycles combinés au gaz du gazoduc continuent d'être l'option à préférer. Les centrales à charbon apparaissent dans la solution à moindre coût économique et remplacent les cycles combinés GNL ; cela à condition que le charbon coûte 4 US\$/MBTU.

Centrales PV

Sans subvention, les centrales PV font seulement partie du parc de production dans le Scénario Haut et cela seulement vers la fin de la période considérée. **Si les coûts d'investissement sont subventionnés à 50%, ce qui réduit les coûts à 1000 US\$/kWc, au moins 20MW de capacité PV est installée dans tous scénarios et cela si le prix de pétrole brut est de 60 US\$/baril ou de 100 US\$/baril.** Dans le Scénario Haut, par exemple, des centrales PV sont mises en service à partir de 2021 si le prix du pétrole brut est de 100 US\$ et le gaz du pipeline est disponible à 200 MPC/jour. La capacité initiale est dans ce cas de 40 MWc et augmente jusqu'à 280 MWc en 2035. La contribution à la production totale du parc de production est cependant toujours faible. Elle ne dépasse que rarement 5%.

Centrales hydroélectriques

Aucun des candidats supplémentaire à la centrale d'Adjarala n'est sélectionné pour faire partie du parc de production ; ni si la demande suit le Scénario Haut, ni dans le Scénario Moyen et ni dans le Scénario Faible. Les coûts d'investissement (3000 US\$/kW) sont trop élevés par rapport au productible des centrales candidates.

Importations du Nigéria et du Ghana : A peu d'exceptions, la tendance des importations du Nigéria et du Ghana est : relativement élevée dans les premières années de la période 2020 – 2035 (typiquement entre 1200 et 1370 GWh/an du Nigéria et entre 420 et 620 du Ghana), suivi d'une réduction à un (très) faible niveau et souvent même arrêt d'importations. L'exception est la limitation du gaz du pipeline à 40 MPC/jour. Dans ce cas, les importations restent aux niveaux mentionnés jusqu'au moins 2030. La raison pour la tendance à la baisse est que les coûts d'importations deviennent trop coûteux par rapport aux alternatives de production sur les territoires du Togo et du Bénin.

Importations du Niger : Les importations du Niger font partie de la solution optimale dans tous les scénarios de demande et tous options d'approvisionnement analysées. Les importations commencent en 2025 ou 2026. Les quantités sont cependant le plus souvent faibles. Il est rare qu'elles comptent pour plus de 10% de l'approvisionnement total et si cela est le cas, c'est le plus souvent seul dans les deux ou trois premières années d'importation.

En résumé : Le futur parc de production qui minimise les coûts économiques est dominé par des cycles combinés s'il y a suffisamment de gaz du gazoduc de disponible. Si ce n'est pas le cas, les centrales à charbon sont installées à condition que le coût du charbon soit de 4 US\$/MBTU. Si le charbon coûte plus cher, des cycles combinés GNL seront à installer.

3.4 Localisation des futures centrales

La localisation des centrales au GNL et au charbon dépendra grandement de l'emplacement des infrastructures permettant l'importation des énergies primaires correspondantes. Il ne paraît pas raisonnable de doubler ces infrastructures entre le Bénin et le Togo, ainsi si l'option charbon est privilégiée un seul port minéralier sera construit pour le bénéfice des deux pays. Le consultant estime que l'implantation d'un tel port à Sémé-Kpodji est une option viable, cela permettrait de plus la construction facile des infrastructures de transport d'électricité correspondantes. En cas d'import de GNL, la barge pourrait se situer soit au Togo soit au Bénin dans les ports actuels ou sur le futur port de Sémé-Kpodji. Dans les deux cas il faudra veiller à respecter une équité entre les deux pays en termes de moyen de production disponible sur le territoire national.

Vu les infrastructures de transport existantes un maximum de 450 MW de centrales à cycle combiné gaz peuvent être installées à Maria-Gléta, ces centrales consommeront environ 75MPC/jour. Au-delà de cette puissance installée il faudra envisager de renforcer les infrastructures de transport (installer une tranche 330 kV à Maria-Gléta) ou créer un nouveau poste où seront construites les centrales supplémentaires. Le site de Sémé-Kpodji est le meilleur site pour cela.

Le site de Lomé-Port ne peut pas accueillir plus de 300 MW supplémentaire. De même qu'à Maria-Gléta, il faudra créer une tranche 330 kV sur ce site ou créer un nouveau poste 330 kV où seront construites les centrales additionnelles.

4 Réseau de Transport

4.1 Situation actuelle, travaux en cours et envisagés

Le réseau de la CEB est actuellement en train de subir des modifications conséquentes :

- Interconnexion en 330 kV des postes de Sakété (Bénin) et Davié (Togo) pour renforcer les interconnexions aux pays voisins (Ghana et Nigéria).
- Raccordement du nord du Bénin dans un avenir proche au poste de Sakété via une ligne double terre entre Onigbolo et Parakou qui se prolongera jusqu'à l'extrême nord du Bénin : Dyodyonga et Malanville. Ces lignes vont sécuriser l'approvisionnement des zones septentrionales alimentées jusque-là via l'unique ligne raccordant Atakpamé à Kara.
- Le bouclage du nord du réseau de la CEB sera complété par la connexion Natitingou-Kara.
- La construction de la centrale hydroélectrique d'Adjarala sera associée à la construction de plusieurs lignes qui viendront compléter le bouclage du sud du Bénin : Adjarala-Notsé et Adjarala-Avakpa

La situation telle que décrite en haut présente un réseau de la CEB dont l'ossature principale est largement dessinée. Le Bénin et le Togo sont deux pays longilignes qu'il paraît naturel d'organiser d'un point de vue électrique par rapport à deux dorsales nord-sud. Ces deux dorsales reliant Davié à Kara (Togo) et Sakété à Malanville (Bénin) sont déjà réalisées ou en cours de construction. Afin d'avoir un schéma d'exploitation sécurisé, il est nécessaire de boucler en plusieurs points ces deux axes verticaux, ce qui est déjà réalisé.

La majorité de la consommation et de la production, tant au Bénin qu'au Togo se trouve le long de la côte au niveau des capitales, il était nécessaire de relier ces deux points de consommation – production par une interconnexion forte d'un niveau de tension élevé, ce qui est en cours de réalisation par la ligne Sakété-Davié.

4.2 Résultats de l'étude concernant le développement des réseaux et la stabilité

L'enjeu principal de la présente étude est double : trouver des solutions pour évacuer la puissance générée sur la côte à Lomé et Cotonou et amener cette énergie à tous les consommateurs sur l'ensemble du territoire.

Le plan d'expansion des moyens de productions ne précise pas la localisation géographique des futures centrales au-delà de leur répartition nationale. Etant donné que les ressources primaires devront être importées par la mer les centrales se trouveront près des ports de Lomé et Cotonou, ou au débouché du pipeline, c'est-à-dire au niveau du poste du site de Lomé-Port ou de Maria-Gléta. Sur la base de cette hypothèse, l'étude du réseau a identifié les investissements présentés ci-dessous.

4.2.1 Développement du réseau de transport de la CEB

Ligne 330 kV Davié – Lomé-Port

Les lignes en 161 kV existantes à Lomé ne permettront pas d'évacuer la puissance générée sur le site de Lomé-Port. Il sera nécessaire de construire une liaison en 330 kV vers Davié depuis Lomé-Port. Cette ligne est nécessaire dans les Scénarios Haut (2025) et Moyen (2030), mais ne paraît pas nécessaire dans le Scénario Faible. La construction de cette ligne devra être coordonnée avec la construction de nouvelles centrales sur le poste de Lomé-Port. En effet les lignes actuelles ne pourront transiter plus de 150 MW supplémentaires.

Ligne 330 kV Sémé-Kpodji -Sakété

Le site de Maria-Gléta ne permettra pas d'implanter plus de 450 MW environ. En effet l'évacuation de la puissance doit se faire par quatre lignes 161 kV permettant tout au plus de véhiculer chacune 150-200 MW, le reste étant consommé sur place. Il faudra donc créer un nouveau poste d'envergure dans les environs de Cotonou. L'ouest de Cotonou est bien alimenté par Maria-Gléta qui dispose d'infrastructures de production et de transport. Le poste de Védoko est situé en plein centre-ville et il paraît très compliqué de rajouter des lignes pour augmenter l'importation d'énergie vers Cotonou au niveau de ce poste. Il manque un point d'injection de puissance à l'est de Cotonou. Le site de Sémé-Kpodji paraît une bonne option, surtout s'il est couplé à la construction de nouvelles centrales de production. Il conviendra de construire une nouvelle ligne 330kV entre Sémé-Kpodji et Sakété pour amener vers Cotonou l'énergie disponible sur la dorsale sud. La construction de cette ligne sera nécessaire aux alentours de 2030 si la demande suit le Scénario Haut ou Moyen. Dans le Scénario Faible cette ligne n'est pas nécessaire d'ici à 2035.

Deux autres grosses infrastructures de transport seront nécessaires dans les trois scénarios de demande : **interconnexion du nord du réseau de la CEB avec (1) le Niger et (2) le Nigéria**. Ces interconnexions permettront d'alimenter les charges septentrionales sans avoir à faire transiter l'énergie le long des axes Atakpamé-Kara et Onigbolo-Parakou, ce qui engendrerait des pertes conséquentes. Des interconnexions 330 kV entre (i) Malanville et Dosso au Niger et (ii) Bembéréké et Kainji seraient très profitables pour l'exploitation des réseaux nord de la CEB. Par contre le prolongement de la dorsale médiane du WAPP entre Kainji et Kara puis Yendi au Ghana ne paraît pas nécessaire au vu des charges effectives au nord du Togo. Cette ligne poserait plus de problèmes de compensation de l'énergie réactive qu'elle n'apporterait de bénéfices à l'écoulement de charge dans cette zone. L'interconnexion avec le Niger devra être effective en 2025, celle avec le nord Nigéria en 2030.

Peu d'autres lignes importantes seront nécessaires. Il faudra cependant envisager de renforcer la liaison (i) Parakou-Djouougou et (ii) Onigbolo-Bohicon dans le Scénario Haut.

4.2.2 Développement du réseau de transport de la SBEE

Le fort développement de la demande en dehors des grands centres urbains que sont Cotonou, Porto-Novo, Abomey-Calavi, Abomey Bohicon et Parakou, va poser la question du développement d'un réseau 63 kV conséquent pour alimenter toutes ces charges éloignées des centres de production et du réseau de transport. Le consultant préconise la construction des lignes 63 kV suivantes :

- Cococodji-Ouidah-Grand Popo
- Calavi-Zé-Topfo
- Bohicon-Agbanzinzoun
- Bembereke-Alafiarou-Perere
- Lokossa-Houeyogbe
- Adjaralla-Aplahoué-Lalo
- Dassa-Savalou
- Ogoutedo-Ouesse-Banté-Bassila
- Bembereké-Sinende-Pehunco-Kerou-Banikoara

La plupart de ces lignes seront en antenne, il sera possible de les boucler pour sécuriser l'approvisionnement, mais les investissements nécessaires seront importants au regard des gains de fiabilité, d'autant que le réseau MT pourra servir de secours partiel.

La plupart de ces zones sont déjà alimentées par des réseaux MT en 20 ou 33kV, mais les distances à couvrir sont bien trop grandes pour qu'à terme, les conditions normales de tension soient respectées. Il faut dès à présent prévoir le développement de ces réseaux 63kV. Des postes sources additionnels 161/MT seront également à prévoir le long des lignes 161kV existantes :

- Adjohoun (ligne Sakété-Vedocko)
- Dogbo (Ligne Avakpa-Adjarala)
- Pobe (ligne Sakete-Onigbolo)
- Cove (Ligne Onigbolo-Bohicon)
- Bohicon-Rural (ligne Onigbolo-Bohicon)
- Tchatchou (ligne Onigbolo-Parakou)
- Ndali (ligne Parakou-Bembéréké)
- Tanguieta (ligne Natitingou-Porga)

Cotonou :

Les villes de Cotonou et d'Abomey-Calavi ne sont aujourd'hui alimentées que par un nombre restreint de postes sources. Il faudra envisager de renforcer ce réseau par des postes pour soulager les jeux de barres et les transformateurs HTB-HTA. Un réseau de distribution 63 kV doit être développé entre Abomey-Calavi, Cotonou, et Sémé-Kpodji jusqu'à Porto-Novo. Quatre postes sources supplémentaires 63/15 doivent être créés à Cotonou et Abomey-Calavi pour soulager les postes existants. Le réseau 63 kV correspondant doit être développé. Une tranche 63 kV doit être rajoutée à Maria-Gléta pour évacuer la puissance qui y sera produite directement vers les postes sources avoisinants de Calavi, Cococodji et Godomey, et ce sans avoir à transiter par la ligne 161kV entre Maria-Gléta et Védoko qui sera sinon très vite surchargée.

4.2.3 Stabilité dynamique

Les études de stabilité dynamiques ont montré que le réseau est stable, tant en fonctionnement îloté, c'est-à-dire coupé de ses voisins, que lorsque les interconnexions avec le Nigéria et le Ghana étaient en service.

5 Electrification Rurale

En 2015, 1654 des 3817 localités du Bénin sont raccordées au réseau de la SBEE, soit 43%. La population vivant dans ces localités représente environ 60% de la population totale du Bénin. Hors des grandes zones urbaines seulement 43% de la population vit dans des localités électrifiées.

L'électrification par raccordement au réseau de la SBEE est la stratégie principale à suivre vu que le réseau de la SBEE couvre déjà relativement bien le pays : 82% des localités non électrifiées sont à moins de 1 km du réseau MT existant, 12% sont entre 5 et 20 km et seulement 2% sont à plus de 20 km. En accord avec la DGE, il a été fixé comme seuil que toutes les localités qui auront en 2035 plus de 1000 habitants devraient être raccordées au réseau dans le Scénario Haut. Les seuils correspondants dans le Scénario Moyen et Faible sont de 1500 et de 2000 respectivement. Concernant le rythme de l'électrification, les hypothèses de 100, 90 et 80 localités par an ont été retenues.

La priorité dans la sélection des localités a été donnée aux localités où le bénéfice d'électrification est le plus élevé. Ainsi le consultant a hiérarchisé les localités selon la présence d'infrastructures socio-économiques. Un autre critère, utilisé dans la sélection des localités à raccorder dans l'avenir proche, reflète la politique du Gouvernement d'électrifier tous chef lieux d'arrondissement. Les 127 chefs-lieux qui ne sont pas encore électrifiés sont raccordés au réseau dans le plan préparé entre 2016 et 2018. Le consultant a également veillé à respecter une certaine équité entre le sud et le nord du pays pour que les deux zones du pays bénéficient en même temps du programme d'électrification rurale.

Dans le programme d'électrification, au total 1850 localités sont raccordées au réseau entre 2016 et 2035 dans le Scénario Haut. Le nombre correspondant est de 1641 dans le Scénario Moyen et de 1385 dans le Scénario Faible. Entre 79% (Scénario Faible) et 92% (Scénario Haut) des localités du Bénin seront donc raccordées au réseau en 2035, permettant à 90% - 94% de la population béninoise de vivre dans des localités électrifiées. A l'intérieur des localités qui sont électrifiées à partir de 2016, le taux d'électrification varie selon le scénario et la date d'électrification. Dans le Scénario Moyen, par exemple, il sera d'environ 66% en 2035 dans les localités qui seront raccordées en 2016 et d'environ 20% dans les localités raccordées seulement en 2034.

Un tel programme d'électrification par raccordement au réseau nécessitera l'installation de 4400 à 5200 km de lignes MT supplémentaire (la SBEE exploite déjà un réseau d'environ 10 000 km de long). L'augmentation de la taille du réseau devra être accompagnée de la multiplication des postes sources afin de permettre une exploitation dans des conditions de qualités normées. Les extensions de réseau proposées ont été validées électriquement au regard de l'implantation de nouveaux postes. Les détails de chaque extension proposée devront cependant faire l'objet d'études spécifiques et détaillées.

6 Analyses Financières

6.1 Approche et hypothèses principales

Les tarifs qui permettent de recouvrir les dépenses de la CEB et les tarifs qui permettent de recouvrir les dépenses du secteur de l'électricité du Bénin ont été calculés dans les analyses financières. Les calculs ont été faits au prix constant de 2015. **Tous les tarifs présentés ici sont des tarifs au prix 2015 hors taxes.**

Les dépenses comprennent les paiements à effectuer par la CEB et la SBEE pour leurs domaines d'activité. Dans le cas où l'Etat Béninois ou Togolais prend un crédit pour financer des investissements faits pour la CEB ou la SBEE, les dépenses associées au crédit (remboursement, paiement d'intérêts) sont traitées dans le calcul comme dépenses de la CEB et de la SBEE respectivement. Les subventions reçues pour les investissements ne font cependant pas partie des dépenses. Les subventions sont limitées dans le modèle à l'électrification rurale au Bénin et aux investissements de densification des réseaux existant au Bénin.

Les tarifs ont été déterminés pour les solutions d'approvisionnement en énergie électrique qui constituent les solutions à moindre coût économique.

Les dépenses liées à l'approvisionnement en énergie électrique déterminent largement les tarifs. Dans le cas de la CEB, ces dépenses comptent typiquement pour 87% - 92% des dépenses totales ; dans le cas du Bénin pour 65 - 75%.

Les hypothèses les plus importantes concernant l'approvisionnement en énergie électrique sont :

- Excepté la centrale hydroélectrique d'Adjarala, **toutes nouvelles centrales prévues dans le plan d'expansion du parc de production seront construites et exploitées par des entreprises privées qui vendent la production à la CEB.** Le prix de vente donne une rentabilité sur fonds propres d'environ 10%, calculé comme taux interne de rentabilité sur vingt ans.
- La centrale de ContourGlobal à Lomé continue de vendre sa production à la CEET. Les coûts de cette centrale n'entrent donc ni dans le calcul du tarif de la CEB et ni dans le calcul du tarif pour le Bénin.
- Les centrales de MRI, d'Aggreko et de la CAI vendent leur production à la SBEE. Les centrales sont mises hors service fin 2025. Cela s'applique aussi aux centrales diesel de la SBEE et aux TAG de la CEB.
- Les prix des produits pétroliers et du gaz (pipeline et GNL) sont une fonction du prix du pétrole brut. Deux scénarios de ce prix sont analysés :
 - Le prix est de 60 US\$/baril durant toute la période considérée (2015 – 2035).
 - Le prix augmente de 60 US\$/baril en 2015 et 2016 à 100 en 2020 et reste ensuite à ce niveau.

Le tableau suivant présente les coûts de production et les prix d'achat en fonction du prix du pétrole brut et de la source d'approvisionnement. La description des résultats se concentre sur le cas où le prix du pétrole brut augmente de 60 US\$/baril en 2015 à 100 US\$/baril en 2020 et reste ensuite à ce niveau.

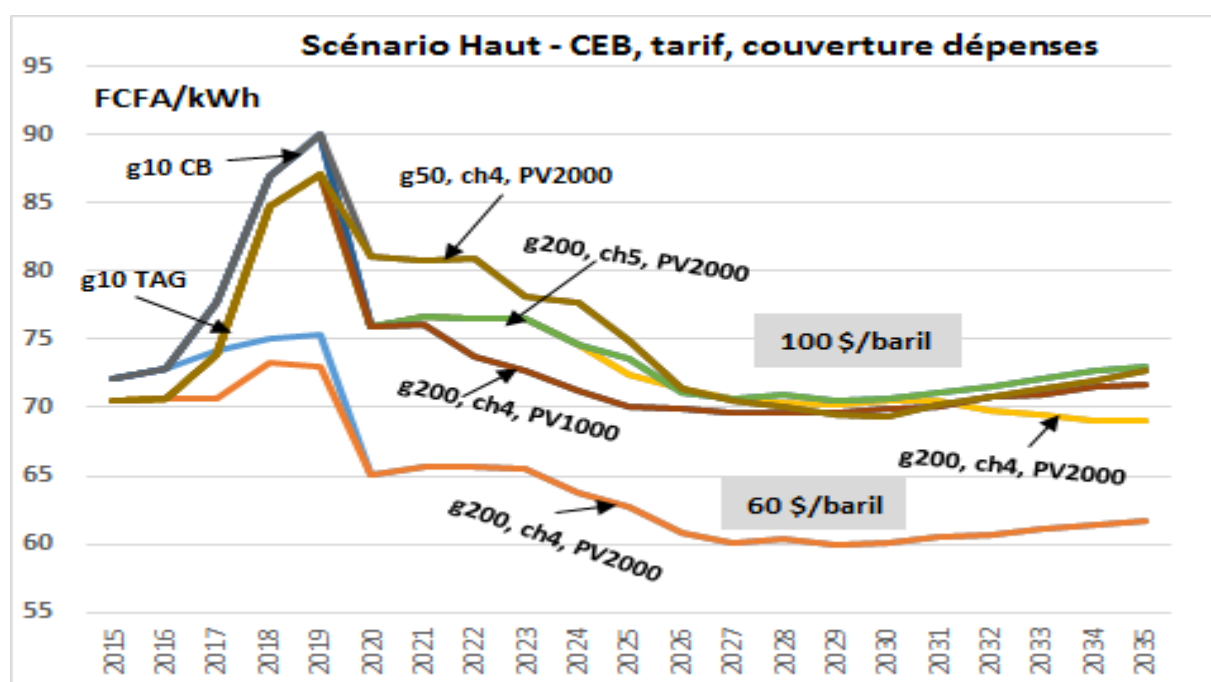
Tableau 3 : Coût de production et prix d'achat d'énergie électrique (US\$/kWh au prix 2015)

Source	Fioul	Pétrole brut 60 US\$/baril	Pétrole brut 100 US\$/baril
Centrale diesel	Gasoil	17,0	23,0
TAG (CEB, CAI)	19,0 (Jet A1) ; 8,5 (gaz)	25,0 (Jet A1) ; 11,0 (gaz)	
Centrale dual fuel	Fioul lourd, gaz	Exist. : 9,3 (HFO) ; 7,5 (gaz) Nouv. : 12,0 (HFO) ; 9,0 (gaz)	Exist. 13,5 (HFO) ; 10,7 (gaz) Nouv. 16,2 (HFO) ; 12,0 (gaz)
Cycle combiné	Gaz pipeline	8,8	10,5
Cycle combiné	GNL→ régazéificat.	9,8	11,8
Centrale charbon	10,0 (charbon 4 US\$/MBTU)	11,0 (charbon 5 US\$/MBTU)	
Centrale PV	15,0 (2000 US\$/kWc)	7,5 (1000 US\$/kWc)	
Importations Nigéria	TCN	10,0	12,0
Importations Ghana	VRA	11,0	13,0
Importations Niger	Centrale charbon	10,0 (4 US\$/MBTU)	11,0 (5 US\$/MBTU)

6.2 Tarifs de la CEB

La Figure 2 montre le développement du tarif de vente de la CEB si la demande au Bénin et au Togo suit le Scénario Haut.

Figure 2 : Développement du tarif de la CEB dans le Scénario Haut



Légende – hypothèses de départ : **g10 CB** – Gaz 10 MPC/jour utilisé par centrale ContourGlobal ; **g10 TAG** – Gaz 10 MPC/jour utilisé par TAG CEB ; **g200** – Gaz 200 MPC/jour ; **ch4(5)** – charbon 4 (5) US\$/MBTU, **PV2000 (1000)** – PV 2000 (1000) US\$/kWc. Attention : Les hypothèses de départ n'impliquent pas que les options sont sélectionnées. Par exemple, une centrale à charbon ne fait pas partie de la solution économique si le prix du charbon est de 5 US\$/MBTU.

On constate que le tarif qui recouvre les dépenses devrait actuellement être de l'ordre de 70 – 72 FCFA/kWh. Le tarif augmente beaucoup en 2017 et 2018 et encore en 2019 parce que les prix des

importations et les coûts de production des centrales thermiques au Togo et au Bénin augmentent. A cause du manque de gaz – la disponibilité du gaz est limitée à 10 MPC/jour dans la période 2015 - 2019 –, ces centrales tournent notamment au diesel, fioul lourd et Jet A1 (CAI).

Des analyses pour l'ensemble du Togo et du Bénin montrent que les coûts seraient les plus faibles si le gaz (10 MPC/jour) est réservé pour la centrale de ContourGlobal. Pour que le Bénin profite d'un tel arrangement, il faudrait que la CEB achète la production de ContourGlobal.

La disponibilité jusqu'à 200 MPC/jour de gaz à partir de 2020 permet la réduction du tarif au niveau d'environ 75 FCFA/kWh. Si seulement 50 MPC/jour sont disponibles, un tarif de 81 FCFA/kWh serait nécessaire en 2020 pour couvrir les dépenses.

Dans les années suivantes, le tarif montre une tendance à la baisse. En 2035, il pourrait atteindre un niveau entre 69 et 73 FCFA/kWh. La réduction est due à l'installation des cycles combinés et des centrales à charbon ; et ce à condition que le prix du charbon soit de 4 US\$/MBTU. Dans le cas où la disponibilité de gaz du pipeline est limitée à 50 MPC/jour, les cycles combinés ne font pas parti du parc de production à moindre coût économique. La réduction vers 73 FCFA/kWh en 2035 est dans ce cas due à l'installation des centrales à charbon au prix de 4 US\$/MBTU pour le charbon et à l'installation d'une barge qui importe du GNL et le converti en gaz naturel.

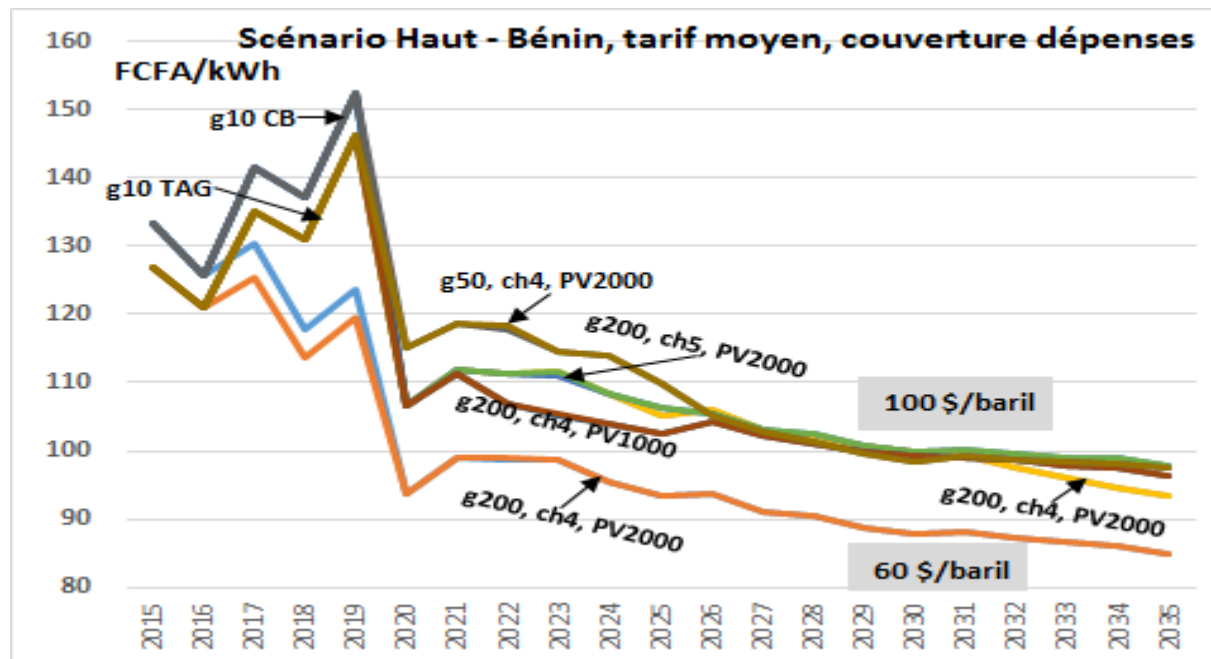
A partir d'environ 2025, les importations du Nigéria et du Ghana ne sont guère compétitives et sont arrêtées ou réduites à un très faible niveau. Importer de l'énergie du Niger est attrayante et commence dans tous les cas analysés d'environ 2025 mais sauf dans les premières années, les quantités sont en général faibles.

Les tarifs dans le Scénario Moyen et Faible montrent les mêmes tendances et les tarifs ne sont que peu différents. Raison : La structure du parc de production est sensiblement la même et les prix unitaires des sources d'approvisionnement sont identiques au prix dans le Scénario Haut.

6.3 Tarifs pour le Bénin

La Figure 3 montre le développement du tarif pour le Bénin si la demande au Bénin et au Togo suit le Scénario Haut.

Figure 3 : Développement du tarif pour le Bénin dans le Scénario Haut



Le tarif moyen devrait actuellement être entre 127 et 133 FCFA/kWh pour couvrir les dépenses. Sans l'introduction d'un fonds de roulement, un tarif entre 109 et 115 FCFA/kWh suffirait.

Entre 2017 et 2019, une forte augmentation est nécessaire ; jusqu'à 146 FCFA/kWh si le gaz, limité à 10 MPC/jour, est utilisé pour tourner les TAG de la CEB. La disponibilité de 200 MPC de gaz par jour à partir de 2020 permet de réduire le tarif à 107 FCFA/kWh (115 si le gaz est limité à 50 MPC/jour). Ensuite, les tarifs des différents cas analysés montrent tous une tendance à la baisse pour essentiellement les mêmes raisons mentionnées en haut dans le cadre du développement du tarif de la CEB. En 2035, le tarif est entre 93 et 98 FCFA/kWh (tarif hors taxes au prix 2015).

Le tarif pourrait être d'environ 30 FCFA plus faible en 2035 par rapport au tarif qui serait nécessaire actuellement, cela est dû à deux raisons principales :

1. L'introduction d'un fonds de roulement. Sans le fonds, la différence serait d'environ 15 FCFA.
2. Le remplacement des centrales qui tournent au gasoil ou Jet A1 par des cycles combinés au gaz et/ou des centrales à charbon.

En fait, les coûts des cycles combinés au gaz et des centrales à charbon permettraient même une plus forte réduction. Mais le besoin en extension du réseau de transport, le programme de densification et l'électrification rurale entraînent des dépenses importantes et limitent la réduction au niveau mentionné.

La tendance des tarifs est dans le Scénario Moyen et Faible identique à la tendance dans le Scénario Haut – forte augmentation avant la disponibilité de gaz ou d'une centrale à charbon, suivi d'une tendance à la baisse. On constate également que les tarifs sont peu différents de ceux du Scénario

Haut et cela essentiellement pour les mêmes raisons que celles qui expliquent pourquoi il n'y a que de très faibles différences entre les tarifs de la CEB dans les trois scénarios de demande.

7 Plan de Mise en Œuvre

Le plan de mise en œuvre décrit ce qu'il faut faire pour la réalisation des projets proposés. Il s'agit notamment des études qui sont nécessaires avant de réaliser les projets de production, de réseau de transport et d'électrification rurale. Le focus est sur la période d'ici à environ 2020.