



REPÚBLICA DA GUINÉ-BISSAU

MINISTÉRIO DA ECONOMIA PLANO E INTEGRAÇÃO REGIONAL

Projecto de Multisectorial de Reabilitação das infra-estruturas /

Projecto de Urgência para a Reabilitação dos Sectores de Electricidade e Agua

(PMRI / PURSEA)

ESTUDO TARIFARIO PARA ELECTRICIDADE E AGUA – EAGB



RELATORIO FINAL

Versão final em janeiro de 2014

ÍNDICE

RESUMO EXECUTIVO	6
PARTIE A : INTRODUÇÃO	16
1. Contexto e objectivo de estudo	16
2. Execução do estudo e prestações	16
3. Abordagem metodológica	17
3.1. Generalidade	17
3.2. Metodologia	18
4. Conteúdo do relatório	19
PARTE B : BASE DE DADOS	20
1. Base de dados relativo ao sector da electricidade	20
1.1. Procura previsional de energia e de potência	20
1.2. Curva de carga	21
1.3. Plano de investimento	23
1.4. Plano de produção	25
2. Base de Dados relativo aos sector de água	26
2.1. Procura previsional de água	26
2.2. Plano de investimento	27
PARTE C : ESTUDO FINANCEIRO	28
1. Análise de estrutura de custo e das receitas de EAGB	28
1.1. Análise do resultado por actividade : Água / Electricidade	28
1.2. Análise dos custos da actividade de Electricidade	32
1.2.1. Repartição de despesas de Electricidade por actividade	32
1.2.2. Preço de venda média e resultado por tarifa	33
2. Análise da situação financeira da EAGB	33
3. Estudo financeiro	35
3.1. Introdução	35
3.2. Simulação e projecções financeiras	35
3.3. Dados e hipóteses de projecção	36
3.3.1. Restruturação financeira da EAGB	36

3.3.2.	Dados e hipoteses concernete ao financiamento dos investimentos	37
3.3.3.	Dados e hipoteses concernentes ao rendimento.....	37
3.3.4.	Dados e hipoteses concernent aos custos (Despesas)	38
3.3.5.	Dados e hipoteses concernent aos rácios de gestão	40
3.4.	Resultado das simulações para actividade de electricidade	40
3.4.1.	Cenário de statu quo	40
3.4.2.	Estudo de sensibilidade	41
3.5.	Resultados das simulações para a actividade de água.....	42
3.5.1.	Cenário de statu quo	42
3.5.2.	Cenário de ajustamento de tarifa.....	42
3.5.3.	Estudo de sensibilidade	42
PARTIE D : ESTUDO DE TARIFA PARA ELECTRICIDADE		43
1.	Análise do sistema tarifaria existente	43
1.1.	A tarifa da electricidade	43
1.2.	As tarifas de baixa tensão.....	43
1.3.	As tarifas de média tensão	46
1.4.	Facturação de energia reactiva	47
1.5.	Sintese das propostas de melhoria	49
2.	Estudo de custos marginais	50
2.1.	Definição do custo marginal.....	50
2.2.	O custo marginal de combustível.....	51
2.2.1.	Escolha de ano de referência	51
2.2.2.	Curva de carga	51
2.2.3.	Definição de posição horária.....	52
2.2.4.	Os custos marginais de combustivel	53
2.3.	O custo de antecipação	55
2.3.1.	O custo de antecipação da produção.....	55
2.3.2.	O custo de antecipação do transporte	56
2.3.3.	O custo de antecipação e de distribuição	56
2.3.4.	Os custos de antecipação nas diversas etapas.....	56
2.4.	Resumo dos custos marginas	57
3.	Tarifa ao custo marginal.....	57
3.1.	Princípios da tarifa ao custo marginal	57
3.2.	Estrutura da tarifa da média tensão.....	58

3.3.	Estrutura da tarifa de baixa tensão	59
3.4.	Estrutura da tarifa de alta tensão.....	60
3.5.	Síntese	61
4.	Estabelecimento da grelha tarifária.....	62
4.1.	Introdução	62
4.2.	Comparação das tarifas em vigor aos tarifas de custos marginais	62
4.3.	Proposta de reorganização da grelha tarifária	63
5.	Formula de ajustamento das tarifas.....	69
PARTIE E : ESTUDO TARIFÁRIA PARA ÁGUA.....		73
1.	Análise do systema tarifária existente	73
1.1.	A tarifa de Água	73
1.2.	Critica do sistem tarifária actual.....	73
1.3.	Proposta de melhoria	75
2.	Estudo do custo marginal.....	76
2.1.	Définição do custo marginal.....	76
2.2.	Estimação do custo marginal	76
3.	Estabelecimento de grelha tarifária	77
3.1.	Introdução	77
3.2.	Atenção aos principais resultados e propostas	77
3.3.	Proposta de reorganização da grelha tarifária	78
4.	Formula de ajustamento das tarifas.....	79

ANEXOS

Anexo 1 : Grelha tarifárias actual de electricidade e água - EAGB

Anexo 2 : Dados de base

Anexo 3 : Resultado do modelo de projecções financeiras

Anexo 4 : Hipoteses e resultados de calculo dos custos marginais para a electricidade

Anexo 5 : Hipoteses e resultados de calculo dos custos marginais ao longo prazo para a água

SIGLAS E ABREVIACÃO

AEP	Abastecimento de água
BOAD	Banco de Desenvolvimento da África Ocidental
BT	baixa tensão
CE	Comissão Europeia
CMA	Coût Moyen Additionnel
CMCT	Custo Marginal de Curto Prazo
CMLT	Custo Marginal de Longo Prazo
DDO	Distilled Diesel Oil
EAGB	Electricidade e Agua da Guiné Bissau
IP	Iluminação Pública
FDE	Fundo de Desenvolvimento de Energia
FED	Fundo Europeus de Desenvolvimento
HFO	Heavy Fuel Óleo
AT	Alta Tensão
IDA	Agencia Internacional de Desenvolvimento (International Development Agency)
IGV	Imposto Geral de Venda(Taxe Générale sur les Ventes)
INEC	Instituto National de Estatística e Censo
kWh	Kilo Watt Hora
IRED	Iniciativa Regional (de l'UEMOA) para a Energia Durável
MADR	Ministério de de Agricultura e desenvolvimento Rural
MEIRN	Ministério da Energia, da Industria e dos Recursos Naturais
MT	Média Tensão
MW	Méga Watt
OMD	Objectivo do Desenvolvimento do Milénio
OMVG	Organização para a valorização do riu Gambia (Office de Mise en Valeur du Fleuve Gambie)
PDE	Plano Director de Energia
PEDRED	Programa de Extensão et de Densificação das Redes de Distribuição
PTE	Programa de Transporte de Energia
PEM	Ponto de água Moderna
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PIB	Produto Interno Bruto

PMRI	Projecto Multissetorial de Reabilitação das Infraestrutura
PURSEA	Projecto de Urgencia para os Sectores de Electricidade e Eau
SAB	Sector Autonomo de Bissau
SMDD	Sommet Mundial do Desenvolvimento Durável
UE	União Europeia
UEMOA	União Economica e Montária da Africa Ocidental

RESUMO EXECUTIVO

As tarifas de venda de água e de electricidade na Guiné-Bissau, ficaram Bloqueados desde 1997, apesar das modificações introduzidas na estrutura e o nível de custo de produção, especialmente a após notável aumento do preço de hidrocarbonetos. Conjugado a uma gestão deficiente a todos os níveis, o que traduziu-senuma deterioração profunda da situação financeira da sociedade que se encontra numa situação onde ela pode entrar em liquidação pelos suas credoresà qualquer momento.

É para corrigir esta situação de grave desequilíbrio financeiro do sector que o Projecto Multisectorial de Reabilitação das infra-estruturas (PMRI), lançou a presente missão intitulada “Estudo tarifária para electricidade e agua EAGB” que tem por objectivo de actualizar as tarifas de água e de electricidade em vigor desde 1997, a fim de reflectir os custos do serviço, criar os incentivos para a economia de energia e de água por forma a conseguir gradualmente equilíbrio financeiro do sector.

Duas principais abordagens de tarifação são aplicados nas empresas de água e electricidade a saber a abordagem puramente contabilístico e o abordagem marginalista. É a abordagem marginalista que foi retido para o presente estudo, uma vez que é aquele que parece como a mais adequado para responder as preocupações de uma empresa pública, que vende a um determinado preço que toda a decisão do consumidor em aumentar o consumo custa-lhe o que custa a nação. A facturação ao custo marginal permite assim orientar eficazmente a escolha dos consumidores.

Esta abordagem implicou uma série de trabalho donde os resultados são sintetizados como se segue: (i) Análise do sistema tarifário actual; (ii) Estudo financeiro; (iii) Estudo de custos marginais; (iv) Elaboração de proposta de reorganização da grelha salarial.

1. Sector de electricidade

(i) **Análise do sistema tarifário actual**

A análise do sistema de tarifa actual vai permitir formular as propostas de melhoramento e de reestruturação seguinte:

- 1) Definir uma tranche de consumo do cliente a de baixo rendimento: este tranche social deverá considerar os clientes que subscreveram uma potencia máximo de 1 KWh e consumiram ao máximo 50 KWh por mês. Se o cliente ultrapassas no mês considerado, 50 KWh, ele será facturado por aquele mês ao preço de tranches superiores. Escusado será dizer que os clientes da tarifa social actual que subscreveram mais de um KVA perderão o benefício da primeira tranche.
- 2) Definir uma tarifa para todos os outros clientes BT, qualquer que seja a sua natureza e o seu consumo. Esta tarifa será conjugada com uma taxa de potência por KVA subscrito e um preço de energia. O corolário a definição da taxa de potência unitário e único por todos os clientes BT é o abandono de todos os prémios fixados actualmente.

- 3) Definir uma tarifa especial para iluminação pública.
- 4) Definir uma tarifa MT á extensão horária com:
 - a) Duas extensões horárias tarifárias, por referencia a curva de carga;
 - b) Uma taxa de potência em relação a potência subscrita.
- 5) Incluir uma cláusula contratual no quadro do contracto comercial dos clientes MT e aquelas empresas comerciais, precisando a potência subscrita (os clientes BT normal e social serão controlados por limite de potência colocada a sua disposição por disjuntor ou por contador electrónico) e as modalidades de facturação das potências em excesso.
- 6) Seguimento da demandada potência real por cliente, normalmente um sistema de contagem munido de um « indicador de máximo » ou por um registador de potência para o grosso dos clientes MT. Todos os excedentes de potência subscrita devem dar lugar a facturação de uma penalidade.
- 7) Retorne ao tangente (ϕ) à 0,6 ou 0,48 em vez de 0,75 (passagem de $\cos(\phi)$ de 0,8 à 0,85 ou 0,9). Esta acção permitira facturar mais energia reactiva ou de incitar os clientes a se equipar em meios de compensação. O preço de KVARh é corrigido de seguinte forma:
 - 31 FCFA/kVARh para clientes BT ;
 - 26 FCFA/kVARh para clientes MT.

As tarifas baixas serão largamente compensado por volume da energia facturada (ou por ganho de rendimento do sistema eléctrico caso os clientes estiverem equipados de meio de compensação).

(ii) Estudo Financeiro

O estudo financeiro com o principal objectivo de determinar a amplitude da necessidade financeira da EAGB dadas as previsões operacionais e programa de investimento. Para isso, além da necessária equilíbrio financeiro, que contutue a restrição fundamental ao respeito por todas as empresas, dois critérios financeiros principais normalmente utilizado para a análise: a proporção (rácio) de cobertura de dívida e a taxa de rendimento sobre o capital próprio. Ele foi mantido no quadro do presente estudo um rácio de cobertura de serviço de dívida superior ou igual a 1,5 e um retorno sobre capital (Fundo) próprio de 6%.

Um modelo de projecções financeiras foi desenvolvido para as necessidades da análise financeira. O modelo permite estabelecer os Estados de resultados previsionais e os balanços previsionais para os próximos sete anos (2014 - 2020) e calcular, por isso, os indicadores financeiros indicado acima. Simulações com este modelo foram feitas. Parece que as taxas atuais são geralmente elevadas o suficiente para garantir a autonomia financeira de actividade no quadro das hipoteses retidas. A partir de 2018, graça a entrada em serviço de interconexão de OMVG, os indicadores de rentabilidade (rendimento sobre fundos próprios ou rentabilidade das vendas) muito elevados (respectivamente 90% e 20% em 2018) e justificará uma baixa de preço de 25% à 30% em 2018.

(iii) Estudos dos custos marginais

O custo marginal é o custo adicional de produção, transporte e distribuição gerada pela prestação de um kW ou de um kWh adicional, num determinado ano. Este custo é composto de dois elementos:

- ✚ um custo proporcional à quantidade adicional de combustível consumido de combustível chamado custo marginal;
- ✚ antecipação de um custo que é igual à soma da depreciação econômica e despesas operacionais e manutenção de equipamentos de produção, transporte e distribuição.

O custo marginal de combustível é calculado por referência a um ano de equilíbrio entre oferta e a procura. Baseia-se do investimento em ordem crescente de custo do combustível por kWh de diferentes grupos de produção sobre a cargas médias avaliada. O custo marginal de combustível para um determinado tempo é obtido pelo produto de consumo específico e preços de combustível a última central em posto em funcionamento.

No quadro do presente estudo , o ano 2018 foi retido como o ano de referencia.

Os custos marginais de combustível foram calculados com o custo económico de combustível correspondente a um barril de BRENT entre 100 e 106 USD : 478 FCFA/Kg para HFO e 582 FCFA/Kg para DDO, para dois modelos de posições horárias, um modelo á 2 posições e um modelo á 3 posições.

A diferenciação dos custos marginais entre os horários plenos (pico) e fora dela com o modelo de 3 posições não foi significativa, optou-se por modelar à duas posições definidas de seguinte forma:

- Uma posição « horarios de ponta » de 20 H à 0 H, 4horas de pico por dia;
- Un poste « horário pleno » as restantes horas do dia, 20 horas plenos por dia.

Tarifas ao custo marginais foi estabelecido para 3 variantes de repartição dos custos de antecipação sobre as posições horárias. A análise de resultados obtidos permitiu de reter a variante V2 que reparte os custos de antecipação para 60% sobre os horários de pico e 40% sobre o horário pleno. Com efeito, com esta variante intermediária, o relatório de tarifas e de 1,6 á 1,8 (segundo o nível de tensão) ente horarios de pico e horários plenos, o que é suficiente para incentivar os usuários a evitar horários de pico e orientar a sua perferência de consumo aos horários plenos.

As tarifas aos custos marginais assim obtidos encontram-se resumidos na tabela seguinte:

Tabela 0.1 : tarifaa custo marginal economico

	Energia (FCFA/kWh)		Prémio fixo (FCFA/kW/mês)
	Horas de posta(pico)	Horas plenos	
Alta Tensão	184	118	108 000
Média Tensão	214	126	72 000
Baixa Tensão	260	142	36 000

O preço teórico médio de BT estabeleceu-se nas condições à 150 FCFA/KWh.

Com os combustíveis valorizados ao preço financeiro (521 FCFA/Kg para HFO et 630 FCFA/Kg para DDO), as tarifas aos custos marginais estabeleceu-se, como se segue (por dois variantes de prémio fixo para BT, 3.000 e 1.500 FCFA/mês)

Tabela 0.2 : tarifas ao custo marginal financeira

	Energia(FCFA/kWh)		Prémio fixo (FCFA/kW/mês)
	Horas de ponta (pico)	Hoas plenos	
Alta Tensão	195	128	108 000
Média Tensão	225	137	72 000
Baixa Tensão (V1)	272	153	36 000
Baixa Tensão (V2)	279	154	18 000

O preço teórico médio de BT, estabeleceu-se condições à 177 FCFA/KWh e a tarifa uniforme à 175 FCFA/KWh com uma taxa de 1.500 FCFA/mês.

(iv) Proposta de reorganização da grelha tarifária (preços)

A reforma do sistema tarifária de EAGB e a passagem para um sistema coerente será em duas etapas, e que, por um lado não afecta as receitas da sociedade, e do outro lado não vai sobrecarregar os clientes. No entanto, a aplicação de determinadas condições, é necessária para permitir a passagem à uma ou outras das etapas.

Etapa prévia

- Equipamento de todos os clientes do sistema de contadores adequado permanente de calibrar e de registo de demanda de potência (instalação de contadores electrónicos em curso de ser adquirida ou défaut a adição de disjuntores para o sistema actual);
- Instalação de um sistema de contadores que pode gravar o consumo por posição horária junto aos clientes que subscreveram tarifas à posições horárias.

Uma vez satisfeitas essas condições, propõe-se a passagem à uma primeira etapa de transição de revisão de sistema tarifária da seguinte forma:

Primeira etapa:

1. Aplicar uma tarifa social para aqueles com debilidade económica, ao nível actual de 81 FCFA / kWh, com uma taxa relacionada com a potência subscrita de 1.500 FCFA / kVA / mês, mas em salvaguarda das seguintes:
 - Calibrar a potência máximo à 1 kVA;
 - Definir uma tranche única de 50 kWh por mês.

Se o consumo do cliente passar 50 kWh por mês para um determinado mês, será facturado ao tarifa normal com a aplicação de uma taxa de potência equivalente ao mês em causa.

2. Fusão de duas tarifas BT Normal e BT Social numa única tarifa denominado tarifa binôme BT Normal (ou Geral) e o abandono do conceito de monofásico e trifásico.
 - Preço da Energia: 125 FCFA / kWh para a Unidade de 0-200 kWh e 245 FCFA / kWh para tranche de mais de 200 kWh;
 - Taxa de potência: 1.500 FCFA/kVA/mês

3. Fixar a tarifa BT Empresas e lojas de seguinte forma (como o abandono de referência do trifásica ou monofásico):
 - Preço da Energia: 170 FCFA / kWh, que é um nível intermediário entre o preço atual (161 FCFA / kWh) eo custo marginal (180 FCFA / kWh)
 - Taxa de potência : 3.000 FCFA/kVA/mês
 - Energia reactiva : 31 FCFA/kVARh

4. Fixar a tarifa MT de seguinte forma:
 - Preço da Energia: 137 FCFA / kWh correspondentes ao custo marginal no horário pleno (sabendo que o custo médio do combustível sobe MT chega à 126 FCFA / kWh).
 - Taxa de potência: 6.000 FCFA / kVA / mês
 - Energia Reactiva: 26 FCFA / kVARh

5. Fornecer uma tarifa especial para a iluminação pública da seguinte forma:
Tarifa de BT Iluminação Pública:
 - Os preços da energia: 178 FCFA / kWh (que corresponde ao custo marginal , dado uma vida de 4745 horas por ano , incluindo 1.460 horas em posição de ponta facturadas ao custo marginal e 3.285 horas em posição oco facturado pelo custo custo marginal sem custo de antecipação).
 - Taxa de potência : 3.000 FCFA/kVA/mês
 - Energia reactive : 31 FCFA/kVARh
 Tarifa MT iluminação Pública :
 - Preço de energia : 156 FCFA/kWh (correspondant au coût marginal).
 - Taxa de putência : 6.000 FCFA/kVA/mois
 - Energia reactiva : 26 FCFA/kVARh

Assim, a nova grelha tarifária nesta fase de transição, é a seguinte:

Tabela 0.3 : Grelha tarifaria da primeira étape

	Energia (FCFA/kWh)	Energia reactiva (FCFA/kVARh)	Prémio fixo (FCFA/mês)
BT – Tarifa Social			
Tranche unique 0-50 kWh	81		1 500
BT Tarifa Normal			
Tranche 1 : < 200 kWh	125		1 500/kVA
Tranche 2 : > 200 kWh	245		
BT Empresas et comércio			

Tarifa uniforme	170	31	3 000/kVA
BT Iluminação pública			
Tarifa uniforme	178	31	3 000/kVA
MT Tarifa média tensão			
Tarifa uniforme	137	26	6 000/kVA
MT iluminação pública			
Tarifa uniforme	156	26	6 000/kVA

Segunda etapa

Sous réserve de tests, uma vez que os dados necessários são disponibilizados em quantidade reduzida, para determinar o impacto sobre a sociedade, bem como clientes, propõe-se, na segunda fase as seguintes alterações para a estrutura tarifária:

1. Manter inalterada a tarifa social, com preços de energia 81 FCFA / kWh e uma taxa fixa de 1.500 FCFA / kVA / mês em termos de consumo inferior à 50 kWh e duma potência máxima de 1 kVA;
2. Para a tarifa BT normais, a lógica económica que se sugere é aquela que é a faturada ao custo marginal uniforme de 182 FCFA / kWh, com um prémio fixo de 1.500 FCFA / kVA / mês (sem noção de tranche de consumo ou tarifa progressivo). Uma vez que esta resultaria numa incidência significativa para os pequenos clientes (consumo inferior a 200 kWh / mês), propõe-se o aumento da tarifa da tranche 0-200 kWh, enquanto reduz a tarifa de tranche superior.
Como a evolução deve ser progressiva, pode-se reter para a primeira vez que a conjugação 140/230 FCFA / kWh, que resulta em aumento dos preços da energia em 12% para os pequenos clientes (consumo inferior a 200 kWh / mês).
3. Para grandes clientes BT (Empresas e lojas), aplicam-se a tarifa correspondente a ficha horária aos custos marginais, ou seja:
 - preço de energia: 153 FCFA / kWh no horário pleno e 272 FCFA / kWh nos horários de pico;
 - Taxa de potência: 3.000 FCFA / kVA / mês;
 - Energia Reactiva: 31 FCFA / kVARh.
4. Para os clientes MT, aplicar tarifa a faixa horária aos custos marginais, ou seja:
 - preço de energia: 137 FCFA / kWh nas horas pleno e 225 FCFA / kWh nas horas de ponta (pico);
 - taxa de potência: 6.000 FCFA / kVA / mês;
 - Energia Reactiva: 26 FCFA / kVARh.
5. Para os eventuais futuros clientes HT aplicar também a tarifa da faixa horária aos custos marginais, ou seja:
 - preço de energia: 128 FCFA / kWh nas horas pleno e 195 FCFA / kWh nas horas de ponta (pico);
 - Taxa de potência: 9.000 FCFA / kVA / mês;
 - Energia Reactiva: 26 FCFA / kVARh.

6. Para a iluminação pública, manter as tarifas inalteradas.

Assim, a nova grelha tarifária da segunda etapa é o seguinte:

Tabela 0.4 : Grelha tarifaria da segunda etapa

	Energia (FCFA/kWh)	Energia reactiva (FCFA/kVARh)	Prémio fixo (FCFA/mês)
BT – Tarifa Social			
Tranche única 0-50 kWh	81		1 500/kVA
BT Tarifa Normal			
Tranche 1 : < 200 kWh	140		1 500/kVA
Tranche 2 : > 200 kWh	230		
BT Empresas e comércio			
Horas de ponta	272	31	3 000/kVA
Horas plenas	153		
BT Iluminação pública			
Tarifa uniforme	178	31	3 000/kVA
MT Tarifa de média tensão			
Horas de ponta	225	26	6 000/kVA
Horas plenas	137		
MT Iluminação pública			
Tarifa uniforme	156	26	6 000/kVA
HT Tarifa alta tensão			
Horas de pointe	195	26	9 000/kVA
Horas plenas	128		

2. Sector de Água

(i) Análise do sistema de tarifa actual

A análise do sistema de tarifa actual permitiu formular as propostas para melhorar e reestruturar o seguinte:

- 1) Em primeiro lugar, fazer todos os esforços para erradicar dans les meilleurs délais consumo au forfait e avançar para uma facturação com base no consumo real;
- 2) Prévoir três categorias de consumidores: Doméstica, profissionais e terminais fontes;
- 3) Todos os restantes, sob o sistema de facturação progressiva, prévoir três tranches de consumo:
 - a) Tranche social: consumo <10 m3
 - b) Tranche intermédia: o consumo entre 10 e 30 m3

- c) Tranche pleno : consumo > 30 m³
- 4) Os assinantes domésticos serão facturados de acordo com estes três tranches consumo.
- 5) Os fontanários continuarão a usufruir da tarifa social para todos do seu consumo.
- 6) Os profissionais (administração, empresas, organizações internacionais) serão facturados a tarifa de tranche pleno para a totalidade do seu consumo.

(ii) Estudo financeiro

As simulações foram realizadas com o modelo de projecções financeiras:

- Em primeiro lugar, com o cenário de status quo, que renova as tarifas actualmente em vigor;
- Em seguida, com diferentes cenários de reajustamento tarifário para identificar um cenário para a operação para atender as condicionalidades relativo aos critérios financeiros considerados.

É de sublinhar que o modelo de simulação trata com as quantidades efectivamente produzidas e entregues ao consumidor. No entanto, demonstrou-se que o plano de facturação (30 m³ por mês) leva a uma facturação de a quantidade de água realmente consumida. O preço médio de venda efectivamente suportado pelo consumidor é estimado em 1,4 vezes o preço aparente, 183 FCFA/m³ (taxa de perda aparente é de 30%, ao passo que, na realidade, a taxa de perda é estimada em 50 %).

Resulta das simulações feitas com o modelo que o preço médio de venda de 131 FCFA/m³, as receitas cobrem apenas 57,2% das despesas operacionais em 2014 e a taxa de cobertura de despesas de exploração por receita é orientado para baixo para atingir 56,6% em 2020, devido ao aumento das despesas de amortização associados ao esforço de investimento..

O preço de venda de 183 FCFA/m³ (o preço médio efectivamente suportado pelo cliente), as receitas vão cobrir 79,3% das despesas de exploração em 2014 e não deverá cobrir 78,6% em 2020. Esta resultará das perdas recorrentes e uma rápida deterioração da situação financeira.

Para respeitar as condicionalidades relativo aos dois critérios financeiros considerados, um cenário progressivo seria de aumentar as tarifas em 40% em 2014 (que permite justamente compensar as perdas em quantidade relacionada com a reposição da facturação a taxa fixa por Contador), 25% em 2015 e 25 % em 2016, atingindo, assim, um preço médio de venda de 287 FCFA/m³.

(iii) Estudo do custo marginal

O custo marginal é definido como o custo adicional causado pelo aumento do consumo de m³. Podemos distinguir o custo marginal seguinte que a empresa de água pode (custo marginal ao longo prazo) ou não (custo marginal ao curto prazo) adaptar as suas estruturas de produção e distribuição para fazer face à procura suplementar.

Admite-se que a tarifa deve ser baseada no custo marginal ao longo prazo (CMLP), em vez de custo marginal à curto prazo (CMCP). Na prática, o CMLP é baseada na projecção de despesas de investimento e os custos operacionais e de manutenção assim como as quantidades que serão consumidas ao longo prazo. Ele é obtido dividindo-se o valor actualizado do custo global adicional (custos de investimento e custo adicional de exploração e manutenção) pelo valor actualizado de quantidades adicionais de água consumidas.

Com base em projecções e hipóteses retidos no quadro deste estudo, o custo CMLP estabeleceu-se à 322 FCFA/m³ e repete-se seguinte forma:

- Investimento : 166 FCFA/m³
- Exploração e manutenção: 156 FCFA/m³

Deve-se sublinhar que o custo marginal determinado não é uma tarifa, mas sim um sinal económico e um referencial que irá contribuir para a transformação do custo marginal em tarifas aplicáveis para os clientes.

(iv) Proposta de reorganização da grelha tarifária (preços)

Propõe-se de proceder por etapa:

Primeira etapa (2014 - 2015):

- Equipar todos os clientes de contadores e responsabiliza-los sobre seus os mesmos;
- Proceder com os aumentos das tarifas de 40% em 2014 e 25% em 2015 (isso fará passar o preço de venda para tranche de menos de 30 m³ de 131 FCFA/ m³ à 230 FCFA/ m³);
- Fixar o prémio fixo à 750 FCFA/mês.

Após esta etapa, a empresa deve ter estatísticas fiáveis sobre o número de clientes e do consumo por cliente.

Além disso, no final desta etapa espera-se que a maioria dos clientes estejam equipados de contadores, onde podemos passar para etapa seguinte, de tarifas progressivas (à tranche de consumo), tendo como referência o custo marginal a longo prazo.

Segunda etapa (à partir de 2016) :

Convém recordar que e a avaliação de instalação de contadores, a Sociedade normalmente perde sobre as quantidades facturadas, de modo que sua receita não irão aumentar que 25% após a primeira etapa. Seria nessas condições que o preço médio de venda aumenta também de 25% em 2016, para cobrir as suas necessidades financeiras.

Simulações e testes com os dados estatísticos que serão disponibilizados no final da primeira etapa, propõe-se, na segunda fase, como se segue:

- Manter a tarifa de tranche social e de fontanários à 230 FCFA/m³;
- Fixar a tarifa da terceira Tranche (parcela) para os clientes domésticos e a tarifa de profissionais ao custo marginal ao longo prazo aumentará em 20%, à saber 390 FCFA/m³;
- Fixar a tarifa da segunda tranche para os clientes domésticos a preços médios das primeira e terceira tranches, à saber, 310 FCFA/m³; (um nível ligeiramente inferior ao custos marginal ao longo termo)
- Manter o prémio fixo a 750 FCFA / mês para todos os clientes.

Com estas propostas, a nova tabela de tarifas é a seguinte:

Tabela 0.5 : Nova grelha de tarifa de água

	Tarifadu m ³			Prémio fixo (FCFA/mois)
	Tranche 1 <10 m ³	Tranche 2 : 10 à 30 m ³	Tranche 3 > 30 m ³	
Domestico	230	310	390	750
Profissional		390		750
Fontanários		230		750

PARTIE A : INTRODUÇÃO

1. Contexto e objectivo de estudo

O fornecimento de serviço público de água e electricidade na Guiné-Bissau é assegurado pela empresa EAGB, aos termos do decreto de sua criação (Decreto n.º 32/83, de 19 Novembro 1983) e seu status aprovado pelo Decreto n.º 58 / 90, de 27 de Dezembro de 1990.

A EAGB é uma empresa pública dotado de autonomia administrativa e financeira. Ele é responsável pela produção e distribuição de água e de energia eléctrica em todo o território da Guiné-Bissau. Falta de recursos e dadas as dificuldades da Sociedade, sua actividade é limitada à única cidade de Bissau. O Ministério da Energia e Recursos Naturais, assegura a tutela de EAGB através da Secretaria de Estado da Energia.

As tarifas de venda de água e de electricidade em Guiné-Bissau, ficaram Bloqueados desde 1997, apesar das modificações introduzidas na estrutura e o nível de custo de produção, especialmente após notável aumento do preço de hidrocarbonetos. Conjugado a uma gestão deficiente a todos os níveis, o que traduziu-se numa deterioração profunda da situação financeira da sociedade que se encontra numa situação onde ela pode entrar em liquidação pelos seus credores à qualquer momento.

As autoridades, com a ajuda de doadores, são obrigados a manter a empresa sob perfusão para garantir a continuidade de serviço público de fornecimento de água e electricidade.

Assim, eles tiveram que subvencionar a operação do EAGB em fornecimento de combustível, mas também disponibilizando uma capacidade de produção (3 grupos de 1 MW).

É para corrigir esta situação de grave desequilíbrio financeiro do sector que o Projecto Multisectorial de Reabilitação das infra-estruturas (PMRI), lançou a presente missão intitulada “Estudo tarifária para electricidade e agua EAGB” que tem por objectivo de actualizar as tarifas de água e de electricidade em vigor desde 1997, a fim de reflectir os custos do serviço, criar os incentivos para a economia de energia e de água por forma a conseguir gradualmente equilíbrio financeiro do sector.

Ele também vai dotar o Governo da Guiné-Bissau de um instrumento simples e eficaz de ajustamento de tarifas, baseado sobre critérios transparentes para todas as partes interessadas, no quadro dos dois sectores.

2. Execução do estudo e prestações

Tendo começado com uma missão ao local pela equipe de peritos do Consultor de 1 julho - 9 julho de 2013, e que foi consagrada à recolha de dados e a realização de entrevistas com o cliente e as entidades responsáveis, o estudo, até agora, resultou na produção de um dos seguintes relatórios:

- 1) Um relatório de evolução precisando a metodologia proposta, plano de trabalho proposto; Este relatório deve conter as informações e dados recolhidas e fornecer uma primeira análise da situação.
- 2) Um relatório intermediário; Este relatório foi projectado para apresentar os dados básicos do estudo de tarifas ao custo marginal, um diagnóstico das grelhas tarifárias de água e electricidade, uma análise da estrutura de custos e de receitas das actividades EAGB e uma análise da situação financeira da Sociedade.
- 3) O presente relatório final provisório. Este relatório restitui os resultados de todo o trabalho e as conclusões do estudo.

3. Abordagem metodológica

3.1. Generalidade

Uma política de tarifa criteriosa deve responder os seguintes objectivos:

- Utilização também com eficácia possível da capacidade de produção existente:

Se as tarifas são fixadas em níveis demasiado elevados, a capacidade de produção existente é provável que se mantenha subutilizada, resultando em um desperdício de recursos. No entanto, se eles são fixados em níveis muito baixos, a procura será excedentária e a quantidade de energia disponível no curto prazo será racionada. A pressão da procura, encoraja os decisores políticos para aumentar a capacidade de produção, o que nem sempre respondem a uma alocação óptima de recursos.

- Expansão da capacidade de produção, em função da evoluçãoda procura que seja compatível com o custo real dos recursos comprometidos.

Em outros termos, a política de tarifas deve ser, através do seu impacto sobre a procura se e em que medida, os usuários estão dispostos a pagar por um certo aumento de produção.

- Realização de equilíbrio financeiro da empresa;

A continuação dos objectivos precedentes que podem levar a excedente significativo ou dos défices bastante importantes, conforme que o custo marginal, é suficiente crescente ou decrescente.

- Uma preocupação patrimonial, que não podem ser excluídos da elaboração de uma política tarifária óptima, e muito menos de uma política realista
- Sobre um plano puramente teórico, as decisões de produção e de investimento deverão ser baseadas estritamente em critérios de eficiência e melhor distribuição de receitas deve ser encontrado para a fiscalização geral combinado com as transferências para as pessoas economicamente fracos. Mas, na realidade, o Estado não tem os meios nem capacidade administrativa suficiente para levar a cabo uma tal redistribuição de receitas.

- Além disso, não há nenhuma garantia a priori que, mesmo se fosse possível, não seria causar mais distorções nas decisões dos consumidores e, portanto, mais ineficiência, se o objectivo de equidade foi servido directamente pela política de facturação. É por esta razão que, em vários países, a equidade foi incluído na estratégia de tarifas de serviços utilidade públicos como água e electricidade preços.
- A tarifa ao custo marginal, conforme solicitado nos termos de referência do estudo, não integra todas essas considerações ao mesmo tempo. Ele é projectado para responder apenas aos dois primeiros objectivos no âmbito estrito da eficiência, a saber, a utilização óptima da capacidade existente e utilização de tarifas de utilização como um desenvolvedor ou guia de procura de capacidade adicional.

3.2. Metodologia

A missão de uma empresa pública é para satisfazer a procura, para garantir a continuidade e qualidade do serviço a um custo menor. Qual o custo deve "normalmente" considerar os custos para a colectividade eo preço de venda deve reflectir os interesses da colectividade. Portanto uma relação racional e precisa deve ser estabelecida entre o custo eo preço de venda. A questão que se coloca é como orientar o consumidor no sentido de interesse colectivo.

O preço de um serviço público constitui também um meio que permite orientar a escolha do consumidor, um instrumento selectivo da política económica e social, que leva em consideração os interesses dos consumidores, da nação e dos produtores.

Dois principais abordagens de tarifas são aplicados em empresas de electricidade, a saber, abordagem meramente contabilística abordagem marginalista. Olhando para o futuro, a abordagem marginalista na elaboração de tarifas, apresenta as seguintes vantagens:

- Transcrito nas tarifas, o conceito de custo marginal aparece como a abordagem mais adequada para responder à preocupação de uma empresa pública, que vendem a um determinado preço que toda a decisão do consumidor de aumentar o seu consumo custa-lhe o que custa a nação. A tarifa ao custo marginal permite assim orientar eficazmente a escolha do consumidor.
- A teoria do custo marginal permite, em particular determinar o preço de revenda de um dado fornecedor de estudar a variação do seu preço de revenda em função de diversas características técnicas e do volume do produto vendido.

A abordagem marginalista implica as etapas:

1. Preparação dos dados de base :
 - Previsão de procura de água e energia eléctrica (potência e energia com a caracterização do perfil da procura (curvas de carga));
 - Plano de equipamento em meios de produção, transporte e distribuição permanente para responder a procura a um custo menor.
2. Análise do sistema tarifário existente: esta etapa de estudo é primordial. Ele permite identificar os pontos fortes e fracos do sistema tarifário existente e formular recomendações para melhoria. As alterações a serem feitas e as modalidades de uma transição para um novo sistema não devem ser agressivos.

3. Estudo financeiro e determinação dos ajustamentos tarifárias permitindo ao nível geral de receitas geradas de cobrir as necessidades financeiras da empresa.
4. Elaboração de uma política tarifária tendo em conta os três parceiros: o Estado, o produtor e o consumidor.
5. Cálculo do custo marginal (custo do kWh ou m³ adicionais solicitado).
6. Elaboração de estruturas de tarifas teóricas: a estrutura das tarifas é dada pelo nível da tensão à partir dos custos marginais.
7. Propostas de tarifas a aplicar por categorias de consumidores.
8. Fixação das modalidades para-tarifárias (avanço sobre consumo e outros).
9. Proposta de um mecanismo e / ou fórmula de revisão das tarifas, baseado sobre o princípio do equilíbrio financeiro do sector.

4. Conteúdo do relatório

O presente relatório é estruturado em quatro partes que tratam sucessivamente os seguintes temas:

PARTE A: Introdução

Apresentação do contexto, objetivos e realização do estudo, do abordagem metodológica do conteúdo do relatório;

PARTE B: Estudo Financeiro

Análise da situação financeira, análise da estrutura de custos e das receitas de EAGB e projeção e análise financeira;

PARTE C: Estudo de tarifa para electricidade

Estudo dos custos marginais e proposta de reorganização da grelha tarifária da electricidade;

PARTE D : Estudo de tarifa para a água

Estudo do custo marginal e da proposta de reorganização da grelha tarifária da água.

PARTE B : BASE DE DADOS

1. Base de dados relativo ao sector da electricidade

1.1. Procura previsional de energia e de potência

O estudo de previsão da procura mais recente para a SAB é realizado no quadro do estudo do Plano Diretor de Energia (PDE). O estudo foi baseado numa pesquisa que considerou três categorias de consumidores (domicílios, pequenas empresas e os serviços e profissionais) e que permitiu atingir os principais resultados seguintes:

- O consumo médio dos domicílios: 40 kWh por mês e por domicílio de 8 pessoas, são 60 kWh por ano e por pessoa.
- O número de pequenas lojas e serviços seria em torno de 48% do número de domicílios.
- 135 Profissionais foram recenseadas, com uma potência total instalada de 23,9 kVA. O seu consumo potencial foi estimado em 75.736 kWh por ano.

Três cenários de evolução progressiva da taxa de eletrificação a partir do seu nível estimado à 46% para 2010 foi proposto:

- Cenário otimista (SO): alcançar uma taxa de eletrificação de 100% em 2025;
- Cenário realista (RS): alcançar uma taxa de eletrificação de 75% em 2025;
- Cenário pessimista (SP) alcançar uma taxa de eletrificação de 42% em 2025.

É retido para o presente estudo, o cenário realista. Os principais resultados das projeções de procura para este cenário são apresentados na tabela seguinte:

Tabela B.1 : Principais resultados das projeções da procura de electricidade do SAB

	2011	2015	2020	2025
Taxa de crescimento da população	2,34% ¹	2,34%	2,34%	2,34%
População estimada	406 276	445 659	500 299	561 639
Taxa de electrificação	46%	53%	63%	75%
Procura total (MWh), dont :	92 332	121 388	168 577	233 543
Procura doméstica	11 213	14 172	18 911	25 274
Procura dos pcs²	5 382	6 803	9 077	12 131
Procura dos profissionais	75 736	100 771	140 588	196 138
Ponto de potência (MW)	29	38	52	72
Número dos assinantes domésticos	23 361	29 525	39 399	52 654
Número dos assinantes pcs	11 213	14 172	18 911	25 274
Número dos assinantes profissionais	135	180	251	350

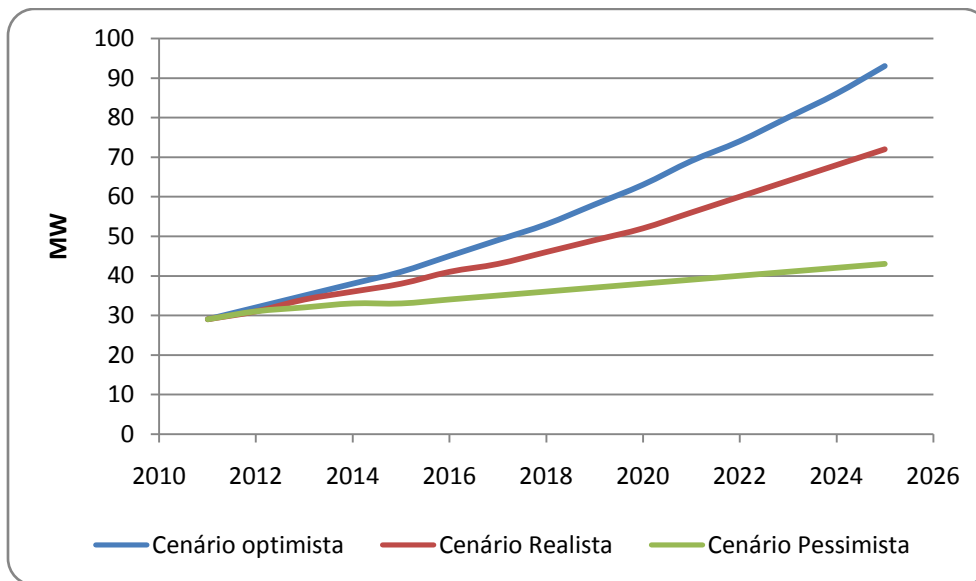
Fonte : Resultado do inquerito PDE e cálculo do Consultor

Nota-se uma procura (demanda) à predominância empresarial(profissional). Os clientes empresariais representam, de fato, mais de 82% da procura, contra 12% para as famílias e 6% para as pequenas empresas e serviços. Além disso, a demanda de energia por profissionais (empresários) crescerá cerca de 7% ao ano, contra 6% para a demanda doméstico e pequenos comércios e serviços.

¹ Taux enregistré sur la période 2000 - 2009

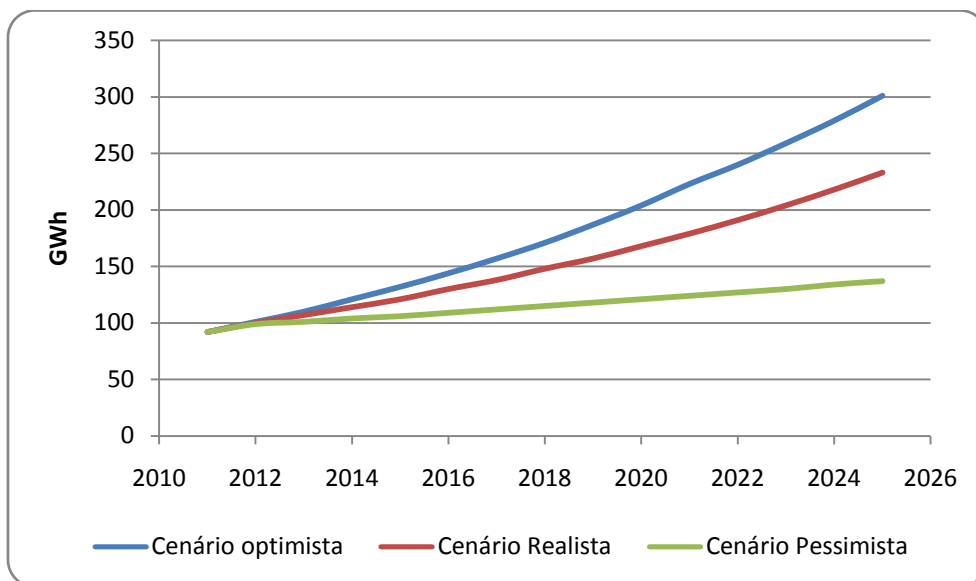
² Petits commerces et services

Figura B.1: Projeções da procura de electricidade do SAB



Fonte : PDE

Figure B.2 : Projeções da procura em potência de ponta (pico) do SAB



Fonte : PDE

O factor de carga de 36% parece muito baixo em comparação com ambientes semelhantes, onde os observados factores de carga geral, superiores a 50%.

Reservamo-nos para um estudo mais aprofundado uma taxa de carga (ocupação) de 60% que parece ser mais realista para Bissau. Será verificado através em todo o curso da curva de carga abaixo proposta.

1.2. Curva de carga

Não há registo de curva de carga. Mas mesmo que esteja registada por EAGB, a curva de carga obtida não teria muito sentido, uma vez que a procura de energia é muito superior à oferta. EAGB é por efeito frequentemente á proceder com cortes de carga.

Para os propósitos deste estudo, tentamos no que se segue de construir a curva de carga por referência as informações recolhidas junto dos responsáveis pela gestão dos grupos de produção tendo em conta a estrutura projectada da procura.

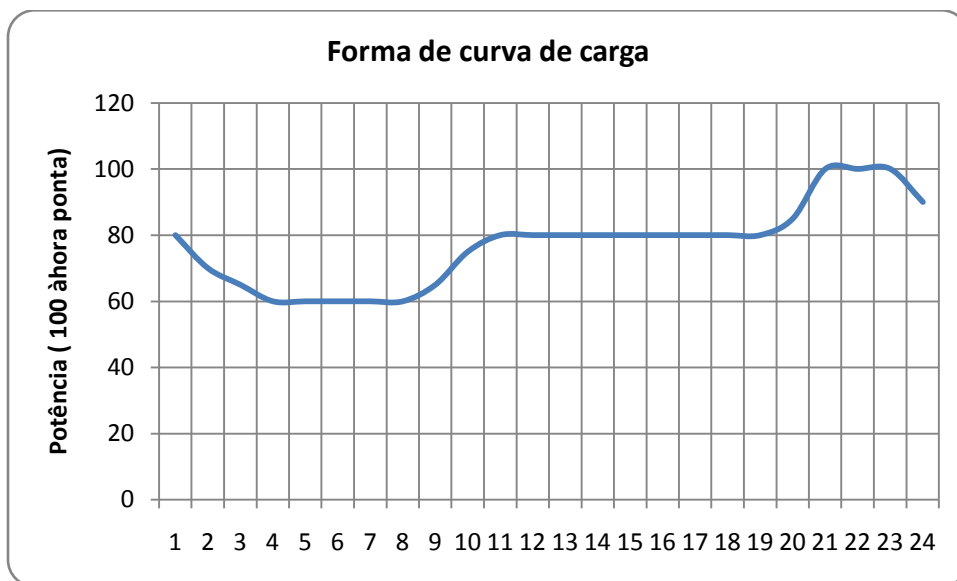
A forma da curva de carga pode ser descrita como se segue:

- De 0 à 5 H: um buraco foi registado;
- De 5 H à 9 H de manhã: baixo nível de carga ligada ao anoitecer e ao amanhecer;
- De 9 H à 17 H: aumento da carga relacionada com o uso industrial, administrativo e de serviços (com ar condicionado);
- De 17 H à 20 H: diminuição relativa da carga devido ao encerramento de serviços administrativos;
- De 20 H à 0 H (meia-noite): aumento da carga relacionada com a iluminação e ar condicionado.

Embora possamos, teoricamente, distinguir duas estações, uma estação quente de Maio a Outubro e uma estação moderada de Novembro a Abril, que retemos para o presente estudo, devido à falta de dados, uma única estação média representativa todo o ano.

A forma da curva de carga normalizada (de base 100 para o pico de potência) pode ser ilustrada como se segue:

Figura B.3: Forma da curva de carga



Esta forma fortalece, grosso modo, o registo em Setembro de 2012 (ver Estudo de PDE, Volume III: Potencial Energético, Figura 3.4 na página 39).

A forma das curvas de carga diária sobre a semana permite realmente distinguir dois grupos:

- Os dias laborais (JO): segunda, terça, quarta, quinta e sexta-feira;
- Os dias de fim-de-semana (WE): Sábado e Domingo.

Suponhamos para simplificar, que os dois grupos (JO e WE) e da mesma forma de curva de carga e que em média a procura de energia de um dia de fim-de-semana é igual a 80% da procura de energia de um dia laboral (útil).

Suponhamos para simplificar, que os dois grupos (JO e WE) e da mesma forma de curva de carga e que em média a procura de energia de um dia de fim-de-semana é igual a 80% da procura de energia de um dia laboral (útil).

A procura de energia de um JO = Procura de energia anual (DEA) / (313 + 0,8 * 52) = DEA / 354,6

A soma das potências da curva de carga padrão (figura acima) é igual a 1850 MW.

Os pontos médios de JO = 100 * DEA / (354,6 * 1850)

Supondo que a média dos picos diários é igual a 80% do pico anual, o pico anual de potência (P) = 100 * DEA / (0,8 * 354,6 * 1850). Onde:

Factor de carga = DEA / (8760 * P) = (0,8 * 354,6 * 1850) / (100 * 8760) = 60%.

1.3. Plano de investimento

O plano de desenvolvimento dos meios de produção para fornecimento de Bissau em energia eléctrica previsto para curto e médio prazo, os projectos seguintes:

- Instalação em 2013 duma central de energia solar de 10 MW para entrar em serviço no início de 2014. Um contrato nesse sentido foi assinado entre o Governo e um promotor privado. Deve notar-se que as redes de distribuição actual não podem suportar as 10 MW. Os trabalhos de reforço de redes são necessários para o efeito.
- Criação de uma Central térmica de 15 MW (com uma produtividade anual média de 46 GWh) para entrar em serviço, previsto para 2017 e reabilitação de grupos existentes.
- Projecto de central hidroeléctrico de Kaléta (240 MW; 946 GWh). Projecto em curso de realização pela Guiné-Bissau e que se compromete à reservar 30% da produtividade anual do central aos outros Estados membros de OMVG, pelo que 4% (cerca de 10 MW) para a Guiné-Bissau.
- Projecto de central hidroeléctrica de Sambangalou (128 MW ; 402 GWh/an). A parte proposta pela Guiné-Bissau é de 8%, são cerca de 10MW.
- Projecto de linha de interconexão de redes de quatro países membros do OMVG para evacuação de produção dos centrais hidroeléctrica de Kaleta e Sambangalou: atingir 225 KV de um comprimento total de 1677 Km. Os trabalhos de realização do projecto está previsto começar em 2014 e ser concluída em 2016³. Mantemos por prudência a implementação efectiva de serviço do projecto de interconexão do UEMOA , a partir de 2018.
- Projecto de centrais hidroeléctricas de Saltinho (14 MW ; 125 GWh/ano) e Cusselindra (13 MW ; 115 GWh/ano). Sua entrada em serviço é projectada para 2023.

Com este plano de desenvolvimento de meios de produção e considerando uma reserva de potência de 25%. EAGB, deverá poder responder a procura a partir de 2018 (ano de entrada em serviço das linhas de interconexão de OMVG) e ao menos até ao horizonte de 2025, como demonstra a tabela apresentado no anexo 2 do presente relatório.

³ Fonte : 2014 Atividade Programa OMVG

Concernentes as redes de transporte e distribuição, esta prevista a realização da fase B do projecto de reestruturação, reabilitação e extensão das redes da cidade de Bissau, uma extensão do trabalho de reabilitação parcial empreendido no quadro do PMRI (fase A). Os estudos do projecto foram preparadas pela UE (moyennant um financiamento do FED) em 2010, a UE suspendeu a implementação do projecto após os acontecimentos de 2012.

O projecto comporta :

- A criação dum circuito de 30 kV, duma extensão(longuer) total de 25,5 km, ligando três injectores 30/10 kV já localizado, em torno da cidade seguinte um percurso já estabelecido, essas estações e as linhas associadas constituem um circuito 30kV;
- A construção de duas linhas de 30 kV (o circuito será inicialmente utilizado em "circuito aberto");
- A construção de duas novas estações 30/10 kV;
- A reabilitação e extensão da rede de 10 kV (63,3 km);
- A reabilitação da estação "Central", com passagem de 6 a 10 Kv de ramo 6kV;
- A passagem em 10 KV das estações do centro da cidade, alimentado actualmente em 6 kV (22 estações)
- A criação de novas estações MT / BT ou a reabilitação de algumas existentes (96 estações);
- A extensão das redes BT a partir das estações MT / BT existentes ou instalados no quadro do projecto para permitir a conexão de novos assinantes (cerca de 134,2 km no ar e 4,5 km BT);
- A reabilitação de redes de BT (cerca de 43,3 km) e EP subterrânea (cerca de 16 km) do centro da cidade (em opção).

O estudo do Plano director da Energia e dum plano de desenvolvimento de infraestrutura para a produção de distribuição (PDE), em curso de realização no quadro do PMRI, a preconizar um circuito suficiente em 63 KV à Bissau. O dito estudo propôs uma rede nacional de transporte organizada em duas partes:

- I. A rede HT Oeste, que vai incluir as regiões de Cacheu, de Biombo e do SAB;
- II. A rede HT Este que alimentará as outras reuniões, com à excepção das ilhas de Bolama.

A rede HT Oeste deverá estar totalmente operacional à partir de 2018 com o circuito 63 KV do SAB, enquanto que a rede HT Este será construído em duas etapas: uma primeira parte com a chegada do projecto OMVG e a segunda parte com a entrada em serviço das baragens hidroeléctricas de salinho e de Cusselindra à partir de 20123. As duas redes deverão entrar em interconexão à partir de 2022.

Assim o plano de investimento de electricidade da EAGB para o período 2014 – 2020 é o seguinte:

Tabela B.2 : Plano de investimento de electricidade da EAGB para o período 2014 – 2020

Custo (em milhares de FCFA)	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Programa para fortalecer o sistema de produção								
3 Grupos de 5 MW(BOAD) (& Reabilitação de 5 grupos existentes)	17 970 000	3 594 000	7 188 000	7 188 000				
Programa de Transporte de Energia)								
	11 936 082	1 193 608	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412
Programa do expansão e intensificação de redes de distribuição (PEDRED)								
Redes MT	2 549 049	254 905	382 357	382 357	382 357	382 357	382 357	382 357
Redes BT	2 797 657	279 766	419 649	419 649	419 649	419 649	419 649	419 649
Conexões	655 957	65 596	98 394	98 394	98 394	98 394	98 394	98 394
CUSTO TOTAL	29 906 082	4 787 608	8 978 412	8 978 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412

1.4. Plano de produção

Mesmo que o central Solar esteja operacional no início de 2014, ele não vai poder injectar sua 10 MW sobre a rede antes da realização dos trabalhos de reestruturação e de reforço das redes de distribuição da fase B. Retemos para o plano de produção com uma subida de carga progressiva do central solar: 50% em 2014, 75% em 2015 et 100% em 2016.

Apesar de instalação de 10 MW fotovoltaicos em 2014, a reabilitação dos grupos diesel existentes programados para 2015 e a instalação de 15 MW em 2017, a parque de produção instalada, acusará um défice de potência de 17 à 33 MW em relação a procura no período 2013 – 2017. Não significa que à partir de 2018, com a entrada em serviço das linhas de interconexão do OMVG, que a parque de produção podera fazer face a procura. Retemos para o plano de produção, uma taxa de disponibilidade média anual da potência reservada para Bissau (20MW) através de interconexão do OMVG de 50%.

A tabela 5.3. abaixo, apresenta o plano de produção de energia, tendo em conta as previsões da procura e os limites impostos pela parque de produção:

Tabela B.3 : Plano de produção de energia para o período 2014 – 2020

Em MWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PROCURA DE ENERGIA ATRAVÉS CENTRAL (1)	112 515	143 230	152 456	161 469	170 278	180 921	191 564
PRODUÇÃO DE ENERGIA SOLAR (2)	8 001	12 002	16 002	16 002	16 002	16 002	16 002
IMPORTAÇÕES INTERCONEXÕES (3)	0	0	0	0	87 600	87 600	87 600
PROCURA TERMICA (4) = (1) - (2) - (3)	104 514	131 229	136 454	145 467	66 676	77 319	87 962
POTENCIAL DE PRODUÇÃO TERMICA (5)	30 660	43 800	43 800	109 500	197 100	197 100	197 100
PRODUÇÃO TERMICA (6) = Min(4;5)	30 660	43 800	43 800	109 500	66 676	77 319	87 962
PROCURA ATRAVÉS CENTRAL SERVIDO (6) = (2) + (5)	38 661	55 802	59 802	125 502	170 278	180 921	191 564

2. Base de Dados relativo aos sector de água

2.1. Procura previsional de água

Os dados provenientes dos quadro de controlo (tableaux de bord) da EAGB, não podem constituir uma base para a previsão da procura, e é, por várias razões:

- Os dados não são sempre fiáveis;
- As vendas reais de água não são conhecidas, porque a facturação é muitas das vezes au forfait;
- O serviço fornecido aos consumidores sofre frequentemente de interrupção, causadas por falhas de electricidade ou por insuficiência de pressão no sistema;
- A produção de água é geralmente estimada, uma vez que os furos não são todos equipados de medidores.

A falta de dados fiáveis, é proposto nas projecções da procura, baseadas nos dados do recenseamento geral da população de 2009 e do inquérito realizado no quadro do estudo PDE (CabiRA-BCP / 2013).

É retido para este efeito para o presente estudo, o cenário realista, hipóteses seguintes:

- Taxa de crescimento da População de Bissau: 2,34%
- Melhoramento da taxa de acesso as redes de fornecimento (EAGB) de 47% em 2009 (taxa estabelecida pelo recenseamento geral da população de 2009) à 70% em 2025 (cenário próximo do retido para o acesso a electricidade);
- Consumo médio passar de 50 l/p/j em 2012 à 65 l/p/j em 2025 para as ligações domésticas e mantendo estável à 25 l/p/j para os fontanários;
- Redução de taxa de perdas de rede a partir do seu nível estimado à pelo menos 50% em 2012 à 35% em 2020 e 30% em 2025.

O consumo das famílias, deve ser aumentado, como dos profissionais para obter uma procura total, como dos pequenos comércios e serviços (boutiques, pequenas lojas, etc.) não foi significativa.

Os profissionais foram inventariados no quadro do estudo do PDE (Cabira-BCP, 2012). Eles étaient ao numero de 135 em 2011.

Tabela B.4 : Principais resultados de projecção da procura de água do SAB

	2012	2015	2020	2025
Taxa de crescimento da população	2,34%	2,34%	2,34%	2,34%
População	415 783	445 659	500 299	561 638
Taxa de acesso ao rede AEP	47%	50%	60%	70%
Procura- conexões particulares (m3/j)	9 771	12 256	18 011	25 555
Procura dos fontanários (m3/j)	694	694	694	694
Procura dos profissionais (m3/j)	2 000	2 661	3 713	5 180
Procura líquida total (m3/j)	12 465	15 610	22 417	31 428
Procura líquida total (Mm3/an)	4,5	5,7	8,2	11,5
Taxa de perda de rede	50%	45%	35%	30%

Produção bruto (Mm3/an)	9,1	10,4	12,6	16,4
Número de Conexões particulares	24 427	27 854	37 522	49 143
Número de Fontanários	111	111	111	111
Número de Conexões profissionais	135	180	251	350

(*) Para 2012, este é quase 2,5 vezes o número de ligações identificadas na Tabela comercial da EAGB. Explicação: vantagem comercial. Este é o número de potencial conexões particulares. Deve-se notar que, na situação atual, há muitas conexões de vizinhos (voisinage) e de conexões clandestino.

2.2. Plano de investimento

Após uma primeira fase de reabilitação, do sistema de produção e de distribuição de água no quadro do PMRI, uma segunda fase de trabalho de reabilitação urgentes para (lesquels EAGB) a estabelecer nas fichas de projectos a espera de financiamento. Esta segunda fase deverá incluir as seguintes tarefas :

- Realização de quatro (4) novos furos para substituição de poços existentes (alto Crim, Quartel General, Escola técnica e Mãe de Água), com mais de trinta anos de idade e rejeitando muitas areias (de sables). Custo total 3,2 milhão de dólares;
- Realização de um furo, construção de reservatórios e extensão de redes de distribuição para a alimentação dos bairros de São Paulo, Bairro Militar, Bissaque, Plaque I, Antula, Bra e Penha. Custo total: 5,5 milhões de Dolares;
- Reabilitação das redes do centro da cidade (32Km). Custo Total: \$ 5,8 milhões;
- Reabilitação das redes dos bairros periféricos (Chão de Papel, Mindara, Belem, Ajuda II fase, Bandim, Sintra, Pefine, Cupelon, QG, São Vicente Paulo et Pluba). Custo total: 4,3 milhões de Dolares.

Um custo de investimento total de 18,8 milhões de Dolares ou 9,4 milhões de FCFA, do qual 4,35 milhares de FCFA para a produção e 5,05 milhões de FCFA para as redes de distribuição. É mantido, para o presente estudo, uma realização de trabalho de segunda fase sobre um período de 7 anos (2014-2020), uma média de 1,3 mil milhões por ano.

Tabela B.5 : Plano de investimento de água de EAGB para o período 2014-2020

Custo (em milhares de FCFA)	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Programa para fortalecer o sistema de produção								
	4 350 000	435 000	652 500	652 500	652 500	652 500	652 500	652 500
Programa de reabilitação de redes de distribuição								
	5 050 000	505 000	757 500	757 500	757 500	757 500	757 500	757 500
CUSTO TOTAL	9 400 000	940 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000

PARTE C : ESTUDO FINANCEIRO

1. Análise de estrutura de custo e das receitas de EAGB

A presente análise da estrutura de custo e receitas se baseia sobre o estado financeiro de 2010 que são as mais recentes disponíveis. É de todo conveniente precisar o estado financeiro:

- 1) Não são auditadas, o que coloca um problema de fiabilidade das informações financeiras nelas contidas;
- 2) Não integra conjuntos de custos dos serviços de fornecimento de electricidade e de água, nomeadamente os postos de combustíveis, dotação para amortização e encargos financeiros.

De facto, os investimentos realizados no quadro do PMRI, continuam a ser propriedade do Estado (instalação de 2 grupos de 1,5 MW, reabilitação das redes de distribuição eléctrica, instalação de 2 electrobombas, reabilitação de extensão de redes de abastecimento de água potável e apoio a direcção comercial) e por conseguinte, não foram transferidos para EAGB. Por outro lado, o estado deve assumir certas operações de aprovisionamento de água em combustível.

- 3) Não incluíram as dotações provizórias para créditos de cobrança duvidosa, enquanto no que refere a tabela de seguimento comercial, a taxa de recuperação é constantemente fraca.

1.1. Análise do resultado por actividade : Água / Electricidade

Na ausência da contabilidade por actividade, as receitas e as despesas resultante da contabilidade geral do exercício 2010 foram repartidos como indica a tabela a seguir (tabela 5.1) entre as actividades de água e electricidade, média de processamento seguinte:

- Um valor de transferencia interna de energia eléctrica para o bombeamento que foi introduzido. Ela aparece em receitas para a electricidade e em despesas (cada consumidor) para a actividade de água. Ela foi estimada sobre a base do consumo de energia das 12 bombas submercíveis em actividade multiplicado com a tarifa da tensão (128 FCFA/kWh) e de um prémio fixo de 12 assinaturas em média tensão. Não ha disponibilidades de dados sobre a energia reactiva de electrobombas, o valor associado não foi levado em consideração.
- As « compras de bens e materiais consumidos » são referentes as compras de combustíveis directamente imputado a actividade eléctrica e outros consumíveis (lubrificantes, peças de reposição etc.) para as duas actividades água e electricidade. As outras compras foram repartidos de seguinte forma: 20% para a água e 80% para a electricidade. As compras de combustíveis representam normalmente cerca de 75% do total das compras dos consumíveis da actividade de electricidade, contra 25 para outros consumíveis.
- Os custos de pessoas foram repartidos proporcionalmente ao efectivo do pessoal afectado directamente a cada actividade: 24% para a água (48 agentes na Direcção de Água), contra 76% para electricidade (154 agentes na Direcção Produção e Distribuição)

- As dotações para as amortizações, as outras despesas de exploração, as despesas financeiras, as perdas extraordinárias e outros produtos de exploração foram repartidas de acordo com as seguintes chaves: 20% para a água, contra 80% para a electricidade.

Tabela C.1 : Resultado por actividade Água/Electricidade (em FCFA)

Exercício 2010	Total	Electricidade	Água
Produto de exploração			
Venda de energia e prémio fixo	2 434 168 198	2 434 168 198	
Bombeamento de água		393 759 937	
Venda de água e prémio fixo	592 121 024		592 121 024
Outros produtos de exploração	21 053 858	16 843 086	4 210 772
Total	3 047 343 080	2 844 771 221	596 331 796
Custo de exploração			
Compra de combustível	1 084 433 465	1 084 433 465	
Compra electricidade para bombagem			393 759 937
Outrs compras consumíveis	451 847 277	361 477 822	90 369 455
Despesa do pessoal	729 729 669	554 594 548	175 135 121
Dotação para amortização	151 731 770	121 385 416	30 346 354
Impostos e taxas	11 194 644	8 955 715	2 238 929
Outras despesas de exploração	237 590 522	190 072 418	47 518 104
Total	2 666 527 347	2 320 919 384	739 367 900
Resultado de exploração	380 815 733	523 851 837	-143 036 104
Custos financeiros	74 676 173	59 740 938	14 935 235
Resultado ordinário	306 139 560	464 110 899	-157 971 339
Ganhos extraordinários	152 618 800	122 095 040	30 523 760
Perdas extraordinárias	1 168 632 285	934 905 828	233 726 457
Resultado Líquido	-709 873 925	-348 699 889	-361 174 036
	100%	49%	51%

Parece que a actividade de electricidade obteve 83% das receitas, contra 17% para a actividade de Água. O resultado líquido foi subrecarregado por perdas extraordinárias que representou mais um terço dos rendimentos de exploração.

Mas este estado de resultado, não traduz fielmente a realidade dos custos e rendimento de exploração de EAGB, uma vez que, como foi acima indicado, os postes de despesas “compras de consumíveis”, dotação para amortização e custos financeiros não integram a totalidade dos custos de serviço. Propõe-se uma reorganização deste Estado resultados que integra as estimações para a dotação para a amortização de investimento do projecto PMRI, os custos financeiros correspondente a estes investimentos e o custo de combustível à partir do consumo registado por central.

Esses investimentos foram financiados excepcionalmente por doações IDA e BOAD, por causa da situação da Guiné-Bissau como um estado frágil em pós-conflito e País Pobre Extremamente Endividado (PPE). Todavia, serviu para este investimento, um financiamento através de empréstimo concessional a taxa de juros média de 5% por ano para aproximação ao custo “normal” de fornecimento.

Tabela C.2 : Investimento do PMRI em 2008 – 2009 (FCFA)

	Custo de investimento	Taxa de amortização	Dotação anual
Produção electricidade	946 819 000	5%	47 340 950
Distribuição electricidade	2 503 072 220	4%	100 122 889
Produção & Distribuição de água	1 881 463 194	4%	75 258 528
Direcção comercial	56 620 000	20%	11 324 000
Total	5 387 974 414		234 046 367

O consumo de combustível foi de 3 604 094 litros de gasóleo. O preço do barril de Brend evoluiu entre 70 e 95 USD em 2010. foi retido um preço médio de 85 USD/bbl. Considerando a estrutura do preço do gasóleo para EAGB, o custo do consumo de combustível deverá aproximar-se 1 633 855 947 FCFA em 2010.

Tabela C.3 : Resultado alcançado por actividade Água / Electricidade (em FCFA)

Exercício 2010	Total	Electricidade	Água
Produto de exploração			
Venda energia e prémio fixos	2 434 168 198	2 434 168 198	
Bombagem de água		393 759 937	
Venda de água e prémio fixo	592 121 024		592 121 024
Autros produtos de exploração	21 053 858	16 843 086	4 210 772
Total	3 047 343 080	2 844 771 221	596 331 796
Custo de exploração			
Compra de combustível	1 635 065 893	1 635 065 893	
Compra electricidade para bombagem			393 759 937
Outras compras de consumíveis	681 277 455	545 021 964	136 255 491
Despesas de pessoal	729 729 669	554 594 548	175 135 121
Dotação para amortização	385 778 137	277 908 455	107 869 682
Impostos e taxas	11 194 644	8 955 715	2 238 929
Outros custos de exploração	237 590 522	190 072 418	47 518 104
Total	3 680 636 319	3 211 618 993	862 777 263
Résultat d'exploitation	-633 293 239	-366 847 772	-266 445 468
Custo financeiro	344 074 894	239 906 548	104 168 345
Resultado ordinário	-977 368 133	-606 754 320	-370 613 813
Ganhos extraordinário	152 618 800	122 095 040	30 523 760
Perdas extraordinários	1 168 632 285	934 905 828	233 726 457
Resultado liquido	-1 993 381 618	-1 419 565 108	-573 816 510
	100%	71%	29%

Sabe-se que em 2010, EAGB, havia facturado 8 591 779 kWh et 4 528 594 m³ e havia consumido 2 864 166 kWh para a bombagem de água, a estrutura de custo e de rendimento das actividades de Electricidade e Água é apresentado como ilustra as tabelas 5.4 e 5.5.

Tabela C.4 : Estrutura de custo e rendimento da actividade de Electricidade

Exercício 2010	Montante (FCFA)	%	FCFA/kWh
Rendimento ordinário			
Vendas energia e prémios fixos	2 434 168 198	85,6%	212,5
Fornecimento energia e prémios fixos	393 759 937	13,8%	34,4
Outros produtos de exploração	16 843 086	0,6%	1,5
Total produtos ordinários	2 844 771 221	100,0%	248,3
Custo ordinário			
Compra de combustível	1 635 065 893	47,4%	142,7
Outras compras consumíveis	545 021 964	15,8%	47,6
despesa do pessoal	554 594 548	16,1%	48,4
Dotação para amortização	277 908 455	8,1%	24,3
Impostos et taxas	8 955 715	0,3%	0,8
Outros custos de exploração	190 072 418	5,5%	16,6
Custo financeiro	239 906 548	7,0%	20,9
Total custo ordinário	3 451 525 541	100,0%	301,3
Resultado ordinário	-606 754 320		-53,0

Tabela C.5 : Estrutura de custos e rendimento da actividade de Água

Exercício 2010	Montante (FCFA)	%	FCFA/m ³
Revenus ordinaires			
Venda de água e prémios fixos	592 121 024	99,3%	130,8
Outros produtos de exploração	4 210 772	0,7%	0,9
Total produtos ordinário	596 331 796	100,0%	131,7
Custos ordinários			
Compra electricidade para bombagem	393 759 937	40,7%	86,9
Outras compras consumíveis	136 255 491	14,1%	30,1
Despesas de pessoal	175 135 121	18,1%	38,7
Dotação para amortização	107 869 682	11,2%	23,8
Impostos e taxas	2 238 929	0,2%	0,5
Outros custos de exploração	47 518 104	4,9%	10,5
Custos financeiros	104 168 345	10,8%	23,0
Total custos ordinários	966 945 608	100,0%	213,5
Resultado ordinário	-370 613 813		-81,8

Os resultados obtidos são resumidos na tabela seguinte :

Tabela C.6 : Resumo

	Electricidade (FCFA/kWh)	Água (FCFA/m ³)
Preço de venda média	248,3	131,7
Preço de retorno	303,1	213,5
Resultado	-53,0	-81,8
Preço de venda /Preço de retorno	82,4%	61,7%

Assim, o preço de venda médio não cobre o preço de retorno apenas 82% para electricidade e apenas 62% para a água. Notamos o custo muito elevado de fornecimento de electricidade por EAGB. Isto é principalmente devido ao: (i) uma produção baseado nos grupos diesel DDO de pequena dimensão, resultando no consumo específico elevado (247 gr/KWh em 2010); (ii) as perdas técnicas e comerciais próximas dos 31%. Para a água, o custo unitário de fornecimento é menor que os observados nos países da região, e é, apesar do nível elevado das perdas de rede que é estimado em cerca de 50%. A explicação vem em parte do facto que EAGB se compõe volumes através da facturação em pacote que lhe permite apresentar uma taxa de perdas de rede de 30% em 2010. O preço de retorno do m³ aparente deverá ser ajustado dum factor de 1,4 para obter o preço de retorno do m³ real.

1.2. Análise dos custos da actividade de Electricidade

1.2.1. Repartição de despesas de Electricidade por actividade

Com a finalidade de determinar o custo do KWh por nível de tensão, as despesas foram repartidos por diferentes estagios (Produção, Distribuição MT, Distribuição B) de acordo com as seguntes chaves⁴:

Tabela C.7 : Chaves de repartição das despesas

Itens de despesas	Total	Produção	Distribuição MT	Distribuição BT
Compra de combustível	100%	100%	0%	0%
Outras compras de consumíveis	100%	50%	15%	35%
Despesa de pessoal	100%	10%	15%	75%
Dotação para amortização	100%	50%	15%	35%
Impostos e taxas	100%	30%	15%	55%
Otros custos de exploração	100%	30%	20%	50%
Custo financeiro	100%	50%	15%	35%

Todos os cálculos feitos, obtemos a repartição das despesas e custos de retornos médios por KWh facturado em diferentes fase de seguinte forma:

Tabela C.8 : Repartição das despesas et custos de retorno médio

Itens de despesas (FCFA)	Total	Produção	Distribuição MT	Distribuição BT
Compras de combustível	1 635 065 893	1 635 065 893	0	0
Outras compras consumíveis	545 021 964	272 510 982	81 753 295	190 757 687
Despesas com pessoal	554 594 548	55 459 455	83 189 182	415 945 911
Amortizações	277 908 455	138 954 227	41 686 268	97 267 959
Impostos e taxas	8 955 715	2 686 715	1 343 357	4 925 643
Outras despesas de exploração	190 072 418	57 021 725	38 014 484	95 036 209
Despesas financeiras	239 906 548	119 953 274	35 985 982	83 967 292
Total das despesas	3 451 525 541	2 281 652 271	281 972 568	887 900 702

⁴ ligado à ausência de dados sobre a base da experiência do Consultor

Venda de energia (kWh)	11 455 944	7 317 442	4 138 502
Custo de retorno médio (FCFA/kWh)		199,2	237,7
			413,7

(*) A energia vendida em MT inclui a energia transferida para bombeamento de água.

1.2.2. Preço de venda média e resultado por tarifa

A tabela seguinte apresenta o preço de venda médio e o resultado por tarifa estabelecidos por referência à uma amostra de 176 facturas do mês de Junho de 2013 (19 Clientes da tarifa social, 129 clientes da tarifa normal e 29 clientes da tarifa empresas e comerciantes):

Tabela C.9 : Preço de venda médio e resultado por tarifa (en FCFA/kWh)

Tarifas	Preço energia	Prémio fixo	Preço réactif	Preço venda médio	Custo de retorno	Resultado
BT Social						
50 kWh/mois	81,0	18,4		99,4	413,7	-314,3
100 kWh/mois	121,0	9,2		130,2	413,7	-283,5
200 kWh/mois	141,0	4,6		145,6	413,7	-268,1
300 kWh/mois	201,3	3,1		204,4	413,7	-219,3
500 kWh/mois	249,6	1,8		251,4	413,7	-162,3
BT Normal	240,8	1,6		242,4	413,7	-171,3
Empre e comércio	161,0	9,4	7,6	178,0	413,7	-235,7
MT	128,0	26,8	12,7	167,5	237,7	-70,2

Nota-se que a EAGB sofre perdas em todas as tarifas da electricidade.

2. Análise da situação financeira da EAGB

As demonstrações financeiras de 2010, que são as mais recentes disponíveis e não foram auditadas, apresenta uma Sociedade em grave desequilíbrio estrutural, com uma situação líquida negativa de - 11,2 mil milhões de FCFA para um capital social de apenas 0,5 mil milhões de FCFA e de indicadores financeiros completamente exagerados (cf. Tabela B.10 abaixo). A Sociedade se encontra também, com uma situação onde ela pode ser colocada em liquidação para os seus credores a qualquer momento.

Nota-se um peso “insuportável” das dívidas financeiras que totalizam 11,9 mil milhões de FCFA e provavelmente incluirá uma parte importante significativa de impagáveis.

As dificuldades financeiras da sociedade afectam seriamente as condições de pagamento de fornecedores como vem evidenciado nas contas a pagar pendentes que totalizam 4,0 mil milhões de FCFA e representa 822 dias de compra de bens e serviço, quase 2 anos e 3 meses.

Observa-se também dificuldades sérias de cobertura com recebimentos dos clientes no valor de 5,1 mil milhões de FCFA, representa 614 dias de vendas. Provisões importantes à vislumbrar sobre a conta dos clientes.

Tabela C.10 : Estrutura financeiro e situação de tesouraria de EAGB (em FCFA)

Exercício fechado em 31/12	2009	2010
RECURSOS ESTÁVEIS	827 514 290	653 700 208
Capital social	483 980 665	483 980 665
Outras capitais propios	-10 971 971 591	-11 681 845 517
Emprestimos e dividas financeiras	11 315 505 216	11 851 565 060
EMPREGOS ESTÁVEIS	2 161 886 897	1 320 782 933
Imobilizado corporio e incorporio	2 161 886 897	1 320 782 933
Imobilizado financeiro	0	0
FUNDO DE MANEIO	-1 334 372 607	-667 082 725
EMPREGOS DE EXPLORAÇÃO	6 779 356 770	7 222 520 723
Stocks	0	0
ClientES	3 833 798 209	5 123 181 811
Outros activos circulantes	2 945 558 561	2 099 338 912
RECURSOS DE EXPLORAÇÃO	8 666 623 263	7 902 062 271
Fornecedores de exploração	3 906 826 098	3 994 199 795
Outras passivos	4 759 797 165	3 907 862 476
NECESSIDADE EM FUNDO DE MANEIO	-1 887 266 493	-679 541 548
TESOURARIA	552 893 886	12 458 823
Taxa de cobertur dos imobilizados (Recursos estáveis / Empregos estáveis)	0,38	0,49
Rácio de independencia financeira (Fundo próprio / Empréstimos e passivo financeiro)	-0,93	-0,94
Indicador de recuperação dos clientes (em dias) 365*(excepcional clientes /rendimentos)	500	614
Indicadores de pagamento de fornecedores (em dias) 365*(excepcional fornecedores / compra de bens e serviços)	491	822
Rácio de Liquidez Geral (Activo circulante / Passivo circulante)	0,85	0,92

N.B. : Deve-se notar que, uma vez que a análise se baseia sobre uma situação contabilístico pontual (balanço retido no fim de exercício), certos indicadores e rácios podem não traduzir fielmente a situação prevalecente ao longo do ano.

3. Estudo financeiro

3.1. Introdução

O principal objectivo do estudo financeiro é de determinar a amplitude das necessidades financeiras da EAGB, tendo em conta as previsões de exploração e do programa de investimento que dele resulta. Para mais precisão, ele é determinada, através deste estudo, os níveis de tarifas de água e de electricidade permanentemente de assegurar a autonomia financeira da sociedade.

Para isso, para além da necessidade de equilíbrio financeiro que constitui o constrangimento fundamental a respeitar para todas as empresas, dois critérios financeiros principais, serviram normalmente de referência à análise: o rácio de cobertura da dívida e a taxa de rendimento sobre fundo próprio.

O rácio de cobertura do serviço da dívida é uma medida da capacidade da Sociedade de cumprir suas obrigações ao nível da dívida. Ele se calcula em relação ao resultado operacional de exploração (EBIT), mais as amortizações para o serviço da dívida (reembolso principal e juros). Retemos o objectivo dum rácio superior ou igual à 1,5.

O rendimento sobre fundos próprios é um indicador de performance financeira e que avalia a capacidade da empresa para gerar lucros. Ele é calculado em relação aos benefícios após impostos aos fundos próprios da Sociedade. Para uma empresa pública e de serviço público como EAGB, nos podemos reter uma taxa média de 6%.

Em respeito aos dois critérios, a empresa vai gerar recursos suficientes que vai lhe permitir assegurar o equilíbrio de exploração e equilíbrio financeira e, conseqüentemente, sua autonomia financeira.

3.2. Simulação e projecções financeiras

Um modelo de projecções financeiras foi desenvolvido para as necessidades da análise financeira. O modelo permite estabelecer os estados dos resultados previsionais e os balanços previsionais para os próximos sete anos (2014 – 20120) e de calcular, conseqüentemente, os indicadores financeiros acima mencionado. O modelo refere-se aos dados de base e das hipóteses, concernentes as evoluções futuras das condições de exploração da empresa. Os dados de base foram obtidos das informações disponíveis nos Estados financeiros (demonstração financeira) de 2010(que refere-se, ao demonstração financeira mais recente), mas ajustado conforme os desenvolvimentos do capítulo 4 acima mencionado. As principais hipóteses de previsões são apresentados abaixo. Elas foram fixadas sobre a base da experiência do consultor e de uma análise das receitas, dos custos unitários e de rácios de gestão, após a identificação de cada posto financeiro, a unidade de avaliação a mais conveniente.

A utilização deste modelo no quadro de estudo de tarifas de venda de electricidade visa unicamente para prever o nível esperado de receitas para atender as restrições impostas pelos critérios financeiros. Para efeito, das simulações com este modelo foram realizadas:

- Em primeiro lugar, com o cenário do status quo, reconducente as tarifas actualmente em vigor;

- Em seguida, com diferentes senários de ajustamento tarifário, com vista a identificar um cenário que permite à exploração para atender as condicionalidades relativas aos critérios financeiros considerados (um rácio de cobertura da dívida superior a 1,5 e uma taxa de rendimento sobre o fundo próprios superior a 6%)

As projecções financeiras para a água e electricidade são apresentados nas contas de exploração separadas, a partir da situação estimada para 2010, no capítulo 4 e , em fim, do estudo de viabilidade financeira e as necessidade financeiras de cada actividade separadamente.

É de assinalar que várias hipóteses foram fixadas sobre a base na experiência do consultor nos países da subregião, similares ao nível de desenvolvimento, por causa de alguns dados poucos fiáveis (ou correntemente da falta de dados) sobre as características de exploração de EAGB. Estas hipóteses deverá ser verificada no futuro. Um trabalho de fundo deverá ser realizada antes que a empresa ser dotado de um sistema de informação fiável e eficiente

3.3. Dados e hipóteses de projecção

3.3.1. Restruturação financeira da EAGB

Para proceder com as projecções e a análise de senários de ajustamento tarifárias, foi necessário considerar previamente uma reestruturação financeira da EAGB que permitem o saneamento da situação da Sociedade e dando-lhe meios para assegurar a continuidade do serviço público. Para o efeito, a Sociedade largamente endividado, se encontra em situação de falência virtual.

Dois relatórios submetido ao Governo⁵, preconizam a liquidação de EAGB e a criação de uma sociedade nova, a fim de apurar o passivas condições fixadas por lei.

Qualquer que seja opinião de reestruturação retida (liquidação da EAGB et criação de uma nova entidade ou solução de continuidade da EAGB), consideramos um apuramento das contas do activo e do passivo de forma que a abertura do exercício 2014, teremos:

- A activo : as imobilizações líquidas da EAGB e conjuntos de investimentos realizados no quadro do programa PMRI/PURSEA, supostamente emprestado do Governo à EAGB;
- Passivo : um capital social de 1 bilhão de FCFA e a contrapartida das imobilizações inscritas nos gratificações (para as imobilizações da EAGB) e subvenções (para os investimentos do PMRI/PURSEA).

Segue-se uma tesouraria activa do mesmo montante que o capital social à abertura do exercício 2014.

Em caso de solução de continuidade da EAGB, este cenário de reestruturação implica uma reabsorção das perdas com o aumento da capital, seguido de uma redução de capital, que permite saída com um capital social de 1 bilhão de FCFA. Esta solução necessitaria provavelmente de injeção de dinheiro na Sociedade, pelo que o montante não pode ser determinado no quadro do presente estudo. Este requer, de uma parte, uma auditoria as contas da sociedade et ultrapassa, de outro parte, os objectivos e o conteúdo da missão do consultor.

⁵ Reforma institucional dos sectores de água e de electricidade, Hector Farina Avocats, Rapport final Restruturação jurídica e financeira da EAGB, Groupement Nodalis – BDO, Rapport final, Janvier 2013

3.3.2. Dados e hipóteses concernente ao financiamento dos investimentos

Para o sector de electricidade. Para os investimentos, que já obtiveram acordos ou intenções de intenções de investimento, baseamos sobre as condições de financiamento previstos nos acordos ou anunciados por doadores. Para os outros investimentos do sector de electricidade, consideramos uma taxa de financiamento em fundos próprios de 20%, o resto (80%) pelo empréstimos concessionais, reembolsaves em 20 anos, incluindo 5 anos de graça, com taxa de juros de 3% por ano.

Para o sector de água. Dada a importância do esforço de investimento necessário para o sector de água, considerou-se um financiamento por donativos para 30% dos investimentos. Para o resto, foi retido uma taxa de financiamento próprio de 20%, conta 80% para empréstimos concessinários, reembolsáveis em 20 anos, incluindo 5 anos de graça, com taxa de juros de 3% por ano.

Os projectos de investimento de 2014 – 2020, já obteve acordos ou as intenções de financiamento são os seguintes:

Projecto de central térmica de 15MW:

O projecto inclui igualmente a reabilitação de cinco(05) grupos diesel existente e será executado sobre um período de 28 meses. O custo do projecto é estimado em cerca de 18 bilhões de FCFA e tem sido objecto de um acordo de financiamento pelos fundos de desenvolvimento de energia (FDE) no âmbito do dispositivo financeiro do IRED e gerido pelo BOAD, como se segue:

	Custo HT	Empréstimo FDE	Estado		Custo TTC
			Part HT	Taxes	
Custo total	15 228	13 705	1 523	2 742	17 970
Percentagem	100%	90%	10%		

O empréstimo FDE é concedido por um período de 27 anos, com período de carência de 6 anos, durante o qual serão exigidos os juros, comissões, despesas e acessórios sobre o empréstimo, a taxa de juros de 1,5% ao ano.

Projecto de reestruturação, reabilitação e extensão das redes da cidade de Bissau – fase B

O projecto deverá ser financiada por um donativo do FED, mas a UE suspendeu a implementação do projecto na sequência dos acontecimentos de 2012. Foi retida para o presente estudo que a EU retoma de financiamento do projecto pelo FED.

Supõe-se que, mesmo se um financiamento é contratado pelo Governo da Guiné-Bissau, ele será transferido para à EAGB para o seu reembolso.

3.3.3. Dados e hipóteses concernentes ao rendimento

a) Vendas de energia e prémios fixos

O preço de venda médio do KWh incluindo os prémios fixos se situa à 283 FCFA/KWh em 2010. Com as previsões da procura, o plano de investimento e o plano de produção resultante, esta prevista uma mudança profunda nas estruturas de vendas por categoria de consumidor. Por cosequinte,

mesmo se a grelha tarifária mantenha inalterada (cenário de statu quo), haverá um pouco de mudança em relação ao preço médio, todas as categorias do consumidor em conjunto, permanece inalterado.

Supõe-se que, todavia que em cenário do statu quo, o preço de venda médio relativa a mudança de categoria de consumidores permanece estável. Será com base nesses dados da tabela comercial de 2010 que parece ser mais fiável:

Venda de electricidade em 2010	kFCFA	kWh	FCFA/kWh	FCFA/kWh
Tarifa social	623 949	1 860 561	335	
Tarifa normal	776 590	2 277 941	341	338
MT+EC	1 033 628	4 453 276	232	232
Total	2 434 167	8 591 778	283	283

As incoerências foram de factos, revelados nas tabelas de 2011 e 2012 (ver relatório preliminar)

O preço médio de venda da clientela da tarifa social e o de clientela de tarifa normal, não são muito diferentes. A clientela destas duas tarifas compreendem as clientes domésticas e um pouco de comércio e serviços. É retido em cenários de statu quo o preço de venda médio de 338 FCFA/KWh para esta clientela.

A clientela das tarifas de “Média Tensão” e “Empresas e Comercios” (MT+EC) compreende os clientes profissionais. Retemos para esta categoria em cenário de statu quo o preço de venda médio de 232 FCFA/KWh.

O preço de transferência interna da energia para a bombagem de água é avaliada com base na tarifa da média tensão, a saber 128 FCFA/KWh para o preço de energia e 5838 FCFA/KVA instalado e por mês para o prémio fixo. Ele demonstra um preço de transferência médio de 137 FCFA/KWh que será retido para o cenário de statu quo.

b) Venda de água e prémio fixo

O preço médio do m³ incluindo os prémios fixos se situa à 131 FCFA/m³ em 2010. No quadro do cenário do statu quo, retemos uma estabelação do preço de venda médio do m³ à este nível de 131 FCFA/m³

c) Receitas financeiras

Os excedentes da tesouraria (au cas où il y en aurait) serão colocados e renderão 4% por ano.

d) Outros produtos de exploração

Um aumento anual médio de 5% por ano será aplicado aos outros produtos de exploração.

3.3.4. Dados e hipóteses concernent aos custos (Despesas)

a) Compra de combustível

As compras de combustíveis derivados da produção de energia térmica, os consumos específicos e dos preços de combustíveis e do mix HFO - DDO.

O consumo específico médio se situa à 229 gr/KWh no primeiro semestre 2013. Ela deve-se melhorar através de uma melhor programação e a disponibilidade sem interrupção de combustíveis. É retida para o próximo ano um consumo específico médio de 225 gr/KWh

Concernente ao mix HFO – DDO, é retida uma repartição de 50% no DDO e 50% no HFO em 2014 que evoluirá progressivamente para atingir 20% no DDO e 80% no HFO no horizonte 2020.

Os custos de entregas de combustíveis à EAGB em Junho 2013, apesar do preço do barril de Brent evoluiu entre 100 e 106 USD/bbl, são os seguintes:

Tabela C.11 : Custo dos combustíveis entregues à EAGB

	Data	Preço (FCFA/L)	Densidade (kg/L)	Preço (FCFA/kg)
DDO ou Gasóleo	junho 2013	535,09	0,85	629,52
HFO ou FL 380	junho 2013	490,00	0,94	521,28

b) Compra de energia (central solar)

Preço de compra de energia junto da central solar : 0,29 USD/KWh quer 145 FCFA/KWh.

c) Compra de energia (interconecção OMVG)

Preço de compra de energia importado através das interconecção do OMVG: 75 FCFA/KWh.

d) Outras compras de matéria e materiais

A situação “Outras compras de matéria e materiais”compreendem as compras de óleo, água, peças para substituições nos centrais, peças de substituição auto e diversos. Esses consumíveis são essencialmente os custos variáveis proporcionais à produção, com um custo unitário expresso em FCFA por KWh produzido ou po m3 produzido.

e) Despesas com pessoal

As despesas de pessoal em 2010 são normalmente elevados. Com efeito, sobre um efectivo de 339 agentes que a empresa tina, 88 agentes que tinham atingido a idade legal de reforma, não poderiam partir para a reforma por causa do atraso de 27 meses de salários, acumulado pela empresa. A empresa é, assim, levado a continuar a pagar os seus salários. As despesas com o pessoal em 2010 poderia, portanto, ser reduzida em pelo menos 26% (o salário médio de 88 agents que deveriam partir para reforma é normalmente superior ao salário médio global).

Considerando um aumento das despesas com pessoal “padrão” de 5% por ano, para refletir o forte crescimento da empresa no miado dos próximos anos.

f) Amortizações

Os novos investimentos serão amortizados em função da natureza do investimento, de acordo com as taxas geralmente aplicados, ou seja 5% por ano para um grupo diesel, 3% por ano para as infraestruturas de transporte de electricidade, 4% por ano para as infraestruturas de distribuição de electricidade e 5% para as infraestruturas de produção, stockagem e distribuição de água.

g) Depreciação aos provisões de exploração

As depreciações às provisões, compreendem provisões para depreciação do Stock, as provisões para crédito de cobrança duvidosa e as provisões para partidas para a reforma e partida para saídas. É retida 3% do volume do volume de negócio para as provisões para depreciação dos Stocks e créditos duvidosas e 5% da massa salarial para as provisões para partidas para reforma e para saídas.

h) As despesas financeiras

As despesas financeiras compreendem os juros sobre empréstimos e os juros ocasionado por eventuais défices da tesouraria. Supõe-se que em caso de tesouraria deficitária, a Sociedade podera financiar o défice a taxa de 10% por ano.

3.3.5. Dados e hipoteses concernent aos rácios de gestão

Consideramos que após a reestruturação financeira e para os proximos anos, os rácios de gestão aos níveis standard:

- a) Prazo de rotação de stocks (valores de stocks declarado nas compras de aprovisionamento de consumíveis): 60 dias (2 meses);
- b) Prazo de pagamento de clientes(prazo de recuperação de créditos): 90 dias de volume de negócios
- c) Prazo de pagamento dos fornecedores: 90 dias de compras de aprovisionamento consumíveis.

3.4. Resultado das simulações para actividade de electricidade

3.4.1. Cenário de statu quo

O cenário de statu quo e a situação de estabilidade das tarifas ao nível de em vigor desde 1997. Com este cenário, é suposta que as tarifas médias durante o ano das diferentes categorias de clientes permanecem estáveis nos seus respectivos níveis de 2010, se 338 FCFA/KWh para clientes domésticos, 232 FCFA/KWh para a clientela profissional e 137 FCFA/KWh para a bombagem de água. Neste caso, o preço de venda médio basearia em 284 FCFA/KWh em 2014, à 247 FCFA/KWh em 2018, e, em seguida, manter-se estável em 247 FCFA / kWh até 2020.

Com este cenário de statu quo (ver anexo 3), a sociedade, divulgara os resultados positivos, permitindo o respeito aos condicionalidades relativas aos dois critérios financeiros considerados. A tesouraria é negativa até 2017 e chegou a uma baixa de cerca de -2,2 milhões de FCFA, e que, por razão dos esforços de investimento com uma quota de 20% financiado por fundo próprio, mas sobretudo de forte aumento das necessidades em fundo de maneio, após o forte crescimento de actividade. A sociedade poderá reduzir as suas necessidade de fundo de maneio através da aplicação

de um adiantamento sobre o consumo e incentivar a pré-pagamento. Com uma situação financeira sólida, a Sociedade pode obter empréstimos de curto prazo para financiamento de stock.

A partir de 2018, graças a entrada em serviço dos interconexores do OMVG, os indicadores de rentabilidade (rendimento sobre fundos próprios ou rentabilidade das vendas) deverá ser muito elevado (respectivamente 90% e 20% em 2018) e justifica uma redução de preço de 25% à 30% em 2018.

A viragem em relação a tendencia para voltar a situação observada no decurso do ano anterior, se explica simplesmente por as hipóteses seguintes:

- Consumo de combustível : foi retida uma repartição de 50% em DDO e 50% em HFO em 2014 que evoluirá progressivamente para atingir 20% em DDO e 80% em HFO em 2020, enquanto que no passado o consumo de combustível foi essencialmente DDO. Nota-se que a compra de combustível representa cerca de 56% das despesas de exploração anual e que o HFO custa 17% menos que DDO.
- Taxa de perdas (técnicos e não técnicos)⁶ a partir de 25% em 2010 à 16% em 2014 e a 12% em 2020
- Partida para a reforma de 26% do pessoal após o pagamento das dividas sociais e redução das despesas de pessoal na mesma proporção;
- Forte crescimento de actividade que permite melhor absorção dos custos fixos (custo de pessoal, amortização e as provisões, serviços exteriores, custo financeiro, etc.);
- Entrada em serviço das interconecções de OMVG à partir de 2018.

Em conclusão, as tarifas em vigor, são em conjunto suficientemente elevados para assegurar a autonomia financeira de actividade no quadro das hipóteses e permitir uma redução do preço de venda médio de 25% à 30% no ano de entrada em serviço dos interconecções de OMVG, no entanto, a estrutura tarifária deverá ser revista em função dos resultados de análise da grelha tarifária (Parte D) e estudo tarifária ao custo marginal seguinte.

3.4.2. Estudo de sensibilidade

Escusado será dizer que os resultados obtidos são sensíveis aos preços dos combustíveis, ao mix (DDO HFO) do consumo de combustível, no ano de entrada em serviço de interconexões OMVG, ao preço de compra energia importada e aos previsões de vendas de energia por categoria de clientes.

Um aumento dos preços dos combustíveis de 10% em 2014 é sustentável nos três primeiros anos (2014-2016), mas a situação financeira se deteriora significativamente a partir de 2017 e condicionalidades relativos aos dois critérios financeiros considerados são mais do que satisfeito.

Com um mix (DDO HFO) do consumo de combustível estável (50%, 50%), a situação continua a ser satisfatório para todo o período de análise.

⁶ Razão da energia cobrado pela energia entregue às redes.

3.5. Resultados das simulações para a actividade de água

3.5.1. Cenário de statu quo

Sob este cenário, assume-se que o preço do ventemoyen do ano permanece em nível estável mostrado em 2010, ou seja, 131 FCFA / kWh.

Deve notar-se que o modelo de simulação tratado com as quantidades realmente produzidos e entregues ao consumidor. No entanto, demonstrou-se que o plano de facturação (de 30 m³ por mês) leva a uma sobre facturação da quantidade de água realmente consumida. O preço médio de venda realmente suportado pelo consumidor é estimado em 1,4 vezes o preço aparente ou 183 FCFA/m³ (taxa de perda aparente é de 30%, ao passo que, na realidade, a taxa de perda é estimada em 50 %). Em outros termos, facturando as quantidades efectivamente consumidas e em aplicação de um aumento nas tarifas de água em 40%, o impacto é nulo sobre a factura do consumidor e sobre as receitas da empresa.

O preço médio de venda de 131 FCFA/m³, as receitas cobrem apenas 57,2% das despesas de exploração em 2014 e cobertura de despesas de exploração por receita é orientada para baixa atingir 56,6% em 2020, por razão do aumento das despesas de depreciação e amortização associados ao esforço de investimento.

O preço de venda de 183 FCFA/m³ (o preço médio efectivamente suportado pelo cliente), as receitas cobrem 79,3% das despesas operacionais em 2014 e irá cobrir apenas 78,6% em 2020. O resultado de perdas recorrentes e uma rápida deterioração da situação financeira.

3.5.2. Cenário de ajustamento de tarifa

Resulta-se das simulações feitas com o modelo que, para atender as condicionalidades relativo aos dois critérios financeiros considerados um cenário progressivo seria de aumentar as tarifas de 40% em 2014 (que apenas compensa as perdas em quantidade relacionada com a substituição do plano de facturação por contador), 25% em 2015 e 25% em 2016, atingindo, assim, um preço médio de venda de 287 FCFA / m³.

Verificando o estado (demonstrações) financeiras provisional apresentados no anexo 3, que com os aumentos de tarifas, as condicionalidades para os dois critérios financeiros considerados são substancialmente satisfeitas a partir de 2016.

3.5.3. Estudo de sensibilidade

Os resultados obtidos são particularmente sensíveis ao preço compra de energia eléctrica para o bombeamento de água a taxa de perdas da rede.

Um aumento do preço da energia eléctrica de 15% é suportável permanece suportável. Em contraste, um aumento de 30% do preço da energia eléctrica se traduz em uma deterioração da situação financeira e das condicionalidades relativos aos dois critérios financeiros considerados não são mais respeitados em geral.

A análise apresentada acima considera melhoramento progressivo da taxa de perda de rede, fazendo passar de 50% actualmente para 35% em 2020. Em caso, se a taxa de perda de rede não melhorar, a exploração apresentará perdas recorrentes e as condicionalidades relativas aos dois critérios financeiros considerados e que não são mais respeitados.

PARTIE D : ESTUDO DE TARIFA PARA ELECTRICIDADE

1. Análise do sistema tarifaria existente

1.1. A tarifa da electricidade

As taxas em vigor são de 1997 e não foram ajustados a mais de 15 anos. Eles são definidos (não aplicado) para dois níveis de tensão: média e baixa tensão. Energia reactiva é faturado em média tensão para os usuários resultando activa / reactiva que ultrapassa 75%. A facturação de energia reactiva é directo e é lida em FCFA / kVARh. A grelha tarifária é resumida na tabela seguinte:

Tabela D.1: Grelha de tarifa de electricidade

	Tranche de consumo	Preço de energia (FCFA/kWh ou kVARh)	Prémio fixo (FCFA/mês)
Tarifa BT normal	< 200 kWh/mês	128	3 649
	> 200 kWh/ mês	245	
Tarifa BT social	< 50 kWh/ mês	81	920
	50 à 200 kWh/ mês	161	
	> 200 kWh/ mês	322	
Tarifa BT Empresas et comércios	Energia activa	161	Monofase : 41 388 Trifase : 197 042
	Energia reactiva	48	
Tarifa MT	Energia activa	128	5 838
	Energia reactiva	38	

A gestão comercial da EAGB sofre das seguintes deficiências:

- Fraqueza dos serviços aos clientes, tais como processamento de reclamações (Restabelecimento, conexão, etc.), revela o índice em relação aos ciclos programados, edição e distribuição de factura à tempo;
- Deficiência (fraqueza) na recuperação de dívidas;
- Sem contar com consumo de energia de certos clientes, daí o uso do pacote, o que é susceptível de encorajar o retorno da energia eléctrica e a criação de redes paralelas por clientes;
- Falta de ajustamento tarifários periódicos, priva a empresa de implementar qualquer política comercial.

1.2. As tarifas de baixa tensão

a) Tarifa para usuario ou seguintes intensidade...

O custo por kWh para um nível de tensão determinado e a um determinado momento do dia, é o mesmo para qualquer consumidor, independentemente da utilização do mesmo. A tarifa pelo uso é, portanto, anti-economicamente.

b) Tarifa à tranches de consumo...

Embora muito difundida em todo o mundo e particularmente nos países em desenvolvimento, esta forma de tarifas não tem fundamento económico, mas prosseguir para um objectivo redistribuição

que consiste à reduzir as facturas dos pequenos consumidores em detrimento dos grandes consumidores, partindo do princípio que o consumo aumente com o rendimento.

Em princípio, a redistribuição da riqueza se enquadra nas funções das autoridades públicas e não os de uma empresa, nomeadamente, EAGB.

c) Múltiplos tranches de consumo...

O sistema tarifário actual compreende duas tranches de consumo para a tarifa BT normal e três tranches de consumo para a tarifa social BT.

d) Sistema discriminatória...

A diferença de preço de energia de um cliente para outro é muito importante: o preço da terceira parcela da tarifa social é quatro vezes maior do que a primeira parcela. Entendemos que o preço da terceira parcela prossegue um objectivo de dissuasão. A tarifa praticada pela EAGB reflecte, portanto, o nível de vida dos clientes e não os custos suportados pela empresa, como o que veremos no estudo dos custos marginais. No entanto, o papel da transferência de riqueza não faz parte das suas funções.

Em virtude do princípio da igualdade de tratamento, todos os clientes conectados ao mesmo nível de tensão (uma vez que pagaram os custos da distancia da rede no quadro da sua conexão) devem pagar a mesma tarifa.

e) Subscrição à uma das tarifas baseada sobre a declaração do cliente, sem critérios objectivos...

A Subscrição de uma das tarifas depende da declaração do cliente quanto a seus equipamentos e a estimação dos seus consumos por agente de EAGB. Estes critérios subjectivos que beneficiam o cliente que, com possível conivência de agente EAGB, é concedido o preço mais vantajoso.

A parcela Social de 50 kWh por mês é acordada a todos os clientes que subscreveram a tarifa social. Esta parcela em princípio é concernente unicamente aos clientes economicamente frágeis⁷. As salvaguardas devem ser definidas para limitar os beneficiários.

É conveniente conceder a parcela social unicamente para os clientes que subscreveram potência inferior ou igual à 1 kVA (5 amperes x 220 V). O consumo para além de 50 kWh seria facturado as tarifas de tranches superiores, sem o benefício da tarifa social para os primeiros 50 kWh.

Uma vez que os contadores actuais são calibrados para potências de 10 a 40 amperes (2,2 à 8,8 kVA), recomenda-se a substituir o sistema de contagem de clientes economicamente frágeis por contagem electrónica (em curso de aquisição por EAGB). Os contadores clássicos podem ser reinstalados junto outros clientes.

A passagem para a aplicação da tarifa social será operacional após de aviso dos clientes que subscreveram a tarifa social de existência dessa opção será acompanhado pela subscrição de uma

⁷ O limite de 50 kWh é o suficiente para uma pequena economia. De fato, o consumo mensal de duas lâmpadas de 40 a 60 Watts acesa 6 horas / dia, um rádio de 25 Watts operando 10 horas / dia e uma TV funcionando 100 Watts 4 h / d, o que pode ser comparado com a necessidade uma economicamente fraco, mal chega a 40 kWh / mês.

potência de 1 kVA. Os clientes ainda no baixo consumo que não aderem a essa tarifa não irá beneficiar de tarifa social.

A subscrição dos clientes a tarifa BT normal ou tarifa BT social não são objectos de critérios claros e objectivos. A concessão de qualquer tarifa é baseada na declaração do cliente quanto ao equipamento que eles têm e após o consumo desses dispositivos. Estas taxas estão de acordo sobre a apreciação do agente de central ou gerente. Com possível cumplicidade destes últimos, vários clientes podem se beneficiar da tarifa mais favorável, ou seja, a tarifa social.

f) A tarifa BT Empresas et Comércio

Taxa de BT Business and Commercial é uma estrutura tarifária que só o pico está sob posições de opção, a redução desta taxa para uma tarifa de binómio com um preço de energia e prémio fixo em dois níveis: um para clientes ligados ao monofásico e o outro para os clientes ligados trifásico.

Os prémios fixos são muito diferentes de uma categoria de cliente à uma outra, sem fundamento. O prémio fixo em trifásico é quase cinco vezes maior do que o aplicado em monofásico. Conectado a um cliente de trifásico e consumindo 30.000 kWh por ano, o prémio fixo representa cerca de 50% do valor da energia.

Para uma igualdade de tratamento, o prémio fixo será suprimida e substituída por uma taxa unitária relacionada com a potência subscrita e lida em FCFA por kVA. Os contadores electrónicos cuja instalação está em curso por EAGB, facilitar a implementação desta proposta.

A facturação de energia reactiva pode ser mantida, mas deve ser limitado aos grandes clientes cujo consumo em energia reactiva deve ser determinado.

g) Da tarifa a taxa fixa...

Uma outra disfunção (grave desta vez) do sistema tarifário consiste na prática do pacote. O cliente a pacote consome sem restrições e será mesmo tentado a conectar de forma fraudulenta outros usuários para retroceder a electricidade. A energia facturada ao pacote é estimada por referencia a potência do equipamento e aparelhos declarados pelo cliente durante a subscrição e dado o seu tempo de utilização durante o mês.

Os níveis de consumo escolhidos para o pacote (plano) são: 45, 75, 100, 150 e 250 kWh / mês. Os 4 primeiros níveis do plano são facturados a tarifas sociais, o nível 5 é facturado a tarifa normal e serve de base da recuperação de facturas quando o contador está com defeito.

É essencial e vai ser vital para empresa de equipar rapidamente os clientes um sistema de contador a fim de limitar as perdas comerciais relacionadas com a prática de pacote. A falta de disponibilidade de contadores, a empresa terá atrasos na conexão à rede de novos clientes.

h) Não ha tarifas especial para a eluminação pública ...

A iluminação pública, que é um propósito especial relacionado ao anoitecer, na maioria dos países tem preços especiais. Este não é o caso na Guiné-Bissau. No quadro do presente estudo, será proposto uma tarifa especial para iluminação pública.

1.3. As tarifas de média tensão

A tarifa da média tensão é definido em função do horário do dia, ma seu preço da energia para “horário pleno (pico)” é aplicada, o que reduz a uma tarifa uniforme.

A tarifa á determinada horária está baseada economicamente em matéria de electricidade. O abandono de algumas soluções não é desejável.

O prémio fixo em média tensão e lida é FCFA por kVA instalado. Para um cliente consumidor 250.000 kWh / ano que subscreveram uma potência de 100 kVA, o prémio fixo por comparação ao factura global anual é de cerca de 20%. Este rácio se inscreve nas normas aceites, mas reduziria substancialmente, se o preço de energia das horas de pico foi aplicado.

A Energia reactiva é facturada aos clientes da média tensão para uma tangente (phi) além de 0,75 para um preço de 38 FCFA por kVARh consumido. Esta tarifa é comparável ao custo do kVARh produzido a partir de uma bateria de condensadores banco como um cliente sempre tem a possibilidade de produzir a sua própria energia reactiva.

Notou-se um cliente da factura de energia reactiva excede a energia activa (referência geográfica 395.001). todos os clientes á factura da potência muito baixa deve ser cortado, porque, além de penalidades que incorre através da sua facturação, que provoca perdas para EAGB energia activa.

Notou-se um cliente da factura de energia reactiva excede a energia activa (referência geográfica 395.001). todos os clientes á factura da potência muito baixa deve ser cortado, porque, além de penalidades que incorre através da sua facturação, que provoca perdas para EAGB energia activa.

Deve-se notar a falta de informações fiáveis sobre a gestão de clientes de média tensão, tais como:

- a) Estatísticas relativas ao consumo, a quantidade das facturas e a potência subscrita;
- b) Ficha dos clientes relativamente as suas conexões (os clientes MT são muitas vezes confundidos com grosso de cliente BT).

Para além disso, a taxa da potência é um elemento essencial da tarifa. Vai ser bom para controlar a potência subscrita. A passagem da potência subscrita por clientes MT (ou HT) deve ser sancionado através da facturação de penalidades durante as horas de maior movimento (horas de pico e, eventualmente, horários pleno). De fato, a ultrapassagem de uma procura planificada, o que também pode não responder a essas ultrapassagens que não são contratuais. Justifica-se de considerar 4-6 vezes a taxa mensal do prémio fixo, como penalidades para as potências ultrapassadas.

Na prática, o excesso da potência subscrita é registado por um indicador de potência Max por contador mecânico (registador de potência que custou cerca de 22 Euros) ou directamente pelo contador electrónico.

A penalidade é muitas vezes aplicada para o chamado potência reduzida calculado da seguinte forma: Poder Reduzida (Pr) = $X1\% \cdot \text{Potência em excesso durante horário determinado1} + X2\% \cdot \text{Potência em excesso durante horário determinado2}$, com $X1 + X2 = 100\%$.

Exemplo: $X1 = 30\%$ para o excesso em horário pico e $X2 = 70\%$ para o excesso em horário de pico. Se o excesso em horários de pico é de 200 kW e o excesso no horário de pico é de 100 kW, então o excesso (ultrapassado) global (ou potência reduzido) seria de $30\% * 200 + 70\% * 100$, quer 130 kW.

1.4. Facturação de energia reactiva

A Energia reactiva é produzida por centrais eléctricas ou por baterias de condensadores. Em corrente alternativa, todas as máquinas eléctricas em funcionamento coloca em jogo duas formas de energia: activa avaliada em kWh e reactiva avaliada em kVARh. A estas formas de energia correspondente a uma corrente activa e corrente reactiva. As Correntes activas e reactivas se compensam para formar a corrente aparente que é aquele que percorre uma linha eléctrica desde de fonte até ao receptor. Apenas o activo ou Watte fornece uma potência real, que é a potência activa. A corrente reactiva é uma corrente magnetizante.

A energia reactiva está directamente relacionada com os factores de potência (Φ). Um factor de potência fraco e é sinonimo de quedas de tensão no final da linha, o aquecimento dos cabos de alimentação, por isso as perdas da energia activa, de sobrecargas ao nível de transformadores, onde uma instalação de grandes dimensões. Um mau $\cos(\phi)$ leva inevitavelmente, a um investimento adicional para o fornecedor de energia eléctrica e uma factura mais elevado para o consumidor. A facturação de energia reactiva pode ser concebida em duas formas:

- Um aumento de preços de energia activa de acordo com a relação entre o consumo de energia de activa / reactiva (parte da potência reactiva é fornecida gratuitamente para o cliente);
- Uma facturação directa do cliente em FCFA / kVARh.

O problema da energia reactiva pode ser analisado a partir de duas perspectivas:

a) Ponto de vista do produtor ou distribuidor de energia

É evidente que a circulação das potências activas e reactivas provoca perda de energia activa e as perdas de tensão. As perdas activas reduzir a eficiência global do sistema eléctrico. Faz mais sentido para produzir energia activas de forma centralizada e depois distribuir em seguida para os clientes, o custo de transporte e de distribuição é muito menor do que o custo adicional de produção realizada localmente. No entanto, para potência reactiva, é economicamente mais interessante para produzir integralmente ou parcialmente no local do consumo de geradores de energia reactiva autónomos, tal como condensadores. Esta prática é chamada de compensação.

b) Ponto de vista do cliente

O Transporte de energia reactiva sobre a rede interior do cliente provoca inconveniências tal que, a sobrecarga das instalações, das perdas activos importantes e sobretudo uma factura de electricidade mais elevado. Dada a importância da potência reactiva facturada pela EAGB aos seus clientes e para incentiva-los a serem equipados com meios de compensação, apresentamos cálculos kVARh dada a abordagem ao cliente.

Nível tangente (ϕ)

A tangente (ϕ) é a relação entre a energia reactiva e a energia activa. EAGB factura a energia reactiva além de uma tangente (ϕ) de 0,75, ou seja, que o fornecimento de energia compreende taxativamente uma parte de energia reactiva (em kVARh) igual a 75% da quantidade de energia

activa (em kWh). Uma tangente (phi) de 0,75 corresponde a um cos (Phi) 0,8 e não incentivar os clientes a implementar meios de compensação.

Por razões de igualdade de tratamento entre os clientes e um melhor desempenho do sistema eléctrico EAGB, propomo-nos a reduzir o preço unitário de kVARh, toda a facturação de energia reactiva para amais clientes. Pode ser considerada, nesse sentido, uma das duas opções a seguir:

- Reduzir a franquia em energia reactiva a 60% em limiar de uma tangente (phi) 0,6, o que corresponde a cos (phi) de 0,85, ou
- Reduzir a franquia em energia reactiva a 48% em limiar de uma tangente (phi) de 0,48, o que corresponde a cos (phi) 0,9.

Ao título indicativo, a franquia de energia reactiva é:

- 40% em França (tangente (phi) = 0,4, cos (phi) = 0,93)
- 48% em Marrocos (tangente (phi) = 0,48; cos (phi) = 0,90)
- 50% na Tunísia (tangente (phi) = 0,5, cos (phi) = 0,89)

Calculo do preço do kVARh

O preço do kVARh pode ser comparado, como mencionado, muito acima, ao preço à partir do qual o cliente estaria interessado em investir na compra de uma bateria de condensador em vez de pagar EAGB energia reactiva que consome.

Se notamos:

C: custo de instalação de um kVAR

T: tempo de retorno sobre o investimento (número de anos em que o investimento gera um benefício total igual à seu custo)

D: O número de kVARh economizadas anualmente para kVAR instalado

O preço, resultando em kVARh é dado pela seguinte fórmula:

$$P = (C/T) \times (1/D)$$

Para incentivar os clientes a investir, o tempo de retorno deve ser curto: 2-3 anos.

O número de kVARh economizado depende da duração média de utilização da potência instalada (este é também o complemento da franquia concedido pela EAGB).

Para as baterias de condensadores de 25 e 100 kVARh, os preços KVARh se apresenta como se segue para amortizações de equipamento em 2 e 3 anos:

Tabela D.2 : Custo do kVARh – perspectiva do cliente

Equipamento	Custo de instalação (€)	Amortização	Utilização (h/ano)	Total reactiva (kVARh)	Franquia EAGB (kVARh)	Produção cliente (kVAR)	Custo c€/kVARh
25 kVAR	1500	2 anos	2500	62 500	46 875	15 625	4,8
100 kVAR	6000	2 anos	3000	300 000	225 000	75 000	4,0
25 kVAR	1500	3 anos	2500	62 500	46 875	15 625	3,2
100 kVAR	6000	3 anos	3000	300 000	225 000	75 000	2,7

O custo de kVARh varia entre 3,2 e 4,8 cêntimos de Euro para a BT e entre 2,7 e 4,0 cêntimos Euros porá a MT, saber:

- 21,0 à 31,4 FCFA / kVARh em BT;
- 17,7 à 26,2 FCFA / kVARh em MT.

O título indicativo, EDF factura energia reactiva a 1,77 cêntimos de EURO por kVARh em MT.

Para não alterar as receitas EAGB, recomenda-se de efectuar testes relativas as receitas suplementares provenientes da perda da energia reactiva em franquia, na sequênciã da redução da tangente (ϕ), e aqueles em declínio, devido aos preços mais baixos kVARh.

1.5. Síntese das propostas de melhoria

- 1) Définir une tranche de consommation pour les clients à faibles revenus : cette “tranche économique” concernera les clients souscrivant une puissance maximale de 1kVA et consommant au maximum 50 kWh par mois. Si le client dépasse pour un mois donné 50 kWh il sera facturé pour ce mois aux prix des tranches supérieures. Il va sans dire que les clients du tarif social actuel souscrivant plus d'un kVA perdront le bénéfice de la première tranche.
- 2) Definir uma tarifa para todos os outros clientes da BT independentemente da sua natureza e o seu consumo. Esta tarifa binómio com uma taxa de potência por kVA de subscrito e um preço da energia. O corolário da definição da taxa da potência unitária e única para todos os clientes BT é o abandono de todos os prémios fixos actuais.
- 3) Definir uma tarifa especial para iluminação pública.
- 4) Definir uma tarifa MT em posições horárias com:
 - a) Duas posições horárias tarifárias por referência à curva de carga;
 - b) Uma taxa de potência relacionado com a potência subscrita.
- 5) Incluir uma cláusula contratual no contrato comercial de clientes MT e das Empresas e Comercial especificando a potência subscrita (clientes BT Normal e Sociais serão controlados pelo limite de potências colocada a disposição por disjuntor ou por contador electrónico) e as modalidades de facturação das potências ditas em excesso.

- 6) Seguindo o apelo da potência real pelo cliente, mediante um sistema de contagem munido de um "indicador de máximo" ou por registador de potência para grandes clientes MT. Todo o excesso da subscrita deve resultar na facturação de uma penalidade.
- 7) Em matéria de energia reactiva: Proceder a reformulação do sistema actual, revendo o nível de franquia kVAh (tangente (ϕ)) para baixo e fixar um preço adequado dos kVAh, tudo em incentivo aos clientes a produzir a sua própria energia reactiva. Propõe-se, neste sentido de reduzir a tangente (ϕ) 0,6 no lugar de 0,75 (a partir de $\cos(\phi)$ 0,8 à 0,85). Esta acção irá permitir facturar mais energia reactiva ou de incentivar os clientes a se equipar com meios de compensação. O preço do kVARh é corrigido da seguinte forma:
- 31 FCFA / kVARh para os clientes da BT
 - 26 FCFA / kVARh para os clientes de MT.

A baixa da tarifa será largamente compensada pelo volume de energia facturada (ou pelo ganho de rendimento do sistema eléctrico no caso dos clientes equipados de meios de compensação).

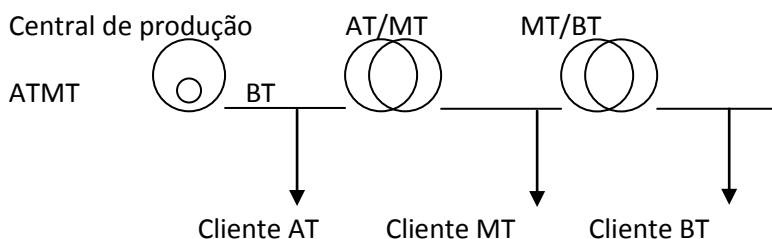
2. Estudo de custos marginais

2.1. Definição do custo marginal

Pelo fornecimento de um kW ou kWh suplementar, num determinado ano. Este custo é composto de dois elementos:

- ✚ um custo proporcional à quantidade suplementar de combustível consumido chamado **custo marginal de combustível**;
- ✚ um custo de antecipação que é igual à soma das amortização económica e despesas exploração e manutenção de equipamentos de produção, transporte e distribuição.

A energia eléctrica pode ser vendida em diferentes estágios, dependendo da localização de cliente. Entre a produção e fornecimento de energia eléctrica são realizadas várias fases de transformação e é por estas razões principalmente técnicas. As diferentes etapas de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica pode ser resumido como se segue:



Como demonstra o esquema precedente, a electricidade pode ser vendida a partir de três pontos diferentes: redes de alta tensão AT, redes MT e redes BT. Daí ou a necessidade de calcular o custo marginal para nível de tensão (AT, MT e BT).

2.2. O custo marginal de combustível

O custo marginal de combustível é calculado por referência a um ano de equilíbrio entre oferta e a procura. Baseia-se na localização por ordem crescente do custo de combustível por kWh de diferentes grupos de produção sobre as curvas de cargas médias mensais, tendo em conta o tempo de indisponibilidade programado e prováveis falhas de diferentes grupos de produção. O custo marginal de combustível para uma determinada hora é obtido pelo produto do consumo específico de combustível e do preço de combustível da última central colocada em funcionamento.

Os preços dos combustíveis utilizados são valorizados a preços internacionais, tal como defendido pela teoria do custo marginal, e aos preços internos para permitir uma melhor adequação com as tarifas aplicadas.

O custo marginal médio de combustível é calculado por referência à divisão horária tal como dado pela própria estrutura da curva de carga. Assim, a determinação do custo marginal passa pelas seguintes etapas:

- Escolha do ano de referência e projecções de curvas de carga para este ano de referência;
- Definição das posições horárias;
- Colocação meio de produção sobre as curvas de carga e determinação do custo marginal de combustível relativa à cada hora.

2.2.1. Escolha de ano de referência

O ano de referência para o cálculo do custo marginal de combustível é normalmente o ano onde o equilíbrio de oferta e da procura é alcançado (horas de falha e horas sobre cargas). Ela também deve ser o “suficiente” próximo do período de aplicação de novas tarifas ao custo marginal.

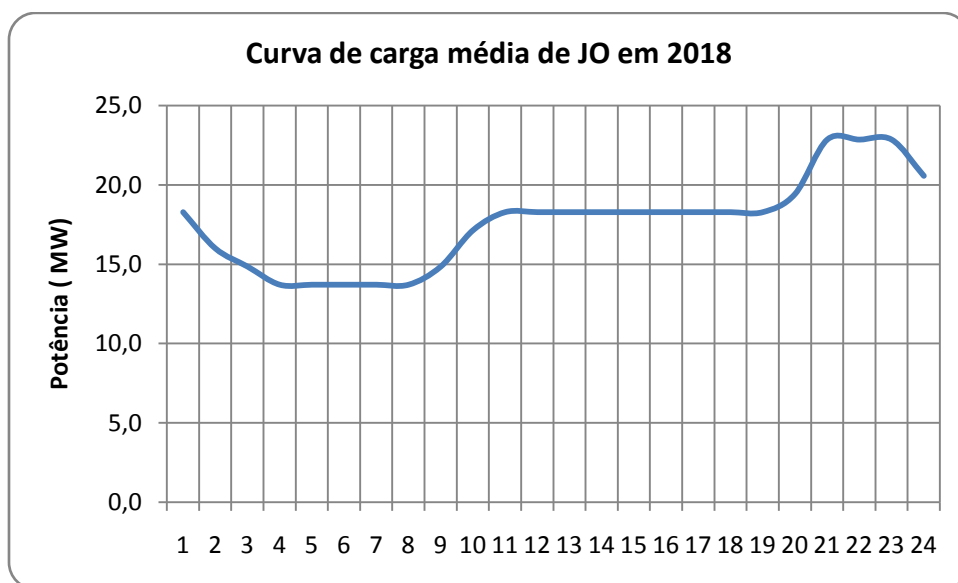
Com o plano de investimento proposto no Capítulo 5, a potência instalada acusará um défice importante até 2017 se é que não chegue 2018 que a oferta deduzida de 25% a título de reserva fique perto da procura. Foi retida por conseguinte, como o ano referência, o ano 2018 que se apresenta como no entanto o ano mais próximo para um equilíbrio entre a oferta e a procura.

2.2.2. Curva de carga

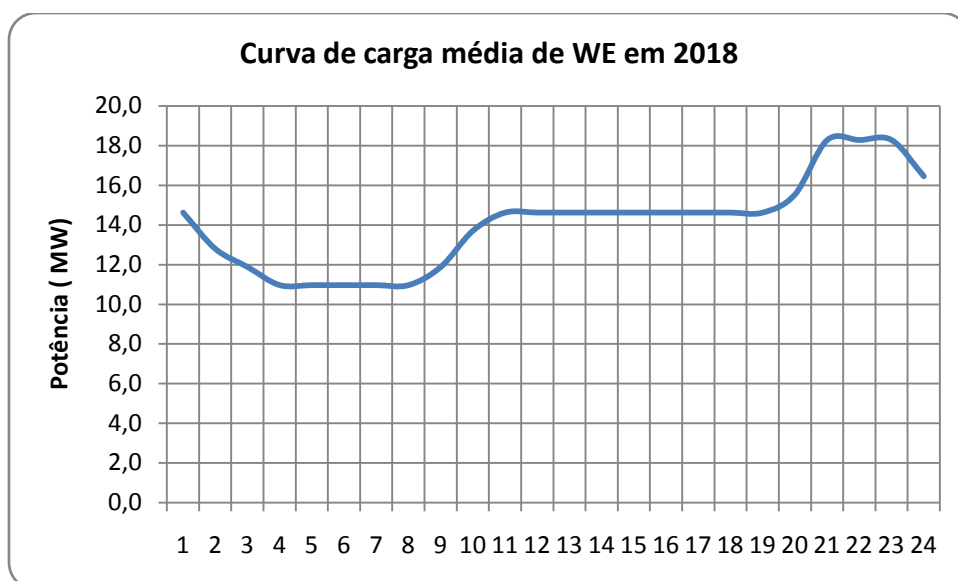
Projecta-se curvas de carga no ano de referência para o cálculo dos custos marginais, ou seja, 2018.

Dadas as previsões da procura e das hipo teses retidas concernente ao aspecto das curvas de carga apresentadas no Capítulo 5, foi obtidas as curvas de carga seguintes para o ano de 2018:

Curva de carga média de JO no ano 2018



Curva de carga média de WE no ano 2018



2.2.3. Definição de posição horária

A facturação ao custo marginal necessita, da parte da sua definição, a adopção do sistema de facturação para posição horário a fim de suportar horas apelo aos custos reais que causam. A definição de posições horárias, tudo como a grelha tarifária, deve ser simples e de fácil compreensão pelos usuários.

A estrutura das posições horárias é determinadas segundo as curvas de carga e de níveis de apelo da potência. As análises de curvas de carga apresentadas em cima sugerem dois modelos possíveis de posições horárias: um modelo com duas (2) posições horárias (Modelo A) e um modelo com três (3) posições horárias (Modelo B).

2.2.3.1. Modelo A : 2 posições horárias

- Uma posição « horas de pico (ponta)» de 20 H à 0 H, 4 horas de pico por dia;
- Uma posição « hora plena»o resto de horas do jornada, 20 horas plena por dia.

A duração anual de posições horárias sao apresentados na tabela seguinte:

Hora de pico (ponta)	4 H/dia	1 460 H/ano
Hora plena	20 H/dia	7 300 H/ano
Total	24 H/dia	8760 H/ano

2.2.3.2. Modelo B : 3 posições horárias

- Uma posição « horas de ponta » de 20 H à 00 H, 4 horas de ponta por dia;
- Uma posição « horas plenas» de 09 H à 20 H, 11 horas plenas por dia;
- Uma posição « horas ocas » de 00H à 09 H, 9 horas ocas por dia.

Horas de pico (ponta)	4 H/dia	1 460 H/ano
Horas plenas	11 H/dia	4 015 H/ano
Horas Ocas	9H/dia	3 285 H/ano
Total	24 H/dia	8 760 H/ano

2.2.4. Os custos marginais de combustível

O calculo dos custos marginais do combustíveis é baseado sobre a colocação dos grupos de produção sobre as curvas de cargas diárias, por ordem crescente do custo de combustível por kWh, o qual é dada por produto de consumidores específico do grupo por preço do combustível. O custo marginal de combustível para uma hora determinado , é o custo de combustível do ultimo grupo colocado sobre a curva de carga. Na prática, este é o último grupo a colocar no mercado.

A colocação dos grupos deve ter em consideração as interrupções programadas e das avarias acidentais de centrais. As paradas programadas para manutenção e revisão que são normalmente distribuídas ao longo do ano, sobre os períodos que causa menos dificuldade para as exploração, enquanto as interrupções não planeadas são esperados para ter lugar todo ao longo do ano. Para manter a conta das paradas programadas e incidental, ele é habitual uso das substituição por manter a conta das paradas das programas fortuitos, são supostos a ter o lugar ao longo do ano. Ele é usada em substituir uma taxa indisponível das potencias instaladas. Para manter a presente estudo de um taxa indisponível de 25% para os grupos térmicas e de 50% para a central solar e as linhas de interconexão.

No ano 2018, a capacidade total instalada era de 55 MW e compreende uma central solar (10 MW), as interconexões OMVG (20MW), dos grupos funcional ao HFO (30MW ao total) e dos grupos detrabalho em DDO (5 MW no total).

A central solar, bem que seu custo por kWh não quer dizer o menos oneroso, coloca-se na base das curvas de carga, e, em razão de natureza do contrato com seu promotor que é "tomar ou pagar". Vem de seguida, no quadro de interconexão OMVG, os grupos ao HFO e os grupos ao DDO.

Considerando os dados disponíveis, retemos como consumo específico para um funcionamento à pleno regime:

- 235 gr/ kWh para os grupos DDO;
- 225 gr / kWh para os grupos HFO existentes;
- 220 gr / kWh para os futuros grupos HFO.

Solicitar em pontos (4 horas por dia), os mesmos grupos faram os consumos específicos superiores próximo de 10% do seu consumo específico à pleno regime de fazer começar 20 à 25 mn antes de hora de ponta (pico), é portanto:

- 259 gr/kwh para os grupos DDO;
- 248 gr/ kwh para os grupos HFO Existentes;
- 242 gr/ Kwh para os futuros grupos HFO.

Os resultados de colocação dos grupos e de calculo dos custos marginais horários de combustível para JO e WE no ano 2018 são apresentados no anexo 4 do presente relatório. Estes eram efetuados com os custos económicos de combustíveis livres aos depósitos da EAGB e correspondem à um barril de BRENT que se situam dentro de um intervalo de 100 à 106 USD: 478 FCFA/Kg para o HFO e 582 FCFA/kg para o DDO. Como resultado, os custos médios para os postes horários acima definidos:

Tableau D.3: Coûts marginaux de combustible au niveau production pour le Modèle A (en FCFA/kWh)

	Jours ouvrables		Weekend	
	Heures de pointe	Heures pleines	Heures de pointe	Heures pleines
Custo marginal médio	115,20	105,16	105,16	105,16

O que nos leva aos custos marginais médios “Central térmica” seguintes para o modelo A:

- 113,77 FCFA/kWh para as horas de pico (ponta)
- 105,16 FCFA/kWh para as horas plenas

Tabela D.4: Custos marginais de combustível ao nível de produção para o modelo B (en FCFA/kWh)

	Dias ouvrables			Fim de semana		
	Horas de ponta	Horas plenas	Horas Oca	Horas de ponta	Horas plenas	Horas Ocas
Custo marginal médio	115,20	105,16	105,16	105,16	105,16	105,16

O que nos leva aos custos marginais médios “Central térmica” seguintes para o modelo B:

- 113,77 FCFA/kWh para as horas de ponta (pico)
- 105,16 FCFA/kWh para as horas plenas
- 105,16 FCFA/kWh para as horas Ocas

Portanto, não há diferenciação dos custos marginais entre as horas plenas e as horas oca para o modelo às 3 posições. É retido então para o seguinte estudo, o modelo de duas posições horárias.

Integrando as perdas ao nível MV e LV, os custos marginais médios de combustível das diversas posições horárias são as seguintes (em FCFA / kWh):

Tabela D.5 : Custos marginais de combustível ao nível de distribuição (em FCFA/kWh)

	Horas de ponta (pico)	Horas plenas
Alta Tensão (AT)	118,51	109,54
Média Tensão (MT)	123,66	114,30
Baixa Tensão (BT)	135,44	125,19

2.3. O custo de antecipação

O custo de antecipação, produção, transporte e distribuição é o custo antecipado de um ano dum KW (ou dum kWh) suplementar solicitado em horário de pico (ponta).

Um dos métodos correntemente utilizados é o custo de desenvolvimento adicional, o qual é definido pela relação entre o" as despesas de investimento e as despesas adicionais de exploração e manutenção e o aumento de potência do pico (ponta)".

Para suavizar flutuações relacionadas com indivisibilidades, o calculo do custo adicional é feita durante um longo período, com actualização. O custo médio adicional é portanto dado pela fórmula:

$$CMA(r) = \frac{\sum_i (I_i + \Delta E_i) / (1+r)^i}{\sum_i \Delta P_i / (1+r)^i}$$

Onde :

I_i = Despesas de investimento ao ano i

ΔE_i = Despesas adicionais de exploração e d manutenção ao ano i

ΔP_i = Crescimento da potência de ponta ao ano i

r = taxa de actualização

2.3.1. O custo de antecipação da produção

Os Dados, hipóteses e resultados dos cálculos são explicitados no Anexo 4 do presente relatório. Considerou-se, em particular:

- Uma taxa de actualização de 10% que é a taxa normalmente preconizado no contexto e ambiente dos países da África subsaariana. A taxa de actualização é o custo de oportunidade

do capital e, portanto, reflecte a disponibilidade trêz restrito do capital e da percepção ou avaliação do risco de investimento na Guiné-Bissau;

- A evolução da potência de pico e do plano de investimentos são os estabelecidos no capítulo consagrado aos dados de base do estudo;
- Uma taxa de disponibilidade dos grupos de 90% (10% para interrupções não planeadas, programadas que serão planeadas fora do horário de pico);
- Uma duração da vida económica dos investimentos de produção de 25 anos;
- Os custos fixos de exploração e de manutenção (E & M) anuais dos equipamentos de produção (incluindo custos do pessoal) são estimados⁸ em 50.000 FCFA / kW.

Como resultado um custo de antecipação **“aos limites do central”** de 199.935 FCFA / kW-ano.

2.3.2. O custo de antecipação do transporte

Os dados, hipóteses e resultados dos cálculos são explícitos no Anexo 4 do presente relatório. Notamos, em particular, que a duração da vida económica dos investimentos de transportes (linhas e poste considerados é de 30 anos e as despesas adicionais de exploração e de manutenção são estimado em 2,5% do custo de investimento anual.

Ele aparece como um custo de antecipação de transporte de **59.647 FCFA/kW-ano**.

2.3.3. O custo de antecipação e de distribuição

Distingue-se ao nível da distribuição, dois custos de antecipação:

- O custo de antecipação da distribuição MT determinado a partir do programa de equipamento da distribuição e no que concerne a rede de média tensão (inclusive os postes de transformação MT /MT);
- O custo de antecipação da distribuição BT calculado a partir do custo de desenvolvimento da rede de baixa tensão e compreende as linhas de BT e os postes transformação MT / BT.

A abordagem apresentada para o cálculo do custo de antecipação transporte se aplica para o cálculo dos custos de antecipação distribuição MT e BT.

Os dados, hipóteses e resultados dos cálculos são explicitos no Anexo 4 do presente relatório. As despesas adicionais da exploração e de manutenção são estimados em 3,5 % e 5,0 % do custo de investimento anual respectivamente para a distribuição MT e a distribuição de BT. Sobre a base duma duração da vida económica dos investimentos distribuição MT e BT de 25 anos, o custo de antecipação foi de **14.306 FCFA/kW-ano para a distribuição MT e à 22.474 FCFA/kW ano por BT**.

2.3.4. Os custos de antecipação nas diversas etapas

Os níveis de perdas técnicas a levar em considerações para aumentar os custos de antecipação são os seguintes:

- Consumo dos auxiliares das centrais: 1%
- Perdas de transmissão de alta tensão: 4%
- Perdas de distribuição de média tensão: 4%
- Perdas de distribuição de baixa tensão: 8%

⁸ Sur la base des projections financières au chapitre 6.

As perdas técnicas de transporte e distribuição já foram tidas em conta no cálculo dos custos de antecipação transporte e distribuição. Assim, os custos de antecipação nas várias etapas são os seguintes:

- Custo de antecipação de bornos centrais: 199.935 FCFA/kW-an
- Custo de antecipação AltaTensão: 267.579 FCFA/kW-an
- Custo de antecipação MédiaTensão: 292.589 FCFA/kW-an
- Custo de antecipação BaixaTensão: 338.470 FCFA/kW-an

2.4. Resumo dos custos marginais

Tabela D.6 : Custo marginais em diversas fases

	Potência	Energia (FCFA/kWh)	
	(FCFA/kW-an)	Horas de ponta	Horas plena
Produção	199 935	114	105
Alta Tensão (AT)	267 579	119	110
Média Tensão (MT)	292 589	124	114
Baixa Tensão (BT)	338 470	135	125

Os custos marginais assim determinados não constituem as tarifas, mais um sinal económico e um referencia que vai contribuir para a transformação dos custos em tarifas aplicadas para a clientela.

3. Tarifa ao custo marginal

3.1. Princípios da tarifa ao custo marginal

Trata-se de encontrar a repartição a mais coerente do custo de antecipação sobre os diversos kWh consumidos tendo em conta o período de tarifário. Uma vez que, trata-se de simular diversas variantes de tarifas dada ao preço médio é o mesmo, mas que diferem pela distribuição do custo de antecipação entre os postos horários.

Destingue-se dois princípios de facturação:

- **Tarifa Ideal:** Ele consiste em imputar todo o custo de desenvolvimento sobre o prémio fixo (ou, por outro lado sobre o preço apenas de ponte). Este método permite recuperar o investimento, abstracção feita do consumo do cliente. O usuário, não aparem seguir que o preço do combustível. O pagamento do investimento será na forma de anuidades ou por razões de facilitar através de pagamentos mensais. A inconveniência deste método é que os pequenos clientes, os clientes sazonais que não atingem seus regime de cruzeiro e os clientes não regulares no seu consumo, se encontram limitados de pagar parcelas para uma potência que não utilizam, que para curtas duração. Por esta razão, a tarifa ideal não é recomendada.
- **Tarifa objectiva:** Ele trata-se de repartir a muitas facções o custo de antecipação entre as posições horários de facções a encontrar das tarifas equivalentes vis-à-vis ao preço médio, mas cuja a estrutura é diferente de uma variante ao outra .

No presente estudo, a passagem dos custos marginais as tarifas são feitas com base nos seguintes princípios:

- O custo de antecipação dos investimentos é afecto ao prémio fixo e ao termo energia pelas tarifas de média tensão. Uma variante segundo ao qual todo o custo de antecipação é atribuído ao prémio fixo, é apresentado.
- Quase a totalidade do custo da antecipação é atribuído a parte energia de baixa tensão.

3.2. Estrutura da tarifa da média tensão

Como acima indicado acima, as tarifas em média tensão serão calculadas para as duas proximidades:

- A proximidade da tarifa ideal dada à título indicativo;
- A proximidade da tarifa objectiva, uma variante que imputado todos os custos de antecipação sobre o pico; a outra posição (ou as duas outras posições) não tem (ou não temos) para suportar o preço da energia que a produção e a distribuição de kWh ocasionalmente.

A variante que faz suportar todo o custo de antecipação no pico, tem por inconveniente de tirar um preço de pico proibitivo. Sob essas condições, a experiência mostra que os usuários evitam o consumo durante as horas de pico (ponta) e causa um outro pico (ponta) justamente antes ou após aquele que já está definido, e para tirar proveito do preço relativamente baixo em relação ao aquele ponto. Para falar desta inconveniência, outras formas de repartição de custos entre as posições horários diárias são preconizadas.

Propõe-se para reter o 72.000 FCFA / kW ano sobre os 292.589 FCFA/kW ano representa o custo de antecipação MT, perdas de 22 %. Esta taxa será paga mensalmente à razão de 6.000FCFA por mês horas, taxas para as tarifas à posição horárias. O restante (220.589 FCFA / kW- ano) será repartido sobre o consumo de energia.

Diversas variantes de tarifas objectivas são calculadas. Todas estas variantes são equivalentes, ao preço médio indicado, apenas a estrutura difere de uma variante para outra. Os preços médios são calculados para um período de utilização de 8.760 horas por ano e uma repartição anual conforme a duração de posições horárias.

Tarifa ideal

Todo o custo de antecipação é imputado ao prémio fixo, horas e taxas:

- Prémio fixo = 292.589 FCFA/kW ano
- Preço de energia:
 - Horas de ponta = 124 FCFA/kWh
 - Horas plena = 114 FCFA/kWh

Tarifa objectiva

72.000 FCFA / kW ano são facturados à título de taxa de potência ou prémio fixo e o restante custo de antecipação (259.926 FCFA / kW ano) é imputado as diversas posições horárias que serão três variantes (V1, V2 e V3):

Variantes	V1	V2	V3
Redevance (FCFA/kW-an)	72 000	72 000	72 000
Restante à repartir sobre :	220 589	220 589	220 589
Horas de ponta	50%	60%	70%
Horas pleno	50%	40%	30%

A tarifa objectiva que em découle é o seguinte para uma duração de 8760 horas/ano:

Variantes	V1	V2	V3
Comissões (FCFA/kW-an)	72 000	72 000	72 000
Horas de ponta (FCFA/kWh)	199	214	229
Horas plenas (FCFA/kWh)	129	126	123
Preço teorico médio (FCFA/kWh)	149	149	149

3.3. Estrutura da tarifa de baixa tensão

Tarifa ideal

Todo o custo de antecipação é imputado sobre o prémio fixo (horas taxas):

- Prémio fixo =338.470 FCFA/kW ano
- Prémio de energia uniforme: 127 FCFA/kWh
- Preço de energia:
 - Horas de ponta = 135 FCFA/kWh
 - Horas plenas = 125 FCFA/kWh

Embora essa taxa reflecte o custo marginal, parte fixa é muito elevado para os pequenos e médios consumidores, daí a ideia da amortizar sobre o preço variável da tarifa.

Tarifa objectiva

Se a tarifa BT são as posições horárias e considerando as mesmas variantes de repartição que para a média tensão e uma taxa (prémio fixo) 36.000 FCFA / kW ano correspondente a 3.000FCFA/kW mês e em repercussão dos restantes custos de antecipação de 302.470 FCFA / kW ano na parte variável da tarifa , obtemos as seguintes tarifas objectivas para baixa tensão para as posições horários para uma utilização teórico de 8760 horas por ano:

Variantes	V1	V2	V3
Comissões (FCFA/kW-an)	36 000	36 000	36 000
Restante à repartir sobre :	302 470	302 470	302 470
Horas de ponta	50%	60%	70%
Heures pleines	50%	40%	30%

A tarifa objectiva que se segue é por uma duração de 8.760horas/ano:

Variantes	V1	V2	V3
Comissão (Redevance) (FCFA/kW-an)	36 000	36 000	36 000
Horas de ponta (FCFA/kWh)	239	260	280
Horas plenas (FCFA/kWh)	146	142	138
Preço teórico média (FCFA/kWh)	166	166	166

3.4. Estrutura da tarifa de alta tensão

A tarifa de alta tensão é dada apenas à título indicativo, uma vez que actualmente nenhum cliente é alimentado ao nível desta tensão.

Tarifa ideal

Todo o custo de antecipação é imputado sobre o prémio fixo (horas taxas):

- Prémio fixo =267.579 FCFA/kW-an
- Preço de energia:
 - Horas de ponta = 119 FCFA/kWh
 - Horas plenas = 110 FCFA/kWh

Tarifa objectiva

Considerando os mesmos variantes de repartição que para a média tenção à posições horárias e uma comissão (prémio fixo) 108.000 FCFA / kW ano correspondente a 9.000FCFA/kW mês e em repercussão dos restantes custos, 159.579 FCFA / kW ano na parte variável da tarifa , obtemos as seguintes tarifas objectivos para os as posições horários de baixa tensão , por uma utilização teóricos de 8.760 horas por ano:

Variantes	V1	V2	V3
Comissão/taxa (FCFA/kW-an)	108 000	108 000	108000
Restante à repartir sobre:	159 579	159 579	159 579
Horas de ponta	50%	60%	70%
Hors plenas	50%	40%	30%

A tarifa objectiva que se segue é para uma duração de 8760 horas/ano:

Variantes	V1	V2	V3
Comissão/taxa (FCFA/kW-an)	108 000	108 000	108 000
Horas de ponta (FCFA/kWh)	173	184	195
Horas plenas (FCFA/kWh)	120	118	116

Preço teórico médio (FCFA/kWh)	142	142	142
---------------------------------------	-----	-----	-----

A concessão desta tarifa deve ser sujeita a condições de conexão. O cliente deverá:

- Dispor d seu próprio posto de transformação HT / MT ou, alternativamente, participar com EAGB nos custos de instalação e manutenção da estação, e proporcionalmente a potência à sua disposição (e não as potências subscritas).
- Subscrever o mínimo de potência nas posições HT/ MT (por exemplo, 5 MVA) para beneficiar do HT tarifa.

Clientes de HT (alta tensão) podem optar por um contracto de fornecimento sem interrupção e que beneficia de uma redução sobre a comissão de potência.

3.5. Síntese

Os custos marginais de combustível foram calculados com os custos económicos do combustível correspondente a um barril BRENT entre 100 e 106 USD : 478 FCFA / kg para HFO e 582 FCFA / kg para DDO para dois modelos de posições horárias, um modelo à duas posições e modelo à 3 posições. A diferenciação de custos marginais entre as horas plenas e as horas ocas com o modelo à 3 posições horárias, não é significativa, é retido o modelo de duas posições.

As tarifas para custos marginais, foram estabelecidas para 3 variantes de repartição de custos de antecipação sobre as posições horárias. A análise dos resultados obtidos permitem reter variante V2 que reparte os custos de administração para 60% sobre as horas de ponta (pico) e 40% sobre as horas plenas. Na verdade, com esta variante intermédia, o relatório de tarifas é de 1,6 à 1,8 (dependendo do nível de tensão) entre horas de ponta (picos) e as horas plenas, o que é suficiente para incentivar os utilizadores para evitar as horas de ponta e aumentar a sua preferência de consumo para horas plenas.

As tarifas aos custos marginais assim obtidos encontram-se resumidos na tabela seguinte:

Tabela D.7 : Tarifa ao custo marginal económico

	Energia (FCFA/kWh)		Prémio fixo
	Horas de ponta	Horas plenas	(FCFA/kW/mês)
Alta Tensão	184	118	108 000
Média Tensão	214	126	72 000
Baixa Tensão	260	142	36 000

O preço teórico médio de BT se estabelece nestas condições à 166 FCFA / kWh.

Com os combustíveis valorizados a preço financeiro (521 FCFA / kg para HFO e 630 FCFA / kg para DDO) os preços aos custos marginais são estabelecidas como se segue (para duas variantes do prémio fixo para BT , 3.000 e 1.500 FCFA / mês):

Tabela D.8 : Tarifas ao custo marginal financeiro

	Energia (FCFA/kWh)		Preço fixo
	Heures de pointe	Heures pleines	(FCFA/kW/mois)
Alta Tensão	195	128	108 000
Média Tensão	225	137	72 000
Baixa Tensão (V1)	272	153	36 000
Baixa Tensão (V2)	279	154	18 000

O preço médio teórico de BT são estabelecidas nestas condições à 177 FCFA / kWh e a tarifa uniforme de 175 FCFA / kWh para uma comissão (taxa) de 1.500 FCFA / mês e à 173 FCFA/kWh para uma comissão de 3000 FCFA/mês.

4. Estabelecimento da grelha tarifária

4.1. Introdução

Esta parte do relatório é consagrada ao estudo de requalificação em relação a grelha tarifária de electricidade, e tendo em conta os elementos complementares seguintes:

- O diagnóstico da estrutura tarifária actual e as propostas de melhoria e reestruturação dele resultante;
- O nível das tarifas que devem imperativamente ter em conta as necessidades financeiras da sociedade EAGB estabelecido através da análise financeira;
- Os resultados da tarifação ao custo marginal, que permitiu determinar os custos da prestação dos diferentes níveis de tensão;
- A necessidade de evitar “choque de tarifarias” o que pode ser prejudicial para as relações com os clientes e o plano social;
- A justiça adequada para electricidade, acessível aos grupos sociais desfavorecidos.

4.2. Comparação das tarifas em vigor aos tarifas de custos marginais

A comparação das tarifas aplicadas actualmente em relação as tarifas resultante de estudo de custo marginal permite fazer as seguintes constatações (ver tabela abaixo):

- Para os clientes da tarifa BT Social as tranches 1 , 2 e 3 são respectivamente facturados á 46%, 92% e 184% do custo marginal. A tarifa da tranche 3 é um impedimento , mas é normal, porque você não pode considerar cliente social, a um cliente cujo consumo superior a 200 kWh. Esse cliente tem também a capacidade de migrar para BT Preço normal mais vantajoso para os grandes consumidores.
- Os clientes da tarifa BT Normal, a tranches 1 e 2 são respectivamente faturados à 73% e 140% do custo marginal. Estes níveis são geralmente aceitáveis . No entanto, a lógica económica sugere que esses clientes sejam facturados à uma tarifa uniforme para o custo marginal, sem nenhuma noção de segmentos de consumo.

- Os clientes BT empresas e negócios são facturados à 105 % do custo marginal ao hora pleno (ou Oca) e à 59 % do custo marginal nas hora de ponta (pico) (a tarifa horas ocas não pode actualmente ser aplicado a esses clientes) . Na ausência da tarifa à posições horárias, o nível de tarifa actual é aceitável.
- Quanto aos clientes da média tensão, eles são facturados à 93% do custo marginal à horas plenas (ou Ocas) e 50 % do custo marginal as horas de ponta (a tarifa horas ocas não pode ser actualmente aplicado à esses clientes). A tarifa actual cobre o custo médio do combustível (126 FCFA / kWh).

Tabela D.9 : Tarifas em vigor e tarifas objectivas aos custos marginais

	Tarifa em vigor		Tarifa objectiva ao custo marginal	
	Energia (FCFA/kWh)	Premio (FCFA/mês)	Energia (FCFA/kWh)	Prémio fixo (FCFA/mois)
BT Tarifa Social				
Tranche 1 : <50 kWh	81	920	175	1 500/kVA
Tranche 2 : 50-200 kWh	161			
Tranche 3 : >200 kWh	322			
BT Tarifa Normal				
Tranche 1 : < 200 kWh	128	Monophasé : 3 649	175	1 500/kVA
Tranche 2 : > 200 kWh	245	Triphasé : 21 892		
BT Tarifa Empresas e comércio				
Horas plenas	161	Monophasé: 41388	272	3 000/kVA
Horas Ocas (NA)	129	Triphasé : 197 042	153	
MT Tarifa média tensão				
Horas plenas	128	5 838/kVA	225	6 000/kW
Horas Ocas (NA)	102		137	

NA : Não Aplicável

4.3. Proposta de reorganização da grelha tarifária

As tarifas a partir de custos marginais , submetido muitas das vezes a adaptação de níveis das necessidades financeiras da Sociedade, aos impactos sobre certas categorias de clientes, mas a estrutura das tarifas deve permanecer conforme os custos marginais.

A falta de disponibilidade de certos dados no momento da elaboração deste estudo, recomenda-se tomar as acções complementares seguintes antes de aplicação das tarifas de custo marginal:

- Realizar campanhas de avaliação junto dos clientes em causa para determinar o consumo em posição horárias;
- Ter estatísticas fiáveis sobre o consumo de cada tranche, tal como definido na grelha tarifária;
- Proceder com simulações para determinar os níveis de portagens (negativas ou positivas) ;

- Corrigir os níveis tarifários se necessário.

A reformulação do sistema tarifário EAGB e a passagem para um sistema coerente se fará em duas etapas, e que , a não alterar as receitas da sociedade, de um parte e que não sobrecarregar os clientes, por outro lado. No entanto, a aplicação de certos pré-requisitos necessários para permitir a passagem de uma ou outra das etapas.

Etapa prévia

- Equipamento todos os clientes de sistemas de contagem adequados para permitir calibrar e registar a potência solicitada (instalações de contadores electrónicos em curso de aquisição ou a adição de disjuntores para o sistema actual);
- Instalação de um sistema de medição que pode registar os consumos por posição horárias junto dos clientes que subscreveram as tarifas à posição horárias.

Uma vez satisfeitas essas condições, propõe-se a passagem para uma primeira etapa transitória de reformulação do sistema tarifário da seguinte forma.

Primeira etapa:

1. Aplicar uma tarifa social para economicamente frágeis e manter a tarifa actual de 81 FCFA / kWh, com uma comissão (taxa) relacionada com a potência subscrita de 1.500 FCFA / kVA / mês, mas para protecção é necessário o seguinte:
 - Calibrar a potência máxima à 1 kVA ;
 - Definir uma tranche única de 50 kWh por mês.

Se o consumo do cliente for superior a 50 kWh por mês para um determinado mês será facturado ao tarifa normal com a aplicação da taxa de potência dessa tarifa, para o mês em questão.

2. Fusão das duas tarifas BT Normal e BT social numa só tarifa denominada tarifa BT normal (ou geral) e abandono do conceito de mono fase e trifásico.

O nível actual dessas duas taxas é a seguinte:

- Para um consumo mensal limite de 200 kWh:
 - Factura BT Normal : $200 \times 128 + 3\ 649 = 29\ 249$, soit 146,25 FCFA/kWh ;
 - Factura BT Social : $50 \times 81 + 150 \times 161 + 920 = 29\ 120$, soit 145,6 FCFA/kWh

Tendo em conta o nível actual do preço médio desse tranche que se situa entre 146,25 e 145,6 FCFA/kWh, os testes em branco abaixo mostram que uma tarifa de 125 FCFA / kWh e uma taxa de 1.500 FCFA / kVA / mês pode ser aplicada à tranche (porção) de consumo 0 – 200 kWh .

Preço médio por kWh em função da potência subscrita e da tarifa para um consumo de 200 kWh:

	Tarifa 120 FCFA/kWh		Tarifa 125 FCFA/kWh	
	taxa: 1500 FCFA	taxa : 3000 FCFA	taxa: 1500 FCFA	taxa: 3000 FCFA
2 kVA	135	150	140	155
3 kVA	142,5	165	147,5	170
4 kVA	150	180	155	185
5 kVA	157,5	195	162,5	200

Para os consumos mensais inferiores à 200 kWh, o preço médio do kWh será mais elevado.

Um cliente que beneficia da tarifa social actual, não está interessado em subscrever mais de 1kVA.

Em verdade, o padrão de locais de consumo os lugares na categoria bastante “pequeno consumidor” que não precisa de mais do que 1kVA. Ao passar para o novo sistema , recomenda-se que o agente EAGB aconselha pequeno clientes a não subscrever uma potência superior as suas necessidades, e que , vai ao encontro do seu histórico do consumo. Um trabalho de reclassificação dos clientes é necessário.

Um cliente cujo consumo seja superior a 50 kWh / mês e subscritor 1 kVA para suportar forte incidentes para os consumos entre 51 e 120 kWh , além de 120 kWh / mês , a factura baixa sensivelmente com o novo preço (125 FCFA / kWh para menos de 200 kWh / mês) , como mostrado na tabela abaixo . Não foi possível identificar os clientes que estarão neste caso, por falta de dados. Recomenda-se a realizar os testes necessários para determinar as incidências para EAGB e para os clientes.

Incidência das novas tarifas sobre um cliente que beneficiou da tranche social

1 kVA	Factura mensal actual	Factura mensal nova	Incidência em FCFA/mês	Incidência em %
50 kWh	4 970	5 530	+560	+11%
51 kWh	5 131	7 875	+2744	+53%
70 kWh	8 190	10 250	+2060	+25%
100 kWh	13 020	14 000	+980	+8%
120 kWh	16 240	16 500	+260	+2%
150 kWh	21 070	20 250	-820	-4%
170 kWh	24 290	22 750	-1540	-6%
180 kWh	25 900	23 970	-1930	-7%

2 kVA	Factura mensal actual	Factura mensal novo	Incidência em FCFA/mês	Incidência em %
50 kWh	4 970	7 030	+2 060	+41%
51 kWh	5 131	9 375	+4 244	+83%
70 kWh	8 190	11 750	+3 560	+43%
100 kWh	13 020	15 500	+2 480	+19%
120 kWh	16 240	18 000	+1 760	+11%
150 kWh	21 070	21 750	+680	+3%
170 kWh	24 290	24 250	-40	-0,2%
180 kWh	25 900	25 470	-430	-2%

- Por um consumo mensal superior à 200 kWh, o preço médio actual e o preço médio com uma nova tarifa de 125 FCFA / kWh para tranche 0-200 kWh e 2 se situa como se segue, sabendo que não devemos encontrar cliente social, com consumo acima de 200 kWh (um dos clientes cujo consumo exceda 200 kWh (um cliente cujo o consumo é superior à 200 kWh a interesse à subscrever a tarifa normal):

Consumo mensal	Preço médio en FCFA/kWh			
	Tarifa actual	Nova tarifa : 125 FCFA/kWh para 0-200 kWh e 245 FCFA/kWh para > 200 kWh ; 1500 FCFA/kVA		
		3 kVA	5 kVA	7 kVA
300 kWh	179,16	180	190	200
400 kWh	195,62	196	203	211
500 kWh	205,50	206	212	218
600 kWh	212,08	212,5	217,5	222,5
700 kWh	216,78	217,1	221,4	225,7
800 kWh	220,31	220,6	224,4	228
900 kWh	223,05	223,3	226,7	230
1000 kWh	225,25	225,5	228,5	231,5

Daqui resulta que a tarifa binómio de 125 FCFA / kWh por tranche de 0-200kWh e 245 FCFA/ kWh para a tranche de mais de 200 kWh , com um prémio fixo 1.500 FCFA / kVA não tem grande incidência sobre a factura clientes e, portanto, ao mesmo nível de receita para a Sociedade.

Por conseguinte, orientamos para uma nova tarifa normal, a tarifa binómio de 125 FCFA / kWh por tranche de 0-200 FCFA / kWh e 245 kWh para a tranche maior de 200 kWh , com um prémio fixo 1.500 FCFA / kVA .

3. Determinar a tarifa BT empresas e comércio como se segue (com o abandono da referência trifásica ou monofásico) :
 - Preço de energia : 170 FCFA/kWh que é um nível intermediária entre a tarifa actual (161 FCFA/kWh) e o custo marginal (173 FCFA/kWh) ;
 - taxa de potência : 3.000 FCFA/kVA/mês
 - Energia reactiva : 31 FCFA/kVARh
4. Fixar a tarifa MT commo o seguinte:
 - Preço de energia : 137 FCFA/kWh corresponde ao custo marginal à horas plenas (sabendo que o custo médio do combustível em MT se elevou à 126 FCFA/kWh).
 - taxa de potência : 6.000 FCFA/kVA/mês
 - Energia reactiva : 26 FCFA/kVARh
5. Fornecer uma tarifa especial para a iluminação pública da seguinte forma:
Tarifa de BT Iluminação Pública:
 - Os preços da energia: 178 FCFA / kWh (que corresponde ao custo marginal , dado uma vida de 4745 horas por ano , incluindo 1.460 horas em posição de ponta

facturadas ao custo marginal e 3.285 horas em posição oco facturado pelo custo custo marginal sem custo de antecipação).

- Taxa de potência : 3.000 FCFA/kVA/mês
- Energia reactiva : 31 FCFA/kVARh

Tarifa MT iluminação Pública :

- Preço de energia : 156 FCFA/kWh (correspondant au coût marginal).
- Taxa de potência : 6.000 FCFA/kVA/mois
- Energia reactiva : 26 FCFA/kVARh

Assim, a nova grelha tarifária nesta fase de transição, é a seguinte:

Tabela D.10 : Grelha tarifaria da primeira étape

	Energia (FCFA/kWh)	Energia reactiva (FCFA/kVARh)	Prémio fixo (FCFA/mês)
BT – Tarifa Social			
Tranche unique 0-50 kWh	81		1 500
BT Tarifa Normal			
Tranche 1 : < 200 kWh	125		1 500/kVA
Tranche 2 : > 200 kWh	245		
BT Empresas et comércio			
Tarifa uniforme	170	31	3 000/kVA
BT Iluminação pública			
Tarifa uniforme	178	31	3 000/kVA
MT Tarifa média tensão			
Tarifa uniforme	137	26	6 000/kVA
MT iluminação pública			
Tarifa uniforme	156	26	6 000/kVA

Segunda etapa

Assunto testes, uma vez que os dados necessários são disponibilizados para determinar o impacto sobre a sociedade, bem como clientes , propõe-se , na segunda etapa a evolução seguinte para a estrutura tarifária :

1. Manter inalterada a tarifa social com os preço de energia 81 FCFA / kWh e uma taxa fixa de 1.500 FCFA / kVA / mês em condições de consumo inferior à 50 kWh e uma potência máxima de 1 kVA;
2. Para a tarifa BT normal, a lógica económica sugere que seja facturado ao custo marginal uniforme de 175 FCFA / kWh , com um prémio fixo de 1.500 FCFA / kVA / mês (sem noção de tranche de consumo ou tarifas progressiva) . Uma vez que esta resultaria em numa incidência significativo para os pequenos clientes (consumo inferior a 200 kWh / mês) ,

propõe-se aumentar a tarifa da tranche 0-200 kWh , enquanto que a redução da tarifa da tranche superior. Foram realizados testes para acoplar as tarifas para as duas tranches de 140/230 e 150/220FCFA/kWh (cf. tabela abaixo).

Cons. Mensal	Preço médio em FCFA					
	140 / 230			150 / 220		
	3 kVA	5 kVA	7 kVA	3 kVA	5 kVA	7 kVA
200 kWh	162,5	177,7	192,5	172,5	187,5	202,5
300 kWh	185,0	195,0	205,0	188,3	198,3	208,3
400 kWh	196,2	203,7	211,2	196,2	203,7	211,3
500 kWh	203,0	209,0	215,0	201,0	207,0	213,0
600 kWh	207,5	212,5	217,5	204,1	209,2	214,2
700 kWh	210,7	215,0	219,3	206,4	210,7	215,0
800 kWh	213,1	216,9	220,6	208,1	211,9	215,6
900 kWh	215,0	218,3	221,6	209,4	212,7	216,1
1000 kWh	216,5	219,5	222,5	210,5	213,5	216,5

Os clientes de tranche 0 – 200 kWh/mês suportaram uma parte de custo marginal cada vez mais importante à mesurado que a tarifa é fixa. O facto de ter sido aumentado o preço de primeira tranche, garantir a sociedade as receitas certas das, pos o consumo da primeira tranche é uma passagem obrigatória antes de atingir o tranche seguinte que não determina o número limitado de cliente

Como a evolução deve ser progressiva, pode-se reter em primeiro tempo ambos 140/230, que se traduz num aumento dos preços da energia em 12% para os pequenos clientes (consumo inferior a 200 kWh / mês).

3. Para grandes clientes BT (empresas e comércio), aplicam-se a tarifa à posições horárias aos custos marginais, Seria: os postos de tabelas de preços os custos marginais , ou seja:
 - a. Preço da energia : 153 FCFA / kWh no horário plena e 272 FCFA / kWh nos horários de ponta (pico);
 - b. Taxa de potência: 3.000 FCFA / kVA / mês;
 - c. Energia reactiva: 31 FCFA / kVARh .
4. Para os clientes de MT, aplicar a tarifa à posições horários de custo marginal ou seja:
 - a. Preço da energia : 137 FCFA / kWh nas horas plenas e 225 FCFA / kWh nos horários de ponta (pico) ;
 - b. Taxa de potência : 6.000 FCFA / kVA / mês;
 - c. Energia reactiva: 26 FCFA / kVARh ..
5. Para eventual potencial futuros clientes HT, aplicar igualmente a tarifa aos postos horários aos custos marginais, ou seja:
 - a. Preço da energia: 128 FCFA/kWh aux heures pleines et 195 FCFA/kWh aux heures de pointe ;
 - b. Taxa de potência: 9.000 FCFA/kVA/mois ;
 - c. Energia reactiva: 26 FCFA/kVARh.
6. Para a iluminação pública, manter as tarifas inalteradas.

Assim, a nova grelha de tarifa da segunda etapa é o seguinte :

Tabela D.11 : Grelha tarifaria da segunda etapa

	Energia (FCFA/kWh)	Energia reactiva (FCFA/kVARh)	Prémio fixo (FCFA/mês)
BT – Tarifa Social			
Tranche única 0-50 kWh	81		1 500/kVA
BT Tarifa Normal			
Tranche 1 : < 200 kWh	140		1 500/kVA
Tranche 2 : > 200 kWh	230		
BT Empresas e comércio			
Horas de ponta	272	31	3 000/kVA
Horas plenas	153		
BT Iluminação pública			
Tarifa uniforme	178	31	3 000/kVA
MT Tarifa de média tensão			
Horas de ponta	225	26	6 000/kVA
Horas plenas	137		
MT Iluminação pública			
Tarifa uniforme	156	26	6 000/kVA
HT Tarifa alta tensão			
Horas de pointe	195	26	9 000/kVA
Horas plenas	128		

5. Formula de ajustamento das tarifas

Para poder aplicar uma fórmula para ajustes de tarifa, é indispensável que haja conjugação das condições seguintes:

- Uma ou mais categorias de despesas do sector de água ou de electricidade passar por mudanças imprevisíveis;
- Estas mudanças têm um impacto significativo sobre os resultados financeiros da empresa , remetente em causa seu equilíbrio orçamental;
- A empresa não pode administrar ou controlar ou impedir essas mudanças exógenas ao seu funcionamento.

A tabela a seguir apresenta as receitas previsionais e as despesas previsionais da actividade “ELETRICIDADE” e seus respectivos para 2015 que seria a priori o primeiro ano de aplicação da fórmula de ajustes de tarifas . Cada categoria de despesa é então analisada, a fim de estabelecer a estrutura da fórmula de ajustamento das tarifas.

Tabela D.12 : Etrutura das despesas e rendimento prévisional “Electricidade” de 2015

REVENUS PREVISIONNELS DE 2015	Montant (kFCFA)	% du total	
Rendimento Venda de energia & prémio fixo	12 793 652	99,8%	
Outros rendimentosAutres revenus	21 497	0,2%	
Total de rendimento	12 815 148	100%	
DESPESAS PREVISIONAIS 20015	MontantE (kFCFA)	% du total	% RVE(*)
Compras DDO	2 793 893	23%	21,8%
Compras HFO	2 823 950	23%	22,1%
Compras de energia (central solar)	1 740 218	14%	13,6%
Compras de energia (interconexão)	0	0%	0,0%
Outras compras de consumíveis	1 924 146	16%	15,0%
Despesas de pessoal	523 786	4%	4,1%
Dotação de amortização	581 666	5%	4,5%
Dotaçãoprovisions	410 644	3%	3,2%
Impostos et taxas	408 676	3%	3,2%
Outras despesas de exploitation	686 419	6%	5,4%
Despesas financeirass	217 414	2%	1,7%
Total das despesas	12 110 812	100%	94,7%
Resultado NET	704 337	5,5%	5,5%

(*) RVE : Rendimennto la das vendas de energia et primes fixes.

As Compras de combustível (DDO e HFO) representam 46% dos custos da actividade EAGB electricidade (23% em DDO e 23% em HFO) e 44 % das receitas provenientes da venda de energia e de prémios fixos (21, 8% no DDO e 22,1% em HFO) . Eles são fixados por referência aos seus preços FOB de compra que estão directamente ligados ao preço do Petróleo Brent . Os preços dos combustíveis estão sujeitos a alterações que têm efeitos independentes da gestão do sector eléctrico na Guiné-Bissau. Portanto , estes despesas devem ser considerados na fórmula de ajustamento.

Compra de energia a partir da central solar representa 14% do total das despesas em 2015. O preço de compra de energia foi fixado em US \$ 0,29 / kWh no quadro do contrato entre o Governo da Guiné-Bissau e o promotor do projecto. Este preço não está sujeito a variações e não deve, portanto, ser consideradas na fórmula de ajustamento.

As outras compras de materiais e equipamentos inclui compras de óleo e água e as despesas para peças de reposição , de peças de reposição carros e outros consumíveis. Esta despesa representa 16 % do total das despesas. Estima-se que a maior parte desse encargo é pago FCFA ou Euros. Esta taxa será excluída da fórmula de ajustamento das tarifas. Suponha que a paridade do franco CFA em relação ao Euro mantém-se inalterada.

Os " Outras despesas de exploração ou “serviços exteriores” incluem as despesas de transporte e os serviços do seu tratamento, aluguer de equipamentos, prémio de seguro, despesas de comunicação, despesas de formação do pessoal, etc . Esta taxa representa 6 % das despesas da sociedade. Este encargo é pago essencialmente FCFA ou em Euros. Portanto, esta taxa será excluída da fórmula de reajustamento das tarifas.

As despesas com pessoal (salários de pessoal e benefícios associados) representam 4 % das despesas da Sociedade e estão sob o controle do gerente. As convenções colectivas são aquelas que não

sofrem alterações imprevisíveis. Por estas razões, eles também estão excluídos da fórmula de revisão tarifária.

As dotações para as amortizações sobre a depreciação dos activos imobilizados e representam 5% das despesas da Sociedade. Elas reflectem o esforço de investimento da Sociedade que é pago principalmente em FCFA ou Euros. Portanto, esta carga não será levada em consideração na fórmula de revisão das tarifas.

As dotações para as provisões a depreciação de stock e de recebíveis de cliente dvidosas e das provisões para reformas. Eles devem estar sob o controle dos dirigente da sociedade. consequentemente, eles são excluídos da fórmula de revisão tarifária.

As despesas financeiras terão grandes aumentos nos próximos anos , dado o enorme esforço investimento requerido . Eles representarão 2 % do total das despesas da Sociedade em 2015 e são, essencialmente, pagas em euros. Eles não serão tidos em conta na fórmula de revisão tarifária.

Os Impostos e taxas representam 3 % das despesas da Sociedade e não estão sujeitas a mudanças imprevisíveis . Por estas razões, esta taxa será excluído da fórmula de reajustamento tarifário. Como resultado desta análise que a fórmula o ajustamento das tarifas deve levar em conta de maneira explicita em dois parâmetros: o preço do HFO e o preço de DDO.

Em conformidade com os elementos acima apresentados, a fórmula de ajustamento retida é a seguinte :

$$P_n = P_0 * (0,561 + 0,218 * DDO_n / DDO_0 + 0,221 * HFO_n / HFO_0)$$

Onde :

P_n : a nova tarifa de electricidade (após ajustamento) ;

P_0 : a tarifa inicial da electricidade

DDO_n : o novo preço do DDO

DDO_0 : o preço inicial do DDO

HFO_n : o novo preço do HFO

HFO_0 : o preço inicial do HFO

Conforme os princípios de funcionamento , pode-se dizer que:

- Uma variação de mais ou menos 5 % é necessário para causar um ajuste de taxa;
- O aumento deve ser apresentado à autoridade de supervisão para aprovação;
- Os coeficientes de ponderação são revidas uma vez ao ano em função dos objectivos retidos para o mix do consumo (DDO HFO) e dos seus preços respectivos e de resultados dee exercício anterior.

Exemplo de aplicação da fórmula de ajustamento das tarifas :

Com base de um aumento simultâneo de 12% dos preços dos combustíveis (HFO e DDO), a aplicação da formula de ajuste tarifário estabelecido acima, para calcular as novas tarifas a prever como se segue:

$$P_n = P_0 * (0,561 + 0,218 * 1,12 + 0,221 * 1,12) = 1,0527 * P_0 \approx 1,053 * P_0$$

Um aumento das tarifas de 5,3%.

Vérificação pour 2015 :

O aumento dos preços dos combustíveis de 12% em 2015 , se traduziu num aumento de custos previsionais de 2015 de : $12\% * 2793893 + 12\% * 2823950 = 674141$ kFCFA ; representando 5,3 % da receita " venda de energia e de prémios fixos ." Deve , portanto, aplicar um aumento da taxa de 5,3% para compensar o aumento das despesas decorrentes aumentos de preços considerados.

PARTIE E : ESTUDO TARIFÁRIA PARA ÁGUA

1. Análise do systema tarifária existente

1.1. A tarifa de Água

Quanto à electricidade, a grelha de tarifas actuais da água está em vigor desde 1997. A tarifa de água da água tem dois componentes, um prémio fixo , uma espécie de taxa de conexão e um consumo indexados distingue duas categorias de clientes : os componente conexões individuais e fontanários . O total destes dois componentes, adiciona 15 % para o IGV (Imposto Geral de Venda) . A factura é emitida mensalmente.

Tabela E.1 : Grelha tarifária de água

	Tarifa do m ³ (FCFA)		Prémio fixo (FCFA/mês)
	Tranche 1 <=30 m ³	Tranche 2 > 30 m ³	
Conexões particulares	131	205	591
Fontenários	131		591

O sistema de tarifação praticada é caracterizada pela implementação de um tarifa progressiva (ou bloco crescente) para conexões individuais e fontanários uniformes.

O princípio da tarifação progressiva é de definir uma primeira tranche de consumo dito social, com uma amplitude correspondente às necessidades vitais de uma casa (higiene pessoal, bebidas, etc .) E uma tarifa muito baixa (abaixo do custo) para permitir , por uma questão de justiça social , o acesso dos pobres à água potável de serviço público. Em seguida, as fatias ou outros cujo consumo é considerado é o uso de " conforto " normalmente são cobrados em taxas mais elevadas para colmatar o défice incorrido sobre o bloco social. Assim, este regime de preços envolve uma redistribuição da riqueza e equalização entre os usuários. Dependendo do consumo, certas classes de usuários pagam mais e subsidiar outras classes. Este sistema pressupõe que o consumo aumenta com a renda.

1.2. Critica do sistem tarifária actual

A análise da tabela de preços atual permitiu identificar os os princípios e objectivos da diferenciação de preços:

- 1) Os 30 m³ são muito mais elevados do que o consumo de uma família economicamente fraco. Considerando uma família de oito pessoas que consomem apenas a necessidade vital é estimado em 25 l / j / p, o consumo mensal de uma tal família seria 6 m³. A título indicativo, o bloco social é 8 m³ em Burkina Faso e Senegal 10 m³.
- 2) Por definição, um cliente cujo consumo excede a amplitude da primeira parcela é mais social. Portanto, o fato de concessão de 30 m³ tarifa social para os clientes que não são economicamente desfavorecidos não se justifica. Em outras palavras, não faria mais sentido

cobrar por qualquer consumo superior a 30 m³, os custos totais de consumo da segunda parcela.

- 3) Além disso, a tarifa social para os primeiros benefícios tranche não apenas os clientes domésticos (com pouco ou nenhum recurso), mas também para os clientes não domésticos (empresas, governos, representações internacionais, etc.), Que não faz sentido.
- 4) Notamos também que não há clara diferenciação de tarifas entre os dois grupos. O preço da segunda parcela é maior por apenas 56% em comparação com a primeira parcela. Na realidade, o preço da segunda parcela continua a ser baixa e, como veremos a seguir, bem abaixo do custo médio de fornecimento, em seguida, que é suposto para colmatar o défice no grupo social. Para efeito de comparação, o consumo além de 30 m³ são facturados em 1040 FCFA/m³ em Burkina Faso e 789 FCFA/m³ Senegal, é de 4-5 vezes a taxa de EAGB para a segunda parcela.
- 5) A tabela de preços atual tem a vantagem da simplicidade, mas essa simplicidade é levada ao extremo, com apenas duas fatias de consumo, sem diferenciação de uso. Na maioria dos países onde se aplica o sistema de preços diferenciados, há pelo menos três fatias de consumo para os clientes domésticos e diferenciação interna / não nacional. A primeira parcela é uma fatia social e a última fatia é uma fatia de preço ou taxa total impedimento para desencorajar o desperdício de uma natureza recurso limitado. Este é o caso do preço da água em ambos os países já mencionados. No Senegal, a tabela de preços para o consumo de água são três tranches para assinantes domésticos (classe social <10 m³ por mês, uma gama completa de 10 a 20 m³ por mês, uma fatia de dissuasão > 30 m³ por mês), enquanto assinantes tarifas não domésticas são cobrados impedimento. Praticamente o mesmo sistema de preços é aplicada a Burkina Faso, com a diferença que há quatro fatias de consumo para os clientes domésticos.

Para estas observações gerais sobre o projeto da tabela de preços, além de outras condições específicas EAGB operacional:

- 6) Da Tabela borda comercial mais de três quartos dos clientes são cobrados a taxa. Seja qual for o uso, ele é de 30 m³ são cobrados às famílias e 1.000 m³ por fontanários. Para os profissionais (governos, empresas, organizações internacionais, etc.), O pacote é estimado com base na natureza da atividade. Além do fato de que o operador privado de um rigoroso monitoramento do desempenho da rede e da evolução da demanda do consumidor, o plano de faturamento é uma fonte de excesso de consumo e desperdício, como usar mais clientes, a menos que é caro m³.
- 7) La consommation au forfait encourage également le branchement de voisinage, voire la O plano também incentiva o consumo de conectar bairro ou revenda de água. No âmbito do projecto PMRI, mais de 3.300 metros foram instalados e 2.400 metros foram entregues a EAGB em 2008. No final de 2010, tem apenas 2.461 clientes no balcão, provavelmente porque alguns clientes não têm interesse em contadores.

- 8) EAGB torna-se um pouco os níveis de configuração de pacote de consumidor, teoricamente, bem acima do consumo normal de uma casa ou de um tubo vertical (ver 3.4), mas isso é susceptível de criar um sentimento de injustiça entre consumidores.
- 9) A taxa fixa é freqüentemente chamado de " carga " ou " taxa de serviço de conexão para os assinantes. " Ele normalmente inclui sucessão fresco, faturamento e cobrança e os custos de manutenção e / ou balcões de aluguer. Muitas vezes, é definido com base no diâmetro do contador ou por fatura. EAGB no grid, ele é definido como 591 CFA por fatura. Para um cliente que consome 10 m³ e cobrado o metro, o prémio fixo é de 45% da fatura. Visto por este prisma, o nível do prémio fixo é bastante elevada, mas isso é por causa do preço por m³ é baixo. Do ponto de vista do custo fixo de um projeto de lei, este nível de prémio fixo parece baixo. Também é bem abaixo do nível encontrado em países vizinhos (1.000 FCFA / fatura em Burkina Faso, por exemplo).

1.3. Proposta de melhoria

Em primeiro lugar, é necessário fazer todos os esforços para erradicar a assim que o pacote do consumidor e avançar para uma cobrança com base no consumo real. É essencial ter ferramentas qu'EAGB pode controlar a gestão, mas especialmente para a igualdade de tratamento dos clientes, tornando-os pagar o preço " apenas " o seu consumo.

Tendo em conta o acima sobre o atual sistema de tarifa comentários, propõe-se a reestruturar a última da seguinte forma:

1. Fornecer três categorias de consumidores: Doméstica, Profissionais e fontanários
2. Mantendo-se sobre o sistema de preços diferenciados, proporcionando três fatias de consumo:
 - tranche social: consumo <10 m³
 - Tranche intermédia: o consumo entre 10 e 30 m³
 - Tranche total: consumo > 30 m³
3. Os assinantes domésticos serão facturados conforme à estes três chance de consumo.
4. Os fontanários continuarão a usufruir da tarifa social para todos do seu consumo.
5. Os profissionais (administração, empresas, organizações internacionais) serão facturados da tranche plena paraa totalidade do consumo.

Os Níveis tarifários será determinado no Capítulo 3 deste relatório parcial. Com estas propostas de reestruturação, a tabela de preços é a seguinte:

Tabela E.2 : Proposta de reestruturação da grelha tarifária de água

	Tarifa do m ³			Prémio fixo (FCFA/mês)
	Tranche 1 < 10 m ³	Tranche 2 : 10 à 30 m ³	Tranche 3 > 30 m ³	
Doméstico	T1	T2	T3	P1
Profissional	T3			P2
Fontanários	T1			P3

2. Estudo do custo marginal

2.1. Définition do custo marginal

O custo marginal é definido como o custo adicional causado pelo aumento do consumo de m3. Podemos distinguir o seguinte que a empresa de água pode ou não adaptar as suas estruturas de produção e distribuição para atender à demanda adicional de custo marginal. Assim, chamamos:

- Custo marginal de curto prazo (CMCP), o custo adicional de fornecer um m3 adicionais sofridas pelo fabricante (ou distribuidor) para equipamentos inalterada capacidade;
- Custo marginal de longo prazo (CMLP), o custo adicional de fornecer um m3 adicionais suportados pelo produtor pode modificar a sua capacidade de adaptar-se à demanda extra.

O preço de custo marginal de curto prazo não pode resultar em déficit, se o custo é suficientemente aumentando, o que não é o caso de quase todos os serviços públicos. Fornecimento de água potável, os investimentos são tão importantes que eles geralmente dominam os custos operacionais e de preços ao custo marginal de curto prazo leva inevitavelmente a grandes déficits. Por este motivo, admite-se que o preço deve ser baseada na LRMC vez de CMCT.

2.2. Estimação do custo marginal

Na prática, o CMLP é baseada na projeção de despesas de capital e os custos operacionais e de manutenção e as quantidades a serem consumidos muito tempo surune. Ele é obtido dividindo-se o valor descontado do custo total adicional (custos de investimento e de operação e manutenção periódica) pelo valor presente de quantidades adicionais de água consumidas.

$$\text{CMLT}(r) = \frac{\sum_i (I_i + \Delta E_i) / (1+r)^i}{\sum_i \Delta Q_i / (1+r)^i}$$

Où :

I_i = Despesa de investimento ao ano i

ΔE_i = Despesas adicional de exploração e de manutenção ao ano i

ΔQ_i = Acrescimento do consumo ao ano i

r = taxa de actualização

O consumo projetado e plano de investimentos, são os estabelecidos no Capítulo 2 sobre os dados do estudo.

Custos de operação e manutenção adicionais estão estimados tendo em conta as projeções financeiras estabelecidas no capítulo 3 da parte B, mantendo apenas os custos variáveis. Eles vão de 156,4 em 2.014-135,6 FCFA/m³ FCFA/m³ em 2020, devido ao aumento da eficiência das redes de distribuição (ou redução de perdas).

Ela mostra um longo prazo marginais 322 FCFA/m³ que custam como se segue:

- Investimento: 166 FCFA/m³
- Operação e Manutenção: 156 FCFA/m³

Deve notar-se que o custo marginal de modo determinado não é uma taxa, mas sim um sinal económico e um repositório que irá contribuir para a transformação das tarifas de custo marginal aos clientes.

3. Estabelecimento de grelha tarifária

3.1. Introdução

Esta parte do relatório é consagrada ao estudo da remodelação a ser feita para a grelha de tarifas para a água, e, tendo em conta os seguintes recursos adicionais:

- O diagnóstico da estrutura tarifária atual e propostas de melhoria e reestruturação que resultou;
- O nível das tarifas que devem imperativamente ter em conta as necessidades financeiras da Sociedade EAGB estabelecida através do estudo financeiro;
- A estimação do custo marginal;
- A necessidade de evitar “choque tarifária” o que pode ser prejudicial para o relacionamento com os clientes e socialmente;
- A justiça a água potável continua a ser acessível a grupos sociais desfavorecidos..

3.2. Atenção aos principais resultados e propostas

Com base na análise e diagnóstico do sistema tarifário em vigor, recomendou-se primeiro a erradicar prontamente o consumo ao planear e uma facturação com base no consumo real, e é por isso que a EAGB possui ferramentas de gestão de gestão, mas sobretudo para a igualdade de tratamento dos clientes, fazendo-os pagar o “preço justo” do seu consumo.

Em seguida, foi proposta a reestruturação do sistema de tarifas da seguinte forma:

1. Prever três categorias de consumidores: Doméstica, negócios e fontanários
2. Todo o restante sobre o sistema de facturação progressiva, preve-se três tranche de consumo:
 - tranche social: consumo <10 m³
 - tranche intermédia: o consumo entre 10 e 30 m³
 - tranche total: consumo > 30 m³
3. Assinantes domésticos serão facturados de acordo com estes três tranche do consumo.
4. Assinantes fontanários continuar a usufruir da tarifa social para a totalidade de consumo.
5. Profissionais (administração, empresas, organizações internacionais) será facturados a tarifa do tranche pleno para a totalidade do seu consumo.

A análise e projeções financeiras demonstrou que, com as tarifas atuais, as receitas cobriria que 57% das despesas operacionais em 2014, e concluiu que a necessidade de aumentar as taxas em 40% em 2014 (que permite ser justo para compensar as perdas em quantidade ligadas a substituição da

faturação ao plano por faturação ao contador), 25% em 2015 e 25% em 2016, que permite alcançar um preço de venda médio de 287 FCFA/m³.

Considerando as previsões da e do plano de investimentos para o período 2014 - 2020, o custo marginal de longo prazo foi estimada em 322 FCFA/m³ e se deve de seguinte forma:

- Investimento: 166 FCFA/m³
- Operação e Manutenção: 156 FCFA/m³

3.3. Proposta de reorganização da grelha tarifária

No final de 2010, EAGB contava com 7.613 clientes a taxa sobre um total de 10.074 clientes, portanto mais de 3 clientes sobre quatro são taxado. Não podemos meter em vigor uma tarifação pertinente ao m³(ao custo marginal ou outro) nessas condições.

Considerando o acima exposto, é proposto proceder por etapa:

Primeira etapa (2014-2015):

- Equipar todos os clientes de contadores e os responsabilizar sobre seus contadores;
- Proceder com o aumento da tarifa de 40% em 2014 e 25% em 2015 (seria de passar o preço de venda para tranche de média de 30 m³ de 131 FCFA/m³ à 230 FCFA/m³;
- Fixar o premio fixo de 750 FCFA/mês.

Esses aumentos serão em principio dissuasivos para a faturação a taxa. Um cliente consumidor de 10 m³/mês mais é faturado a taxa (30m³/mês) perderia 4600 FCFA/mês com as novas tarifas. Contra 2.680 FCFA/mês com as antigas tarifas.

Uma família⁹ com 8 pessoas e de baixa renda, consumindo o mínimo vital estimado em 25 l / j / p, tera uma fatura de água de 2.130 FCFA / mês. Considerando-se que esta casa tem 1,5 pessoas salário mínimo de 30.000 CFA / mês, a conta de água representa 4,7% de sua renda. Portanto, os aumentos das taxas propostas são aceitáveis, como é geralmente aceite que as famílias urbanas de baixa renda está disposto a gastar 5% de sua renda com serviços de água.

Após esta etapa, a sociedade devera dispor de estatísticas fiáveis sobre o número dos clientes e o consumo por categoria de cliente.

Além disso, no final desta etapa, com a esperança de que a maioria dos clientes serão equipados de contadores, pode-se passar a uma etapa seguinte de uma tarifação progressiva (a parcela de consumo), tendo como referência o custo marginal a longo termo.

Segunda etapa (a partir de 2016):

Recorde-se a medida que, com a instalação de contadores, a Sociedade normalmente perdia sobre as quantidades faturadas, de modo que o seu rendimento não vai aumentar em apenas 25% no fim da primeira etapa. Nestas condições que o preço de venda médio aumenta também de 25% em 2016, para cobrir as necessidades financeiras.

⁹ Taille moyenne des ménages en Guinée Bissau

Sob reservas de simulações e testes com os dados estatísticos que vão tornar a ser disponíveis dependendo da primeira etapa, propõe-se, na segunda etapa, como se segue:

- Manter a taxa do tranche social e fontanários 230 FCFA/m³;
- Fixar a tarifa da terceira parcela para os clientes domésticos e profissionais de preços ao custo marginal de 20%, ou seja, 390 FCFA/m³;
- Fixar a tarifa da segunda tranche (parcela) para os clientes domésticos a preços médios das tarifas da primeira e terceira tranches, ou seja, 310 FCFA/m³ (um nível ligeiramente inferior ao custo marginal de longo prazo);
- Mantenha o prémio fixo de 750 FCFA / mês para todos os clientes.

Com estas propostas, a nova tabela de preços é a seguinte:

Tabela E.3 : Nova grelha tarifária de água

	Tarifa do m ³			Prémio fixo (FCFA/mês)
	Tranche 1 < 10 m ³	Tranche 2 : 10 à 30 m ³	Tranche 3 > 30 m ³	
Doméstico	230	310	390	750
Profissionais		390		750
Fontanários		230		750

4. Formula de ajustamento das tarifas

Para aplicar uma fórmula para ajustamentos das tarifas, é indispensável que tenha a conjugação das condições seguintes:

- Uma ou mais categorias de despesas no setor de água ou de electricidade sofrem as mudanças imprevisíveis;
- Estas mudanças têm um impacto significativo sobre os resultados financeiros da empresa, questionando um orçamento equilibrado;
- A empresa não pode administrar ou controlar e nem prever essas mudanças de origem exógenas a sua exploração.

A tabela a seguir apresenta os rendimentos previsionais e os encargos previsionais da atividade "ÁGUA" e seus respetivos pesos para 2015 seria a priori o primeiro ano de aplicação da fórmula de reajustes das tarifas.

Tabela E.4 : Estrutura de despesas e rendimento previsionais "Água" de 2015

RENDIMENTO PREVISIONAL DE 2015	Montante (kFCFA)	% do total	
Rendimento venda de energia & prémio fixos	1 306 227	10,2%	
outros rendimentos	5 374	0,0%	
Total des revenus	1 311 601	10%	
DESPESAS PREVISIONAIS DE 2015	Montant (kFCFA)	% du total	% RVE(*)
Compra de electricidade para Bombagem	625 443	48%	47,9%
Outras compras de consumíveis	217 181	17%	16,6%
Despesas com pessoal	165 406	13%	12,7%
Dotação para amortização	184 226	14%	14,1%
Dotação para provisões	47 618	4%	3,6%
Impostos e taxas	3 024	0%	0,2%
Carga financeira	58 269	4%	4,5%
Total de despesas	1 301 167	100%	99,6%
RESULTADO NET	10 434	0,8%	0,8%

(*) RVE : Rendimento de venda de energia e prémios fixos.

Da mesma forma que para a atividade "eletricidade", a análise das diferentes categorias de despesas permite de reter como parâmetro para uma fórmula de reajustamento das tarifas de água, o preço da electricidade. A fórmula de reajustamento é então escrito da seguinte forma:

$$W_n = W_0 * (0,521 + 0,479 * P_n/P_0)$$

Onde:

W_n : a nova taxa de água (após o ajuste);

W_0 : tarifa de água inicial

P_n : o novo preço da electricidade

P_0 : o preço inicial de electricidade

Como princípios de funcionamento, podemos reter aquilo que segue:

- Uma variação de mais ou menos 5% é necessário para causar um ajuste de taxa;
- O aumento deve ser submetido à autoridade de tutela para aprovação;
- Os coeficientes de ponderação são revistos anualmente em função do preço da electricidade e os resultados de exercício do ano anterior.

Exemplo de aplicação da fórmula de reajuste das tarifas:

Com base de um aumento de 12% do preço da electricidade, a aplicação da fórmula do reajuste tarifas estabelecida acima permite para calcular as novas taxas a prever no seguinte:

$$P_n = P_0 * (0,521 + 0,479 * 1,12) = 1,05748 * P_0 \approx 1,057 * P_0$$

Seja um aumento das tarifas de 5,7%.

Verificação para 2015:

O aumento do preço da electricidade de 12% em 2015, se traduz em um aumento de custos previsional de 2015: $12\% * 625.443 = 75053$ kFCFA, o que representa 5,7% dos “rendimentos da venda de energia e prémios fixos”. Deve, portanto, aplicar um aumento da taxa de 5,7% para compensar o aumento dos custos consecutivos aos aumentos de preços considerados.

ANNEXE 1 : GRILLES TARIFAIRES ACTUELLES D'EAGB

ANNEXE 1 : Grilles tarifaires EAGB

Tarifs de l'électricité en FCFA HT

Composante	Unité	Tarifs en FCFA
<i>Tarifs Normaux (utilisation générale)</i>		
BT Tarif Normal		
Prime Fixe en Monophasé/ mois		3 649
Prime Fixe en Triphasé/ mois		21 892
1e échelle < 200 KWh/mois	KWh	128
2e échelle > 200 KWh/mois	KWh	245
MT Tarif Moyen Tension		
Prime Fixe par KVA installé/mois	KVA	5 838
Electricité active, heures pleines	KWh	128
Option - Active, heures creuses (non applicable)	KWh	102
Réactive au-delà de 0,75 active	KVARh	38
<i>Tarifs Spéciaux</i>		
BT Tarif Social - seulement en Monophasé		
Prime Fixe/mois		920
1e échelle < 50 kWh/mois	KWh	81
2e échelle: 50 à 200 kWh/mois	KWh	161
3e échelle > 200 kWh/mois	KWh	322
BT Tarif Entreprises et commerces		
Prime Fixe en Monophasé/mois		41 388
Prime Fixe en Triphasé/mois		197 042
Electricité active, heures pleines	KWh	161
Option - Active, heures creuses (non applicable)		129
Réactive au-delà de 0,75 active (non applicable)	KVARh	48

Tarifs de l'eau potable, en FCFA HT

Composante	Unité	Tarif en FCFA
Prime Fixe/mois		591
Tarif forfait < 30 m ³ /mois	m ³	131
Tarif forfait > 30 m ³ /mois	m ³	205
Tarif au compteur		
1e échelle < 30 m ³ /mois	m ³	131
2e échelle > 30 m ³ /mois	m ³	205
Bornes Fontaines	m ³	131

ANNEXE 2 : DONNEES DE BASE

PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION POUR LE SAB													
	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PUISSANCE INSTALLEE	17,0	20,0	20,0	20,0	35,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	82,0	82,0	82,0
<u>Groupes existants</u>													
GE 1D			1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
GE 2D			1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
GE 1E	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
GE 2E	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
GE 3E			1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
ABC 1	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
ABC 2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
<u>Groupes programmés</u>													
Centrale solaire (privé)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3 Groupes de 5 MW (BOAD)					15	15	15	15	15	15	15	15	15
Interconnexion Kaléta et Sambangalou (OMVG)						20	20	20	20	20	20	20	20
Centrale hydroélectriques de Saltinho et Cusselinto											27	27	27
PUISSANCE INSTALLEE DISPONIBLE LE SOIR (MW)	7,0	10,0	10,0	10,0	25,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	72,0	72,0	72,0
DEMANDE POINTE (MW)	18,0	23,2	24,9	24,9	26,7	28,5	30,3	32,1	34,5	37,0	39,5	42,0	44,4
TAUX D'INDISPONIBILITE (%)	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
RESERVE (MW)	4,5	5,8	6,2	6,2	6,7	7,1	7,6	8,0	8,6	9,3	9,9	10,5	11,1
SURPLUS OU DEFICIT DE PUISSANCE	-15,5	-19,0	-21,2	-21,2	-8,4	9,4	7,1	4,9	1,8	-1,3	22,6	19,5	16,5
PROGRAMME D'EQUIPEMENT													
PUISSANCE INSTALLEE DISPONIBLE LE SOIR (MW)	7,0	10,0	10,0	10,0	25,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	72,0	72,0	72,0
SURPLUS OU DEFICIT DE PUISSANCE	-15,5	-19,0	-21,2	-21,2	-8,4	9,4	7,1	4,9	1,8	-1,3	22,6	19,5	16,5
% de la demande	-86%	-82%	-85%	-85%	-31%	33%	24%	15%	5%	-3%	57%	47%	37%
COUT D'INVESTISSEMENT (en kFCFA TTC)													
Centrale solaire (privé)													
3 Groupes de 5 MW (BOAD)	17 970 000	3 594 000	7 188 000	7 188 000									
Interconnexion Kaléta et Sambangalou (OMVG)													
Centrale hydroélectriques de Saltinho et Cusselinto													
COUT TOTAL	17 970 000	3 594 000	7 188 000	7 188 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PLAN D'INVESTISSEMENT ELECTRICITE D'EAGB 2014 - 2020

COUT TTC (en milliers FCFA)	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Programme de renforcement du système de production								
3 Groupes de 5 MW (BOAD) (& réhabilitation de 5 groupes existants)	17 970 000	3 594 000	7 188 000	7 188 000				
Programme de transport d'énergie (PTE)								
	11 936 082	1 193 608	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412
Programme d'extension et de densification des réseaux de distribution (PEDRED)								
Réseaux MT	2 549 049	254 905	382 357	382 357	382 357	382 357	382 357	382 357
Réseaux BT	2 797 657	279 766	419 649	419 649	419 649	419 649	419 649	419 649
Branchements	655 957	65 596	98 394	98 394	98 394	98 394	98 394	98 394
COUT TOTAL	29 906 082	4 787 608	8 978 412	8 978 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412

PLAN D'INVESTISSEMENT EAU D'EAGB 2014 - 2020

COUT TTC (en milliers FCFA)	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Programme de renforcement du système de production								
	4 350 000	435 000	652 500	652 500	652 500	652 500	652 500	652 500
Programme de réhabilitation des réseaux de distribution								
	5 050 000	505 000	757 500	757 500	757 500	757 500	757 500	757 500
COUT TOTAL	9 400 000	940 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000

PLAN PRODUCTION ELECTRICITE D'EAGB 2014 - 2020

En MWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DEMANDE D'ENERGIE AUX BORNES CENTRALES (1)	112 515	143 230	152 456	161 469	170 278	180 921	191 564
PRODUCTION SOLAIRE (2)	8 001	12 002	16 002	16 002	16 002	16 002	16 002
IMPORTATIONS INTERCONNEXIONS (3)	0	0	0	0	87 600	87 600	87 600
DEMANDE THERMIQUE (4) = (1) - (2) - (3)	104 514	131 229	136 454	145 467	66 676	77 319	87 962
POTENTIEL DE PRODUCTION THERMIQUE (5)	30 660	43 800	43 800	109 500	197 100	197 100	197 100
PRODUCTION THERMIQUE (6) = Min(4;5)	30 660	43 800	43 800	109 500	66 676	77 319	87 962
DEMANDE BORNES CENTRALES DESSERVIE (6) = (2) + (5)	38 661	55 802	59 802	125 502	170 278	180 921	191 564
CONSOMMATION COMBUSTIBLE (tonnes)	6 899	9 855	9 855	24 638	15 002	17 397	19 792

ANNEXE 3 : RESULTATS DU MODELE DE PROJECTIONS FINANCIERES

HYPOTHESES DE L'ETUDE FINANCIERE

TAUX DE CHANGE		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EUR/FCFA		655							
USD/FCFA		500							
CONSOMMATION SPECIFIQUE DES GROUPES THERMIQUES									
Consommation spécifique moyenne (gr/kWh)		225	225	225	225	225	225	225	225
COUTS FINANCIERS DES COMBUSTIBLES									
Consommation DDO % du total		50,0%	50,0%	45,0%	40,0%	35,0%	30,0%	25,0%	20,0%
Consommation HFO % du total		50,0%	50,0%	55,0%	60,0%	65,0%	70,0%	75,0%	80,0%
Augmentation des prix			0,0%						
Prix du DDO	FCFA/kg	630	630	630	630	630	630	630	630
Prix du HFO	FCFA/kg	521	521	521	521	521	521	521	521
PRODUCTION CENTRALE SOLAIRE									
Taux d'utilisation			50%	75%	100%	100%	100%	100%	100%
Production (MWh)			8 001	12 002	16 002	16 002	16 002	16 002	16 002
PUISSANCE GARANTIE & ENERGIE IMPORTEE A TRAVERS INTERCONNEXIONS									
Taux de disponibilité moyen sur l'année							50%	50%	50%
Puissance disponible en moyenne sur l'année (MW)							10	10	10
Energie importée (MWh)							87 600	87 600	87 600
COUT D'INVESTISSEMENT									
Groupe thermique			800 000 kFCFA HT/MW						
			944 000 kFCFA TTC/MW						
Groupe de 5 MW			4 000 000 kFCFA HT						
			4 720 000 kFCFA TTC						
COUT E&M DES CENTRALES									
Centrale thermique			50 millions FCFA/MW						
REVENUS UNITAIRES DE BASE									
Autres produits d'exploitation Electricité		16 843 kFCFA/an en 2010					Augmentation annuelle		
							5%		
Autres produits d'exploitation Eau		4 211 kFCFA/an en 2010					5%		
Taux d'intérêt / Trésorerie passive		10%							
COUTS UNITAIRES DE BASE									
Achats d'énergie de la centrale solaire		145,00 FCFA/kWh					Augmentation annuelle		
							%		
Achats d'énergie des interconnexions		75,00 FCFA/kWh							
Achats consommés / Electricité		43,93 FCFA/kWh produit					NA		
Achats consommés / Eau		20,96 FCFA/m3 produit					NA		
Impôts et taxes		0,3% des dépenses d'exploitation					NA		
Autres charges d'exploitation		7,0% des dépenses d'exploitation					NA		
Charges de personnel Electricité		410 400 kFCFA/an en 2010					5%		
Charges de personnel Eau		129 600 kFCFA/an en 2010					5%		
Dotations aux provisions		3% du chiffre d'affaires pour dépréciation des stocks et créances douteuses							
		5% de la masse salariale pour départs à la retraite et congés.							
Consommation électricité pour pompage		0,441 kWh/m3							
Taux de placement / Trésorerie active		4%							
Taux d'imposition		35%							
RATIOS DE GESTION									
Rotation des stocks		60 jours d'achats consommés					Augmentation annuelle		
Délai moyen clients		90 jours de chiffre d'affaires							
Délai moyen fournisseurs		90 jours d'achats consommés et services extérieurs							
Autres dettes / personnel		2 mois de salaires					NA		
Autres actifs courants		5% du chiffre d'affaires							
Revenus financiers		4% de la trésorerie active							
Frais financiers		10% de la trésorerie passive							
TAUX D'AMORTISSEMENT									
Groupe diesel		5% par an							
Réseaux de transport		3% par an							
Réseaux MT		4% par an							
Réseaux BT		4% par an							
Branchements		4% par an							
Infrastructures eau		5% par an							

PLAN D'INSCRIPTION DES INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION AUX IMMOBILISATIONS

COÛT (en millions FCFA)	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
3 Groupes de 5 MW (BOAD)	17 970 000				17 970 000			
TOTAL PRODUCTION	17 970 000				17 970 000			

PLAN D'INSCRIPTION DES INVESTISSEMENTS DANS LES RESEAUX DE TRANSPORT AUX IMMOBILISATIONS

DESIGNATION	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Programme de transport d'énergie	10 145 670		1 193 608	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412
TOTAL TRANSPORT	10 145 670		1 193 608	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412

PLAN D'INSCRIPTION DES INVESTISSEMENTS DE DISTRIBUTION AUX IMMOBILISATIONS

	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Réseaux MT	2 166 692		254 905	382 357	382 357	382 357	382 357	382 357
Réseaux BT	2 378 008		279 766	419 649	419 649	419 649	419 649	419 649
Branchements	557 563		65 596	98 394	98 394	98 394	98 394	98 394
TOTAL DISTRIBUTION	5 102 264		600 266	900 399	900 399	900 399	900 399	900 399

PLAN D'INSCRIPTION DES INVESTISSEMENTS EAU AUX IMMOBILISATIONS

	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Programme de renforcement du système de production								
3 697 500			435 000	652 500	652 500	652 500	652 500	652 500
Programme de réhabilitation des réseaux de distribution								
4 292 500			505 000	757 500	757 500	757 500	757 500	757 500
TOTAL DISTRIBUTION	7 990 000		940 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000

TABLEAU D'AMORTISSEMENT DES INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION ELECTRICITE

COÛT (en millions FCFA)	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
3 Groupes de 5 MW (BOAD)	3 594 000				898 500	898 500	898 500	898 500
TOTAL AMORTISSEMENT PRODUCTION	3 594 000				898 500	898 500	898 500	898 500

TABLEAU D'AMORTISSEMENT DES INVESTISSEMENTS DE TRANSPORT ELECTRICITE

DESIGNATION	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Programme de transport d'énergie				53 712	107 425	161 137	214 849	268 562
TOTAL AMORTISSEMENT TRANSPORT				53 712	107 425	161 137	214 849	268 562

TABLEAU D'AMORTISSEMENT DES INVESTISSEMENTS DE DISTRIBUTION ELECTRICITE

	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Réseaux MT	290 592		10 196	25 490	40 785	56 079	71 373	86 668
Réseaux BT	318 933		11 191	27 977	44 763	61 548	78 334	95 120
Branchements	74 779		2 624	6 560	10 495	14 431	18 367	22 303
TOTAL AMORTISSEMENT DISTRIBUTION	684 304		24 011	60 027	96 043	132 059	168 075	204 091

TABLEAU D'AMORTISSEMENT DES INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION ET DISTRIBUTION EAU

	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Programme de renforcement du système de production								
619 875			21 750	54 375	87 000	119 625	152 250	184 875
Programme de réhabilitation des réseaux de distribution								
719 625			25 250	63 125	101 000	138 875	176 750	214 625
TOTAL AMORTISSEMENT DISTRIBUTION	1 339 500		47 000	117 500	188 000	258 500	329 000	399 500

TABLEAU DE REMBOURSEMENT DES PRETS								
Montants en kFCFA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
A. EMPRUNTS ACTUELS (2013 ET ANTERIEURS)								
Montant au 31/12/2013 :			Taux d'intérêt:					
Solde du principal au 01/01								
Remboursement du principal								
Solde au 31/12								
Intérêts de l'exercice								
B. ACCORDS OU INTENTIONS DE FINANCEMENT (2014 ET POSTERIEURS)								
Prêt FDE (Projet centrale 15 MW et réhabilitation de 5 groupes diesel)								
Montant :			Taux d'intérêt :					
13 705 000			1,5%					
Solde au 1/1		2 741 000	8 223 000	13 705 000	13 705 000	13 705 000	13 705 000	
Mobilisation	2 741 000	5 482 000	5 482 000					
Remboursement								652 619
Solde au 31/12	2 741 000	8 223 000	13 705 000	13 705 000	13 705 000	13 705 000	13 705 000	13 052 381
Intérêts	41 115	123 345	205 575	205 575	205 575	205 575	205 575	195 786
Fonds propres (Projet centrale 15 MW et réhabilitation de 5 groupes diesel)								
Montant :								
853 000			1 706 000					
Don FED (Projet de restructuration, réhabilitation et extension des réseaux de distribution - Phase B)								
Montant :			6 002 663					
Mobilisation	600 266	900 399	900 399	900 399	900 399	900 399	900 399	900 399
Dons pour Plan d'investissement EAU								
30%			Montant : 2 820 000					
Mobilisation	282 000	423 000	423 000	423 000	423 000	423 000	423 000	423 000
C. PRETS A CONTRACTER POUR LES NOUVEAUX INVESTISSEMENTS POUR L'ELECTRICITE								
Financements acquis pour l'électricité	4 194 266	8 088 399	8 088 399	900 399	900 399	900 399	900 399	900 399
Financements à rechercher pour l'électricité	593 342	890 013	890 013	890 013	890 013	890 013	890 013	890 013
Financement sur fonds propres 20%	118 668	178 003	178 003	178 003	178 003	178 003	178 003	178 003
Financement par des prêts 80%	474 674	712 010	712 010	712 010	712 010	712 010	712 010	712 010
Cumul des prêts	474 674	1 186 684	1 898 694	2 610 704	3 322 715	4 034 725	4 746 735	
Remboursement sur 20 ans dont 5 ans de différé							31 645	79 112
Cumul des remboursements							31 645	110 757
Solde restant dû fin d'exercice	474 674	1 186 684	1 898 694	2 610 704	3 322 715	4 003 080	4 635 978	
Intérêts 3%	14 240	35 601	56 961	78 321	99 681	120 092	139 079	
D. ENSEMBLE DES PRETS CONTRACTES OU A CONTRACTER POUR L'ELECTRICITE								
Solde du principal fin d'exercice	3 215 674	9 409 684	15 603 694	16 315 704	17 027 715	17 708 080	17 688 359	
Remboursement du principal							31 645	731 731
Intérêts de l'exercice	55 355	158 946	262 536	283 896	305 256	325 667	334 865	
E. PRETS A CONTRACTER POUR LES NOUVEAUX INVESTISSEMENTS POUR L'EAU								
Financements supposés "acquis" pour l'eau	282 000	423 000	423 000	423 000	423 000	423 000	423 000	423 000
Financements à rechercher pour l'eau	658 000	987 000	987 000	987 000	987 000	987 000	987 000	987 000
Financement sur fonds propres 20%	131 600	197 400	197 400	197 400	197 400	197 400	197 400	197 400
Financement par des prêts 80%	526 400	789 600	789 600	789 600	789 600	789 600	789 600	789 600
Cumul des prêts	526 400	1 316 000	2 105 600	2 895 200	3 684 800	4 474 400	5 264 000	
Remboursement sur 20 ans dont 5 ans de différé							35 093	87 733
Cumul des remboursements							35 093	122 827
Solde restant dû fin d'exercice	526 400	1 316 000	2 105 600	2 895 200	3 684 800	4 439 307	5 141 173	
Intérêts 3%	15 792	39 480	63 168	86 856	110 544	133 179	154 235	
F. ENSEMBLE DES PRETS CONTRACTES OU A CONTRACTER POUR L'EAU								
Solde du principal fin d'exercice	526 400	1 316 000	2 105 600	2 895 200	3 684 800	4 439 307	5 141 173	
Remboursement du principal							35 093	87 733
Intérêts de l'exercice	15 792	39 480	63 168	86 856	110 544	133 179	154 235	

COMPTES DE RESULTATS PREVISIONNELS ELECTRICITE (en kFCFA)							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Scénario d'augmentation tarifaire (%)	0%	0%	0%	0%	-25%	0%	0%
Prix de vente moyen énergie+primes fixes (FCFA/kWh)							
Domestique	338	338	338	338	254	254	254
Professionnels	232	232	232	232	174	174	174
Pompage eau	137	137	137	137	103	103	103
PRODUITS D'EXPLOITATION							
Revenus ventes domestiques	6 719 361	7 089 382	7 563 544	8 037 707	6 383 902	6 739 524	7 095 146
Revenus ventes aux professionnels	1 877 153	5 078 828	5 629 047	18 654 778	20 787 448	22 141 290	23 497 087
Revenus cession pompage eau EAGB	617 089	625 443	656 126	684 728	533 592	552 364	569 982
Autres produits d'exploitation	20 473	21 497	22 571	23 700	24 885	26 129	27 436
Total produits d'exploitation	9 234 076	12 815 148	13 871 288	27 400 913	27 729 827	29 459 308	31 189 651
CHARGES D'EXPLOITATION							
Achats DDO	2 173 028	2 793 893	2 483 460	5 432 569	2 835 378	2 739 993	2 493 736
Achats HFO	1 797 059	2 823 950	3 080 673	8 343 489	5 471 229	6 797 791	8 249 121
Achats d'énergie (centrale solaire)	1 160 145	1 740 218	2 320 290	2 320 290	2 320 290	2 320 290	2 320 290
Achats d'énergie (interconnexions)	0	0	0	0	6 570 000	6 570 000	6 570 000
Autres achats consommés	1 346 902	1 924 146	1 924 146	4 810 364	2 929 075	3 396 645	3 864 215
Charges de personnel	498 844	523 786	549 975	577 474	606 348	636 665	668 498
Dotations aux amortissements	557 655	581 666	671 394	1 659 623	1 749 351	1 839 080	1 928 808
Dotations aux provisions	301 964	410 644	443 637	850 901	862 212	915 612	969 114
Impôts et taxes	20 928	29 418	31 076	64 453	62 197	67 384	72 498
Autres charges d'exploitation	488 318	686 419	725 098	1 503 893	1 451 262	1 572 297	1 691 610
Total charges d'exploitation	8 344 844	11 514 139	12 229 750	25 563 056	24 857 342	26 855 757	28 827 892
RESULTAT D'EXPLOITATION	889 232	1 301 009	1 641 538	1 837 857	2 872 485	2 603 550	2 361 760
<i>Taux de marge opérationnelle</i>	<i>9,6%</i>	<i>10,2%</i>	<i>11,8%</i>	<i>6,7%</i>	<i>10,4%</i>	<i>8,8%</i>	<i>7,6%</i>
Revenus financiers		0	0	0	0	23 466	137 653
Charges financiers	55 355	217 414	426 990	496 205	524 618	325 667	334 865
RESULTAT FINANCIER	-55 355	-217 414	-426 990	-496 205	-524 618	-302 202	-197 212
RESULTAT H.A.O.	0	0	0	0	0	0	0
RESULTAT AVANT IMPOT	833 877	1 083 595	1 214 549	1 341 652	2 347 867	2 301 349	2 164 547
Impôt sur les sociétés	291 857	379 258	425 092	469 578	821 754	805 472	757 592
RESULTAT NET	542 020	704 337	789 457	872 074	1 526 114	1 495 877	1 406 956
Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	1 748 852	2 293 319	2 756 570	4 348 381	5 484 048	5 358 242	5 259 682
Capacité d'autofinancement (CAF)	1 401 640	1 696 647	1 904 488	3 382 597	4 137 677	4 250 569	4 304 878
RATIOS FINANCIERS							
Rendement sur fonds propres	41,7%	28,7%	24,7%	21,6%	29,2%	22,2%	17,2%
Ratio de couverture de la dette	31,59	10,55	6,46	8,76	10,45	16,45	15,67

BILANS PREVISIONNELS ELECTRICITE (en millions FCFA)

Exercice clos le 31/12	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ACTIF IMMOBILISE							
Charges immobilisées	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations incorporelles brutes	0	0	0	0	0	0	0
<i>Moins amortissements</i>	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations incorporelles nettes	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations corporelles brutes	15 140 132	24 118 544	33 096 956	34 887 369	36 677 781	38 468 193	40 258 606
<i>Moins amortissements</i>	557 655	1 139 322	1 810 716	3 470 339	5 219 690	7 058 770	8 987 577
Immobilisations corporelles nettes	14 582 476	22 979 222	31 286 240	31 417 030	31 458 091	31 409 424	31 271 028
Immobilisations financières	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	14 582 476	22 979 222	31 286 240	31 417 030	31 458 091	31 409 424	31 271 028
ACTIF CIRCULANT							
Stocks bruts	874 026	1 239 779	1 230 950	3 055 302	1 846 961	2 126 208	2 401 163
<i>Moins provisions</i>	0	0	0	0	0	0	0
Stocks nets	874 026	1 239 779	1 230 950	3 055 302	1 846 961	2 126 208	2 401 163
Clients bruts	2 271 847	3 154 599	3 414 752	6 750 546	6 831 356	7 257 496	7 683 834
<i>Moins provisions</i>	276 408	383 810	415 461	821 316	831 148	882 995	934 866
Clients nets	1 995 439	2 770 790	2 999 291	5 929 229	6 000 207	6 374 501	6 748 968
Autres actifs courants	460 680	639 683	692 436	1 368 861	1 385 247	1 471 659	1 558 111
TOTAL ACTIF CIRCULANT	3 330 145	4 650 251	4 922 676	10 353 392	9 232 416	9 972 367	10 708 241
TRESORERIE - ACTIF	0	0	0	0	586 643	3 441 318	5 564 176
TOTAL ACTIF	17 912 621	27 629 474	36 208 917	41 770 422	41 277 149	44 823 109	47 543 445
CAPITAUX PROPRES							
Capital social	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000
Primes et réserves	1 056 626	1 598 646	2 302 983	3 092 439	3 964 513	5 490 627	6 986 503
Subvention d'investissement	9 896 164	10 796 563	11 696 962	12 597 362	13 497 761	14 398 161	15 298 560
Résultat de l'exercice	542 020	704 337	789 457	872 074	1 526 114	1 495 877	1 406 956
TOTAL CAPITAUX PROPRES AVANT AFFECTATIO	11 994 810	13 599 546	15 289 402	17 061 875	19 488 388	21 884 664	24 192 019
DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES							
Emprunts	3 215 674	9 409 684	15 603 694	16 315 704	17 027 715	17 708 080	17 688 359
Autres dettes financières	0	0	0	0	0	0	0
Provisions pour risques et charges	24 942	51 131	78 630	107 504	137 821	169 655	203 079
TOTAL DETTES FINANCIERES ET ASSIMILES	3 240 616	9 460 815	15 682 324	16 423 208	17 165 536	17 877 735	17 891 438
TOTAL DES RESSOURCES STABLES	15 235 425	23 060 361	30 971 726	33 485 083	36 653 924	39 762 399	42 083 458
PASSIF CIRCULANT							
Fournisseurs d'exploitation	1 717 509	2 458 017	2 597 342	5 525 903	3 700 414	4 149 127	4 590 980
Autres dettes	374 997	466 556	516 755	565 824	922 811	911 583	869 008
TOTAL PASSIF CIRCULANT	2 092 506	2 924 573	3 114 097	6 091 726	4 623 225	5 060 710	5 459 988
TRESORERIE - PASSIF	584 690	1 644 539	2 123 093	2 193 612	0	0	0
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES & PASSIFS	17 912 621	27 629 474	36 208 917	41 770 422	41 277 149	44 823 109	47 543 445

COMPTES DE RESULTATS PREVISIONNELS EAU (en kFCFA)							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Scénario d'augmentation tarifaire (%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Prix de vente moyen de l'eau (FCFA/m3)	131	131	131	131	131	131	131
PRODUITS D'EXPLOITATION							
Revenus ventes eau & primes fixes	696 276	746 415	811 507	876 599	941 690	1 006 782	1 071 873
Autres produits d'exploitation	5 118	5 374	5 643	5 925	6 221	6 532	6 859
Total produits d'exploitation	701 394	751 789	817 150	882 524	947 911	1 013 314	1 078 732
CHARGES D'EXPLOITATION							
Achats d'électricité pour pompage	617 089	625 443	656 126	684 728	533 592	552 364	569 982
Autres achats consommés	214 281	217 181	227 836	237 768	247 049	255 741	263 897
Charges de personnel	157 530	165 406	173 676	182 360	191 478	201 052	211 105
Dotations aux amortissements	137 226	184 226	254 726	325 226	395 726	466 226	536 726
Dotations aux provisions	28 918	30 824	33 198	35 594	38 011	40 452	42 917
Impôts et taxes	2 967	3 024	3 173	3 315	2 916	3 027	3 135
Autres charges d'exploitation	69 223	70 562	74 035	77 340	68 048	70 641	73 149
Total charges d'exploitation	1 227 233	1 296 666	1 422 769	1 546 331	1 476 820	1 589 503	1 700 911
RESULTAT D'EXPLOITATION	-525 838	-544 877	-605 620	-663 807	-528 909	-576 189	-622 178
<i>Taux de marge opérationnelle</i>	<i>-75,0%</i>	<i>-72,5%</i>	<i>-74,1%</i>	<i>-75,2%</i>	<i>-55,8%</i>	<i>-56,9%</i>	<i>-57,7%</i>
Revenus financiers		0	0	0	0	0	0
Charges financiers	15 792	77 860	165 392	260 752	364 394	458 548	559 985
RESULTAT FINANCIER	-15 792	-77 860	-165 392	-260 752	-364 394	-458 548	-559 985
RESULTAT H.A.O.	0	0	0	0	0	0	0
RESULTAT AVANT IMPOT	-541 630	-622 737	-771 012	-924 559	-893 303	-1 034 737	-1 182 163
Impôt sur les sociétés	0	0	0	0	0	0	0
RESULTAT NET	-541 630	-622 737	-771 012	-924 559	-893 303	-1 034 737	-1 182 163
<i>Excédent Brut d'Exploitation (EBE)</i>	<i>-359 694</i>	<i>-329 827</i>	<i>-317 696</i>	<i>-302 988</i>	<i>-95 172</i>	<i>-69 511</i>	<i>-42 535</i>
<i>Capacité d'autofinancement (CAF)</i>	<i>-375 486</i>	<i>-407 687</i>	<i>-483 088</i>	<i>-563 740</i>	<i>-459 566</i>	<i>-528 059</i>	<i>-602 520</i>
RATIOS FINANCIERS							
Rendement sur fonds propres	-149,9%	700,9%	98,1%	56,6%	35,1%	29,5%	25,6%
Ratio de couverture de la dette	-22,78	-4,24	-1,92	-1,16	-0,26	-0,15	-0,08

BILANS PREVISIONNELS EAU (en millions FCFA)

Exercice clos le 31/12	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ACTIF IMMOBILISE							
Charges immobilisées	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations incorporelles brutes	0	0	0	0	0	0	0
<i>Moins amortissements</i>	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations incorporelles nettes	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations corporelles brutes	3 684 065	5 094 065	6 504 065	7 914 065	9 324 065	10 734 065	12 144 065
<i>Moins amortissements</i>	137 226	321 451	576 177	901 403	1 297 129	1 763 354	2 300 080
Immobilisations corporelles nettes	3 546 839	4 772 613	5 927 887	7 012 662	8 026 936	8 970 710	9 843 985
Immobilisations financières	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	3 546 839	4 772 613	5 927 887	7 012 662	8 026 936	8 970 710	9 843 985
ACTIF CIRCULANT							
Stocks bruts	136 663	138 514	145 309	151 643	128 324	132 839	137 076
<i>Moins provisions</i>	0	0	0	0	0	0	0
Stocks nets	136 663	138 514	145 309	151 643	128 324	132 839	137 076
Clients bruts	171 684	184 048	200 098	216 148	232 198	248 248	264 298
<i>Moins provisions</i>	20 888	22 392	24 345	26 298	28 251	30 203	32 156
Clients nets	150 796	161 655	175 752	189 850	203 947	218 044	232 141
Autres actifs courants	34 814	37 321	40 575	43 830	47 085	50 339	53 594
TOTAL ACTIF CIRCULANT	322 273	337 489	361 636	385 323	379 356	401 222	422 811
TRESORERIE - ACTIF	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF	3 869 112	5 110 103	6 289 524	7 397 984	8 406 292	9 371 933	10 266 796
CAPITAUX PROPRES							
Capital social	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000
Primes et réserves	264 157	-277 474	-900 210	-1 671 222	-2 595 781	-3 489 084	-4 523 821
Subvention d'investissement	2 480 190	2 903 190	3 326 190	3 749 190	4 172 190	4 595 190	5 018 190
Résultat de l'exercice	-541 630	-622 737	-771 012	-924 559	-893 303	-1 034 737	-1 182 163
TOTAL CAPITAUX PROPRES AVANT AFFECTATIO	2 702 716	2 502 980	2 154 968	1 653 409	1 183 106	571 369	-187 794
DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES							
Emprunts	526 400	1 316 000	2 105 600	2 895 200	3 684 800	4 439 307	5 141 173
Autres dettes financières	0	0	0	0	0	0	0
Provisions pour risques et charges	7 876	16 147	24 831	33 949	43 523	53 575	64 130
TOTAL DETTES FINANCIERES ET ASSIMILES	534 276	1 332 147	2 130 431	2 929 149	3 728 323	4 492 882	5 205 304
TOTAL DES RESSOURCES STABLES	3 236 993	3 835 126	4 285 399	4 582 557	4 911 428	5 064 251	5 017 510
PASSIF CIRCULANT							
Fournisseurs d'exploitation	222 064	225 169	236 218	246 535	209 266	216 677	223 651
Autres dettes	26 255	27 568	28 946	30 393	31 913	33 509	35 184
TOTAL PASSIF CIRCULANT	248 319	252 737	265 164	276 928	241 179	250 186	258 835
TRESORERIE - PASSIF	383 801	1 022 239	1 738 961	2 538 499	3 253 685	4 057 496	4 990 451
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES & PASSIFS	3 869 112	5 110 103	6 289 524	7 397 984	8 406 292	9 371 933	10 266 796

COMPTES DE RESULTATS PREVISIONNELS EAU (en kFCFA)							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Scénario d'augmentation tarifaire (%)	40%	25%	25%	0%	0%	0%	0%
Prix de vente moyen de l'eau (FCFA/m3)	183	229	287	287	287	287	287
PRODUITS D'EXPLOITATION							
Revenus ventes eau & primes fixes	974 786	1 306 227	1 775 171	1 917 559	2 059 947	2 202 335	2 344 723
Autres produits d'exploitation	5 118	5 374	5 643	5 925	6 221	6 532	6 859
Total produits d'exploitation	979 905	1 311 601	1 780 814	1 923 484	2 066 168	2 208 867	2 351 582
CHARGES D'EXPLOITATION							
Achats d'électricité pour pompage	617 089	625 443	656 126	684 728	533 592	552 364	569 982
Autres achats consommés	214 281	217 181	227 836	237 768	247 049	255 741	263 897
Charges de personnel	157 530	165 406	173 676	182 360	191 478	201 052	211 105
Dotations aux amortissements	137 226	184 226	254 726	325 226	395 726	466 226	536 726
Dotations aux provisions	37 274	47 618	62 108	66 823	71 559	76 319	81 103
Impôts et taxes	2 967	3 024	3 173	3 315	2 916	3 027	3 135
Autres charges d'exploitation	69 223	70 562	74 035	77 340	68 048	70 641	73 149
Total charges d'exploitation	1 235 588	1 313 460	1 451 679	1 577 559	1 510 368	1 625 370	1 739 096
RESULTAT D'EXPLOITATION	-255 683	-1 859	329 135	345 925	555 800	583 498	612 486
<i>Taux de marge opérationnelle</i>	<i>-26,1%</i>	<i>-0,1%</i>	<i>18,5%</i>	<i>18,0%</i>	<i>26,9%</i>	<i>26,4%</i>	<i>26,0%</i>
Revenus financiers		0	0	0	4 251	25 129	46 266
Charges financiers	15 792	58 269	97 039	102 854	110 544	133 179	154 235
RESULTAT FINANCIER	-15 792	-58 269	-97 039	-102 854	-106 293	-108 050	-107 969
RESULTAT H.A.O.	0	0	0	0	0	0	0
RESULTAT AVANT IMPOT	-271 475	-60 128	232 096	243 071	449 507	475 447	504 517
Impôt sur les sociétés	0	0	81 234	85 075	157 328	166 406	176 581
RESULTAT NET	-271 475	-60 128	150 862	157 996	292 180	309 041	327 936
<i>Excédent Brut d'Exploitation (EBE)</i>	<i>-81 184</i>	<i>229 985</i>	<i>645 969</i>	<i>737 973</i>	<i>1 023 085</i>	<i>1 126 042</i>	<i>1 230 314</i>
<i>Capacité d'autofinancement (CAF)</i>	<i>-96 976</i>	<i>171 716</i>	<i>467 696</i>	<i>550 044</i>	<i>759 464</i>	<i>851 585</i>	<i>945 764</i>
RATIOS FINANCIERS							
Rendement sur fonds propres	-54,7%	-13,0%	29,7%	23,9%	32,9%	26,0%	21,8%
Ratio de couverture de la dette	-5,14	3,95	6,66	7,17	9,26	8,45	7,97

BILANS PREVISIONNELS EAU (en millions FCFA)

Exercice clos le 31/12	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ACTIF IMMOBILISE							
Charges immobilisées	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations incorporelles brutes	0	0	0	0	0	0	0
<i>Moins amortissements</i>	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations incorporelles nettes	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations corporelles brutes	3 684 065	5 094 065	6 504 065	7 914 065	9 324 065	10 734 065	12 144 065
<i>Moins amortissements</i>	137 226	321 451	576 177	901 403	1 297 129	1 763 354	2 300 080
Immobilisations corporelles nettes	3 546 839	4 772 613	5 927 887	7 012 662	8 026 936	8 970 710	9 843 985
Immobilisations financières	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	3 546 839	4 772 613	5 927 887	7 012 662	8 026 936	8 970 710	9 843 985
ACTIF CIRCULANT							
Stocks bruts	136 663	138 514	145 309	151 643	128 324	132 839	137 076
<i>Moins provisions</i>	0	0	0	0	0	0	0
Stocks nets	136 663	138 514	145 309	151 643	128 324	132 839	137 076
Clients bruts	240 358	322 083	437 714	472 823	507 932	543 042	578 151
<i>Moins provisions</i>	29 244	39 187	53 255	57 527	61 798	66 070	70 342
Clients nets	211 115	282 897	384 458	415 296	446 134	476 971	507 809
Autres actifs courants	48 739	65 311	88 759	95 878	102 997	110 117	117 236
TOTAL ACTIF CIRCULANT	396 517	486 721	618 526	662 817	677 456	719 927	762 121
TRESORERIE - ACTIF	0	0	0	106 274	628 218	1 156 658	1 723 371
TOTAL ACTIF	3 943 356	5 259 335	6 546 413	7 781 753	9 332 610	10 847 296	12 329 477
CAPITAUX PROPRES							
Capital social	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000
Primes et réserves	264 157	-7 319	-67 447	83 415	241 411	533 591	842 632
Subvention d'investissement	2 480 190	2 903 190	3 326 190	3 749 190	4 172 190	4 595 190	5 018 190
Résultat de l'exercice	-271 475	-60 128	150 862	157 996	292 180	309 041	327 936
TOTAL CAPITAUX PROPRES AVANT AFFECTATIO	2 972 871	3 335 743	3 909 605	4 490 601	5 205 781	5 937 822	6 688 758
DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES							
Emprunts	526 400	1 316 000	2 105 600	2 895 200	3 684 800	4 439 307	5 141 173
Autres dettes financières	0	0	0	0	0	0	0
Provisions pour risques et charges	7 876	16 147	24 831	33 949	43 523	53 575	64 130
TOTAL DETTES FINANCIERES ET ASSIMILES	534 276	1 332 147	2 130 431	2 929 149	3 728 323	4 492 882	5 205 304
TOTAL DES RESSOURCES STABLES	3 507 148	4 667 890	6 040 036	7 419 750	8 934 104	10 430 704	11 894 062
PASSIF CIRCULANT							
Fournisseurs d'exploitation	222 064	225 169	236 218	246 535	209 266	216 677	223 651
Autres dettes	26 255	27 568	110 180	115 468	189 241	199 915	211 765
TOTAL PASSIF CIRCULANT	248 319	252 737	346 398	362 003	398 506	416 592	435 416
TRESORERIE - PASSIF	187 890	338 708	159 979	0	0	0	0
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES & PASSIFS	3 943 356	5 259 335	6 546 413	7 781 753	9 332 610	10 847 296	12 329 477

**ANNEXE 4 : HYPOTHESES ET RESULTATS DE CALCUL DES COUTS
MARGINAUX POUR L'ELECTRICITE**

HYPOTHESES

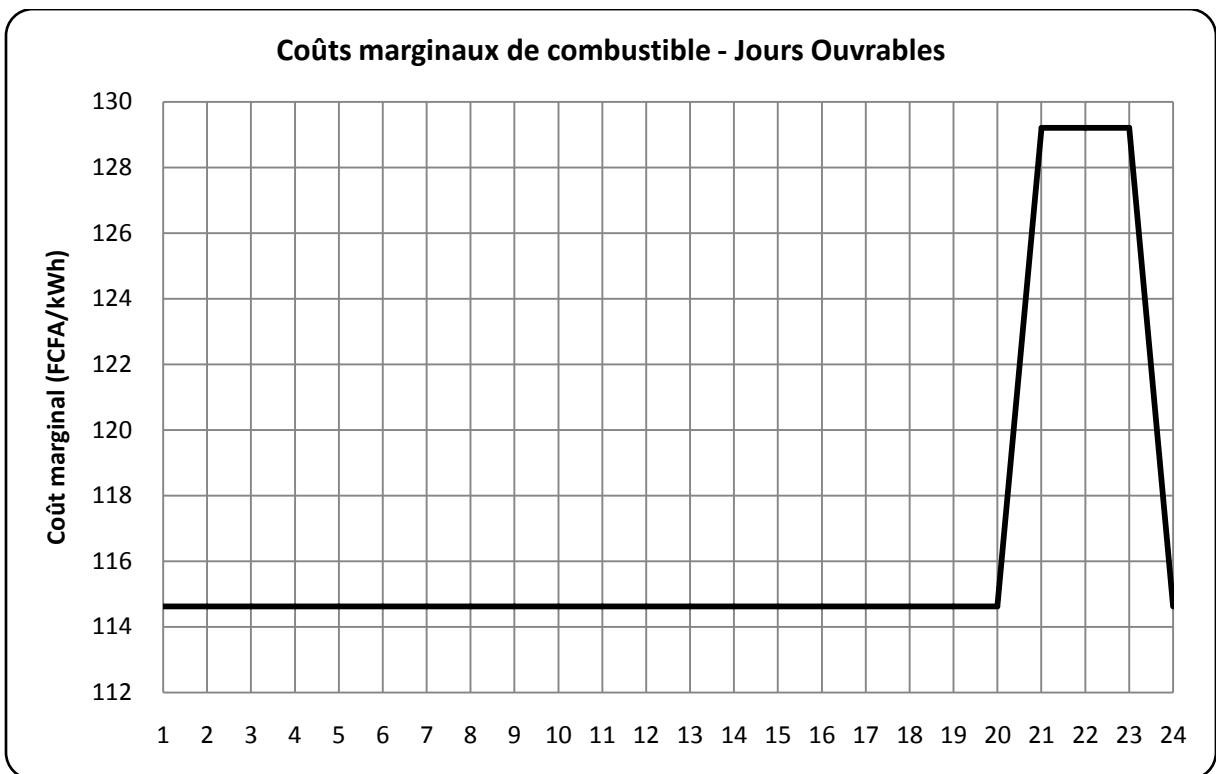
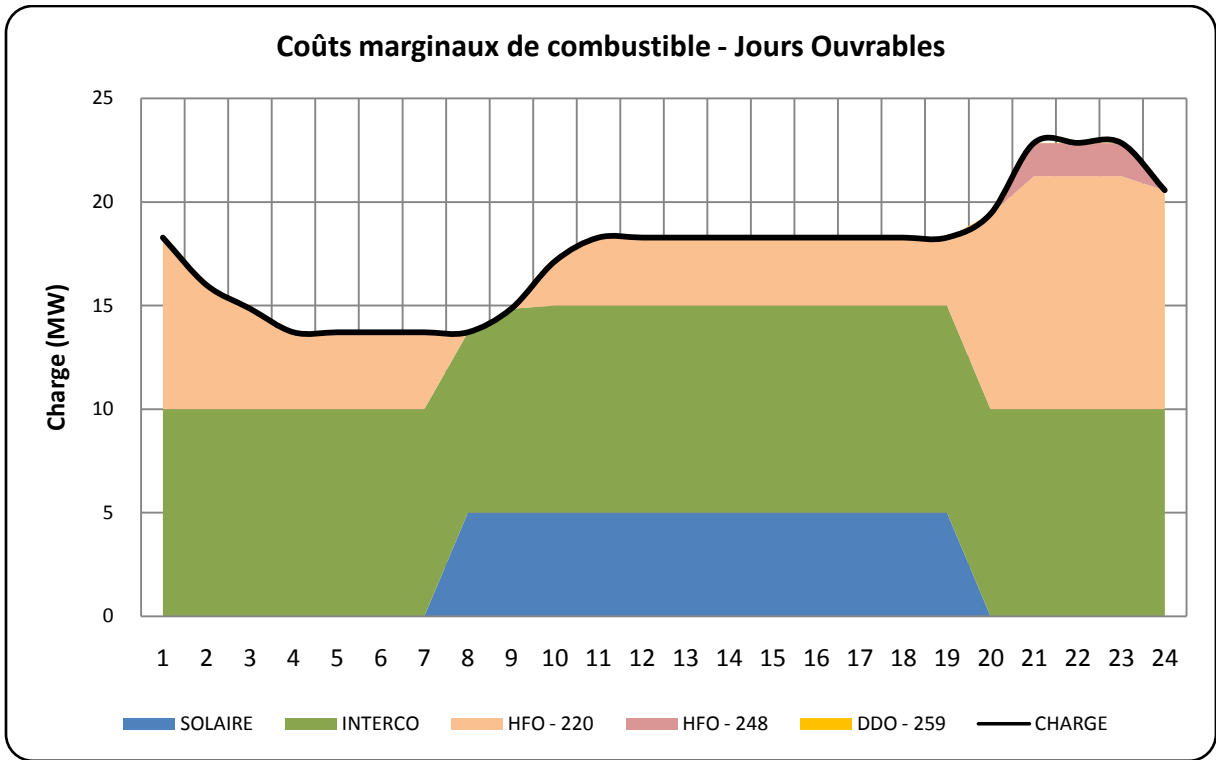
Taux d'actualisation	10%
Taux de disponibilité centrale solaire	50%
Taux de disponibilité interconnexion	50%
Taux de disponibilité des groupes en pointe	90%
Taux de disponibilité moyen des groupes	75%
Coût économique HFO	0,478 FCFA/gr
Coût économique DDO	0,582 FCFA/gr
Coût financier HFO	0,521 FCFA/gr
Coût financier DDO	0,630 FCFA/gr
Taux de pertes des auxiliaires	1%
Taux de pertes réseaux HT	4%
Taux de pertes réseaux MT	4%
Taux de pertes réseaux BT	8%
Durée de vie des groupes thermiques	25 ans
Durée de vie des réseaux de transport	30 ans
Durée de vie des réseaux de distribution	25 ans
Coût E&M production	50 000 FCFA/kW-an
Coût E&M transport	2,5% du coût d'investissement
Coût E&M distribution MT	3,5% du coût d'investissement
Coût E&M distribution BT	5,0% du coût d'investissement
Durée de vie des installations eau	20 ans

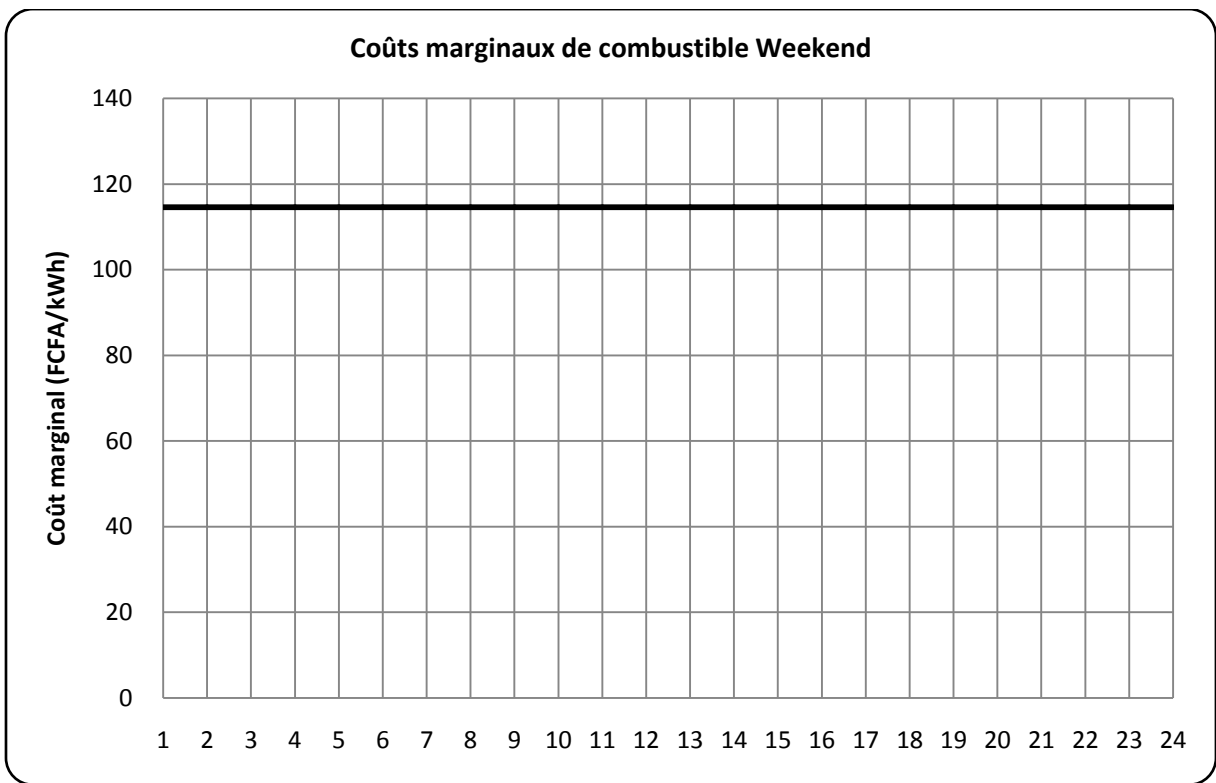
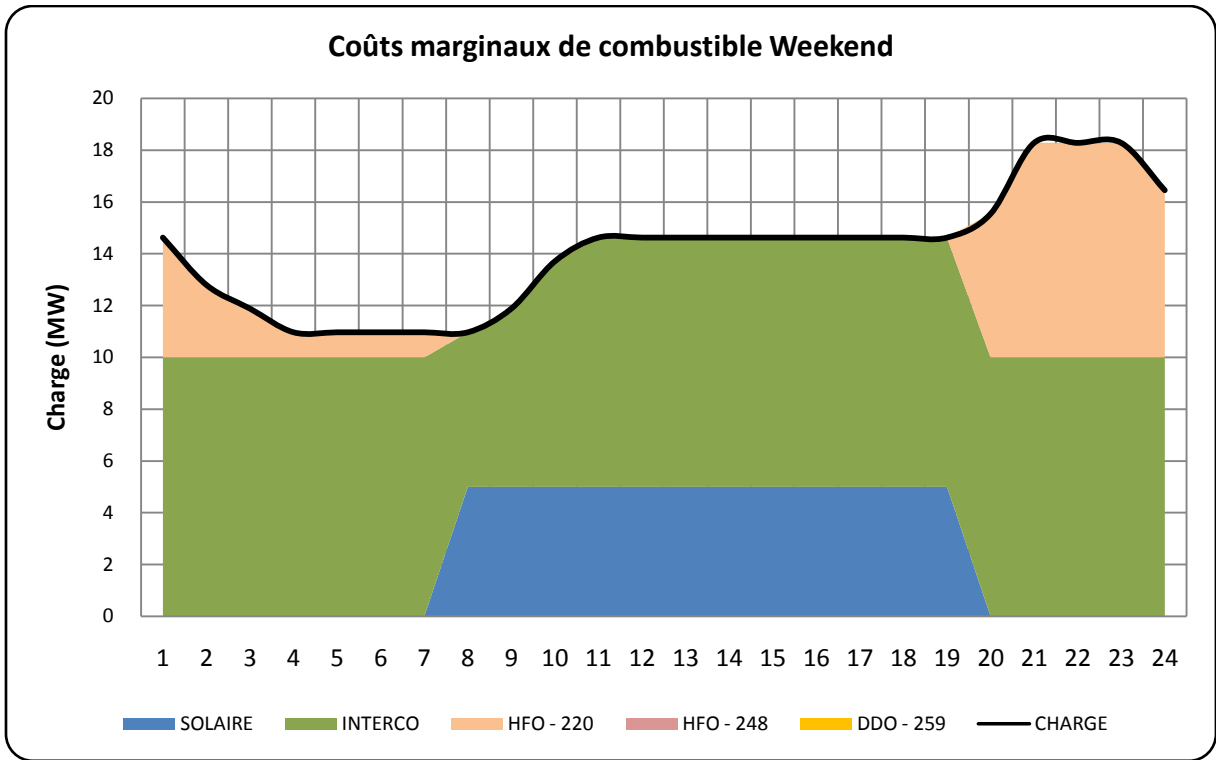
Coûts marginaux de combustible - Jours Ouvrables

HEURE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CHARGE	18,27	15,99	14,85	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	14,85	17,13	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	19,42	22,84	22,84	22,84	20,56
COUTS MARGINAL	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	129,21	129,21	129,21	114,62
SOLAIRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INTERCO	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	8,71	9,85	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
HFO - 220	8,27	5,99	4,85	3,71	3,71	3,71	3,71	0,00	0,00	2,13	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	9,42	11,25	11,25	11,25	10,56
HFO - 248	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,59	1,59	1,59	0,00
DDO - 259	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Coûts marginaux de combustible Weekend

HEURE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CHARGE	14,62	12,79	11,88	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	11,88	13,71	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	15,53	18,27	18,27	18,27	16,45
COUTS MARGINAL	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62	114,62
SOLAIRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INTERCO	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	5,96	6,88	8,71	9,62	9,62	9,62	9,62	9,62	9,62	9,62	9,62	9,62	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
HFO - 220	4,62	2,79	1,88	0,96	0,96	0,96	0,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,53	8,27	8,27	8,27	6,45
HFO - 248	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DDO - 259	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00





COÛT D'ANTICIPATION PRODUCTION

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance totale disponible (MW)	7,0	17,0	20,0	20,0	35,0	55,0	55,0	55,0
Puissance installée par EAGB (MW)	0,0	0,0	3,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Puissance additionnelle EAGB (MW)	0,0	0,0	3,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Puissance additionnelle disponible (MW)	0,0	0,0	2,7	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Pertes de puissance aux auxiliaires (MW)		0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Puissance additionnelle nette (MW)		0,0	2,7	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
VAN Puissance additionnelle (MW)	52,5							
Investissement :								
Coût d'investissement production		3 594 000	7 188 000	7 188 000	0	0	0	0
Durée de vie économique	25 ans				Facteur d'annuité constante :			
Annuité d'amortissement économique		395 944	791 888	791 888	0	0	0	0
Total des annuités d'amortissement économique		395 944	1 187 832	1 979 720	1 979 720	1 979 720	1 979 720	1 979 720
VAN Coût d'investissement	7 543 858							
Exploitation et maintenance (E&M)								
Coût d'E&M additionnel		0	150 000	900 000	900 000	900 000	900 000	900 000
VAN E&M additionnel	2 943 560							
Coût total								
Coût total additionnel		395 944	1 337 832	2 879 720	2 879 720	2 879 720	2 879 720	2 879 720
VAN Coût total additionnel	10 487 418							
Coût d'anticipation bornes centrales	199 935 FCFA/kW-an							

COÛT D'ANTICIPATION TRANSPORT

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance totale installée (MW)	7,0	17,0	20,0	20,0	35,0	55,0	55,0	55,0
Puissance de pointe installée (MW)	7,0	7,0	10,0	10,0	25,0	45,0	45,0	45,0
Puissance de pointe disponible (MW)	6,3	6,3	9,0	9,0	22,5	32,5	32,5	32,5
Puissance additionnelle (MW)		0,0	2,7	2,7	16,2	26,2	26,2	26,2
Pertes de puissance HT (MW)		0,0	0,1	0,1	0,8	1,3	1,3	1,3
Puissance additionnelle nette (MW)		0,0	2,6	2,6	15,4	24,9	24,9	24,9
VAN Puissance additionnelle HT (MW)	56,8							
Investissement :								
Coût d'investissement transport		1 193 608	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412	1 790 412
Durée de vie économique	30 ans				Facteur d'annuité constante :			
Annuité d'amortissement économique		126 617	189 926	189 926	189 926	189 926	189 926	189 926
Total des annuités d'amortissement économique		126 617	316 543	506 468	696 394	886 319	1 076 245	1 266 171
VAN Coût d'investissement	3 040 468							
Exploitation et maintenance (E&M)								
Coût d'E&M additionnel		59 680	74 601	74 601	74 601	74 601	74 601	74 601
VAN E&M additionnel	349 623							
Coût total								
Coût total incrémental		186 297	391 143	581 069	770 994	960 920	1 150 846	1 340 771
VAN Coût total additionnel	3 390 091							
Coût d'anticipation transport	59 647 FCFA/kW-an							
Coût d'anticipation HT	267 579 FCFA/kW-an							

COÛT D'ANTICIPATION DISTRIBUTION								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance totale installée (MW)	7,0	17,0	20,0	20,0	35,0	55,0	55,0	55,0
Puissance de pointe installée (MW)	7,0	7,0	10,0	10,0	25,0	45,0	45,0	45,0
Puissance de pointe disponible (MW)	6,3	6,3	9,0	9,0	22,5	32,5	32,5	32,5
Puissance additionnelle (MW)		0,0	2,7	2,7	16,2	26,2	26,2	26,2
Pertes de puissance MT (MW)		0,0	0,2	0,2	1,5	2,4	2,4	2,4
Puissance additionnelle nette MT (MW)		0,0	2,5	2,5	14,7	23,8	23,8	23,8
VAN Puissance additionnelle MT (MW)	54,4							
Pertes de puissance BT		0,0	0,5	0,5	2,8	4,5	4,5	4,5
Puissance additionnelle nette BT (MW)		0,0	2,2	2,2	13,4	21,7	21,7	21,7
VAN Puissance additionnelle BT (MW)	49,7							
Investissement distribution MT								
Coût d'investissement distribution MT		254 905	382 357	382 357	382 357	382 357	382 357	382 357
Durée de vie économique	25 ans				Facteur d'annuité constante :	0,11017		
Annuité d'amortissement économique		28 082	42 124	42 124	42 124	42 124	42 124	42 124
Total des annuités d'amortissement économique		28 082	70 206	112 330	154 453	196 577	238 700	280 824
VAN Coût d'investissement	674 345							
Exploitation et maintenance (E&M)								
Coût d'E&M incrémental		17 843	22 304	22 304	22 304	22 304	22 304	22 304
VAN E&M incrémental	104 531							
Coût total distribution MT								
Coût total incrémental		45 926	92 510	134 634	176 757	218 881	261 004	303 128
VAN Coût total incrémental	778 876							
Coût d'anticipation distribution MT		14 306 FCFA/kW-an						
Investissement distribution BT								
Coût d'investissement distribution BT		345 361	518 042	518 042	518 042	518 042	518 042	518 042
Durée de vie économique	25 ans				Facteur d'annuité constante :	0,11017		
Annuité d'amortissement économique		38 048	57 072	57 072	57 072	57 072	57 072	57 072
Total des annuités d'amortissement économique		38 048	95 119	152 191	209 263	266 335	323 406	380 478
VAN Coût d'investissement	913 646							
Exploitation et maintenance (E&M)								
Coût d'E&M incrémental		34 536	43 170	43 170	43 170	43 170	43 170	43 170
VAN E&M incrémental	202 321							
Coût total distribution BT								
Coût total incrémental		72 584	138 290	195 361	252 433	309 505	366 576	423 648
VAN Coût total incrémental	1 115 967							
Coût d'anticipation distribution BT		22 474 FCFA/kW-an						
Coût d'anticipation MT		292 589 FCFA/kW-an			Coût d'anticipation BT		338 470 FCFA/kW-an	

COÛTS MARGINAUX AUX DIVERS STADES (2 POSTES HORAIRES)

	Puissance (FCFA/kW-an)	Energie (FCFA/kWh)		Moyenne
		H Pointe	H Pleines	
Nombre d'heures		1 460	7 300	
Coût marginal BC	199 935	124	115	116
Coût marginal HT	267 579	129	119	121
Coût marginal MT	292 589	135	125	126
Coût marginal BT	338 470	148	136	138

COÛTS MARGINAUX AUX DIVERS STADES - MODELE B (3 POSTES HORAIRES)

	Puissance (FCFA/kW-an)	Energie (FCFA/kWh)			Moyenne
		H Pointe	H Pleines	H creuses	
Nombre d'heures		1 460	6 886	5 634	
Coût marginal BC	199 935	124	115	115	116
Coût marginal HT	267 579	129	119	119	120
Coût marginal MT	292 589	135	125	125	126
Coût marginal BT	338 470	148	136	136	138

TARIFICATION AU COUT MARGINAL**MOYENNE TENSION - MODELE A (2 POSTES)**

	V0	V1	V2	V3
Redevance théorique	292 589	292 589	292 589	292 589
Redevance retenue	292 589	72 000	72 000	72 000
Reliquat imputé sur énergie	0	220 589	220 589	220 589
H Pointe		50%	60%	70%
H Pleine		50%	40%	30%
H Pointe	135	210	225	241
H Pleine	125	140	137	134
Prix moyen théorique	160	160	160	160

MOYENNE TENSION - MODELE B (3 POSTES)

	V0	V1	V2	V3
Redevance théorique	292 589	292 589	292 589	292 589
Redevance retenue	292 589	72 000	72 000	72 000
Reliquat imputé sur énergie	0	220 589	220 589	220 589
H Pointe		50%	60%	70%
H Pleine		50%	40%	30%
H Creuse		0%	0%	0%
H Pointe	135	210	225	241
H Pleine	125	141	137	134
H Creuse	125	125	125	125
Prix moyen théorique	147	147	147	147

BASSE TENSION - MODELE A (2 POSTES)

	V0	V1	V2	V3
Redevance théorique	338 470	338 470	338 470	338 470
Redevance retenue	338 470	36 000	36 000	36 000
Reliquat imputé sur énergie	0	302 470	302 470	302 470
H Pointe		50%	60%	70%
H Pleine		50%	40%	30%
H Pointe	148	251	272	293
H Pleine	136	157	153	149
Prix moyen théorique	177	177	177	177

BASSE TENSION - MODELE B (3 POSTES)

	V0	V1	V2	V3
Redevance théorique	338 470	338 470	338 470	338 470
Redevance retenue	338 470	36 000	36 000	36 000
Reliquat imputé sur énergie	0	302 470	302 470	302 470
H Pointe		50%	60%	70%
H Pleine		50%	40%	30%
H Creuse		0%	0%	0%
H Pointe	148	251	272	293
H Pleine	136	158	154	150
H Creuse	136	136	136	136
Prix moyen théorique	162	162	162	162

HAUTE TENSION - MODELE A (2 POSTES)

	V0	V1	V2	V3
Redevance théorique	267 579	267 579	267 579	267 579
Redevance retenue	267 579	108 000	108 000	108 000
Reliquat imputé sur énergie	0	159 579	159 579	159 579
H Pointe		50%	60%	70%
H Pleine		50%	40%	30%
H Pointe	129	184	195	206
H Pleine	119	130	128	126
Prix moyen théorique	152	152	152	152

HAUTE TENSION - MODELE B (3 POSTES)

	V0	V1	V2	V3
Redevance théorique	267 579	267 579	267 579	267 579
Redevance retenue	267 579	108 000	108 000	108 000
Reliquat imputé sur énergie	0	159 579	159 579	159 579
H Pointe		50%	60%	70%
H Pleine		50%	40%	30%
H Creuse		0%	0%	0%
H Pointe	129	184	195	206
H Pleine	119	131	129	126
H Creuse	119	119	119	119
Prix moyen théorique	140	140	140	140

**ANNEXE 5 : HYPOTHESES ET RESULTATS DE CALCUL DU COUT
MARGINAL POUR L'EAU**

COÛT MARGINAL A LONG TERME - EAU								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production annuelle (Mm3)	6,500	10,221	10,360	10,868	11,342	11,784	12,199	12,588
Consommation annuelle (Mm3)	3,250	5,315	5,698	6,195	6,692	7,188	7,685	8,182
Consommation additionnelle (Mm3)		2,065	2,448	2,945	3,442	3,938	4,435	4,932
VAN consommation additionnelle (Mm3)	15,9							
Investissement :								
Coût d'investissement		940 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000	1 410 000
Durée de vie économique	20 ans							
Facteur d'annuité constante :							0,11746	
Annuité d'amortissement économique		110 412	165 618	165 618	165 618	165 618	165 618	165 618
Total des annuités d'amortissement économique		110 412	276 030	441 648	607 266	772 884	938 502	1 104 120
VAN Coût d'investissement	2 651 335							
Exploitation et maintenance (E&M)								
Coût d'E&M additionnel		348 030	391 650	469 569	539 590	604 943	666 787	725 760
VAN E&M additionnel	2 485 847							
Coût total								
Coût total additionnel		458 442	667 680	911 218	1 146 856	1 377 828	1 605 290	1 829 881
VAN Coût total additionnel	5 137 182							
Coût marginal à long terme	322,21 FCFA/m3							
Investissement	166,30 FCFA/m3							
E & M	155,92 FCFA/m3							