

REPUBLIQUE DE COTE D'IVOIRE

*Union-Discipline-Travail*

MINISTERE DES MINES, DU PETROLE  
ET DE L'ENERGIE

MINISTERE DE L'ECONOMIE  
ET DES FINANCES

**COMMUNICATION EN CONSEIL DES MINISTRES**

**Objet : Informations relatives aux flux physiques et financiers du  
Secteur Energie au 30 septembre 2011**

## INTRODUCTION

Après plusieurs années de crise, la Côte d'Ivoire entre dans une nouvelle ère de paix avec la perspective d'un retour durable sur le sentier de la croissance. A cet effet, la contribution du secteur énergie à cette expansion économique est d'une importance capitale. Il s'agira, pour le sous-secteur électricité, d'assurer la viabilité financière et l'adéquation entre l'offre et la demande qui accompagnera la relance du secteur productif. Au niveau des hydrocarbures, les défis consistent d'une part, à augmenter la production de pétrole brut et de gaz naturel et, d'autre part, à sécuriser l'approvisionnement de la Côte d'Ivoire en hydrocarbures.

Par ailleurs, le Gouvernement poursuit la mise en œuvre des réformes relatives, notamment, du cadre légal et réglementaire de l'exploration, de la production et du partage de production des hydrocarbures. Les enlèvements de pétrole continuent d'être effectués dans un nouveau cadre comprenant notamment la Direction Générale des Impôts, la Direction Générale des Douanes, la Direction Générale des Hydrocarbures, PETROCI et un expert indépendant (cabinet de contrôle de qualité).

La présente communication retrace l'évolution des activités dans les sous-secteurs des hydrocarbures et de l'électricité à fin septembre 2011.

Elle comporte trois parties se rapportant aux produits suivants :

- (i) le pétrole brut et le gaz,
- (ii) les produits pétroliers,
- (iii) l'électricité.

## PRINCIPAUX INDICATEURS DU SECTEUR ÉNERGIE

	À fin septembre 2008	À fin septembre 2009	À fin septembre 2010	À fin septembre 2011	Variation 2011/2010
<b>HYDROCARBURES</b>					
Pétrole (barils)					
<i>Production</i>	12 537 709	14 120 727	10 995 058	9 359 784	-14,87%
<i>Part Etat</i>	3 376 512	1 560 840	1 387 022	2 203 853	58,89%
Gaz (MMBTU)					
<i>Production</i>	41 370 366	40 348 779	43 822 779	42 120 064	-3,89%
<i>Part Etat</i>	23 038 919	23 436 193	23 523 782	25 435 393	8,13%
<b>PRODUITS PÉTROLIERS EN TONNES MÉTRIQUES</b>					
<b>Production totale</b>	<b>2 299 946</b>	<b>2 299 469</b>	<b>1 750 152</b>	<b>1 269 980</b>	<b>-27,44%</b>
<i>Gasoil</i>	845 353	910 091	721 523	491 336	-31,90%
<i>Essence</i>	284 987	411 284	259 418	238 227	-8,17%
<i>Pétrole</i>	568 269	606 772	530 236	412 649	-22,18%
<b>Consommation nationale</b>	<b>724 505</b>	<b>784 458</b>	<b>836 406</b>	<b>605 141</b>	<b>-27,65%</b>
<i>Gasoil</i>	425 504	398 014	439 513	364 869	-16,98%
<i>Essence</i>	97 960	102 540	112 843	94 672	-16,10%
<i>Pétrole</i>	56 865	73 457	56 422	33 169	-41,21%
<b>Exportation</b>	<b>1 485 502</b>	<b>1 769 376</b>	<b>1 146 743</b>	<b>716 817</b>	<b>-37,49%</b>
Export terre	<b>240 493</b>	<b>274 653</b>	<b>149 100</b>	<b>61 438</b>	<b>-58,79%</b>
<i>Gasoil</i>	111 852	127 199	58 567	28 489	-51,36%
<i>Essence</i>	76 772	100 777	56 139	17 177	-69,40%
<i>Pétrole</i>	22 576	19 276	14 250	9 409	-33,97%
Export mer	<b>1 245 009</b>	<b>1 494 724</b>	<b>997 643</b>	<b>655 379</b>	<b>-34,31%</b>
<i>Gasoil</i>	220 992	200 806	214 295	80 216	-62,57%
<i>Essence</i>	199 408	476 549	169 487	153 283	-9,56%
<i>Pétrole</i>	404 457	484 839	456 673	331 491	-27,41%
<b>ELECTRICITÉ</b>					
<b>Production totale (GWh)</b>	<b>4 204</b>	<b>4 302</b>	<b>4 320</b>	<b>4 380</b>	<b>1,40%</b>
<i>Hydraulique</i>	1 299	1 623	969	1 318	35,96%
<i>Thermique</i>	2 905	2 679	3 201	3 059	-4,43%
<i>Centrales isolées</i>	0	0	149	3	-97,71%
<b>Ventes locales (GWh)</b>	<b>2 736</b>	<b>2 880</b>	<b>2 959</b>	<b>2 720</b>	<b>-8,08%</b>
<i>Basse tension</i>	1 475	1 584	1 557	1 500	-3,71%
<i>Haute tension</i>	1 261	1 296	1 402	1 220	-12,94%
<b>Exportation (GWh)</b>	<b>496</b>	<b>388</b>	<b>208</b>	<b>456</b>	<b>119,68%</b>
<b>Solde d'exploitation (millions de FCFA)</b>	<b>-62 320</b>	<b>-55 148</b>	<b>-64 385</b>	<b>-88 783</b>	<b>37,89%</b>
<b>Subvention de l'Etat (milliards de FCFA)</b>	<b>39,9</b>	<b>29,9</b>	<b>33,8</b>	<b>26,3</b>	<b>-22%</b>

Sources : PETROCI, SIR, SOGEPE, Direction de la Conjoncture et de la Prévision Economiques

## I – PRODUCTION DE PETROLE BRUT ET DE GAZ NATUREL

### 1.1 Pétrole brut

A fin septembre 2011, la production de pétrole brut s'est établie à 9 359 784 barils soit une moyenne de 34 285 barils/jour, en hausse de 0,78% par rapport aux prévisions de 9 287 085 barils. Par rapport à fin septembre 2010, la production de pétrole brut enregistre une baisse de 14,87% sur l'ensemble des champs malgré les investissements réalisés en 2010 sur le permis CI-26.

La part de l'Etat issue du partage de la production avec les opérateurs privés et la PETROCI, s'élève à 2 648 478 barils représentant environ 28,30% du volume produit. Afin de pourvoir les centrales thermiques en gaz naturel et associé pour la production d'électricité, l'Etat a cédé 444 806 barils de pétrole brut aux partenaires privés en échange de 6 575 966 MMBTU de gaz naturel, soit un taux de swap de 14,34 MMBTU de gaz naturel pour un baril de pétrole brut. En définitive, la part de l'Etat après ces opérations d'échange (part-Etat), à fin septembre 2011, s'élève à 2 203 853 barils contre une réalisation de 1 387 022 barils à fin septembre 2010, soit une hausse de 58,89%. Cette évolution est principalement liée à la réduction des cost-oil sur les permis CI-26 et CI-40 qui sont respectivement passés de 33% et 80% en début d'année à 21,53% et 58,68% de la production de pétrole brut sur les trois premiers trimestres.

**Tableau 1 :** Etat comparatif entre la production de pétrole et les prévisions à fin septembre 2011

Permis	Réalisations Septembre 2010 (barils)	Prévisions Septembre 2011 (barils)	Réalisations Septembre 2011 (barils)	Variations % Réal. 11/ Prév. 11	Variations % Réal. 11/ Réal. 10
CI 11	307 812	249 360	228 325	-8,44%	-25,82%
CI 26	4 041 251	3 538 449	3 588 011	1,40%	-11,22%
CI 27	168 603	119 592	142 709	19,33%	-15,36%
CI 40	6 477 392	5 379 684	5 400 739	0,39%	-16,62%
<b>Total</b>	<b>10 995 058</b>	<b>9 287 085</b>	<b>9 359 784</b>	<b>0,78%</b>	<b>-14,87%</b>

Source : PETROCI

La production valorisée à fin septembre 2011 est estimée à 1 014,22 millions de dollars US, environ 481,75 milliards de FCFA, avec un taux de change moyen de 475 FCFA pour un dollar américain. L'évaluation de la part de l'Etat après les échanges avec les producteurs (après swap) ressort à 244,12 millions de dollars US (environ 115,96 milliards de FCFA) représentant 24,07% des revenus tirés du pétrole brut. Les revenus attendus de pétrole brut de l'Etat sont en hausse de 155,06% par rapport aux réalisations de septembre 2010 (95,71 millions de dollars US) en raison de l'amélioration des conditions de partage en faveur de l'Etat de manière générale et de l'augmentation des cours internationaux.

### 1.2 Gaz naturel

La production de gaz naturel à fin septembre 2011 est de 42 120 064 MMBTU (1 193,17 millions de m<sup>3</sup>), en hausse de 4,63% par rapport aux prévisions mais en baisse de 7,53% par rapport aux réalisations à fin septembre 2010. Le redressement enregistré en réalisation par rapport aux prévisions est lié à la performance du permis CI-27, dont la production a connu une croissance de 25,68%. Cependant, cette évolution exceptionnelle est atténuée par les contreperformances enregistrées au niveau des permis CI-11 et CI-26. Par ailleurs, la baisse de la production de gaz par rapport aux réalisations de la même période de 2010 est essentiellement liée à la contre-performance des gisements Baobab et Panthère.

La part-Etat après swap s'établit à 25 435 393 MMBTU, en hausse de 22,38% par rapport aux prévisions et de 8,13% par rapport aux réalisations de septembre 2010, en relation avec l'amélioration des conditions de partage en faveur de l'Etat.

**Tableau 2 :** Etat comparatif entre la production de gaz et les prévisions à fin septembre 2011

Permis	Réalisations 2010 (MMBTU)	Prévisions 2011 (MMBTU)	Réalisations 2011 (MMBTU)	Variations % Réal. 11/ Prév.11	Variations % Réal. 11/ Réal. 10
CI 11	8 197 512	6 246 838	3 997 198	-36,01%	-51,24%
CI 26	3 872 086	8 462 252	7 874 745	-6,94%	103,37%
CI 27	28 649 221	22 584 953	28 384 730	25,68%	-0,92%
CI 40	3 103 960	1 876 624	1 863 391	-0,71%	-39,97%
<b>Total</b>	<b>43 822 779</b>	<b>39 170 668</b>	<b>42 120 064</b>	<b>7,53%</b>	<b>-3,89%</b>

Source : PETROCI

La valorisation de toute la production de gaz naturel à fin septembre 2011 ressort à 363,40 millions de dollars US (environ 172,62 milliards de FCFA). La part de l'Etat après swap se chiffre à 216,02 millions de dollar US (environ 102,6 milliards de FCFA), en hausse de 99,41% par rapport aux prévisions et en baisse de 25,30% par rapport aux réalisations de septembre 2010. Cette bonne tenue des revenus de l'Etat par rapport aux prévisions est liée à l'effet combiné de l'amélioration des cours et des conditions de partage.

Dans l'ensemble, les valorisations de la part-Etat de pétrole et de gaz ressortent à 460,14 millions \$.US (environ 218,57 milliards FCFA). Elles sont en hausse respectivement de 92,91% et de 31,44% par rapport aux prévisions et aux réalisations à fin septembre 2010 en raison de l'amélioration des cours du pétrole brut et du profit-oil de l'Etat.

**Tableau 3 :** Etat comparatif des prévisions et réalisations de revenus de pétrole et gaz part-Etat à fin septembre 2011

Permis	Réalisations 2010 (en US\$)	Prévisions 2011 (en US\$)	Réalisations 2011 (en US\$)	Variations % Réal. 11/ Prév. 11	Variations % Réal. 11/ Réal. 10
CI 11	21 059 521	21 252 500	26 315 855	23,82%	24,96%
CI 26	134 092 162	122 685 493	186 888 486	52,33%	39,37%
CI 27	150 170 671	53 014 269	128 164 019	141,75%	-14,65%
CI 40	44 757 203	41 570 896	118 769 326	185,70%	165,36%
<b>Total</b>	<b>350 079 557</b>	<b>238 523 159</b>	<b>460 137 686</b>	<b>92,91%</b>	<b>31,44%</b>

### 1.3 Défis

Dans le but d'accroître le niveau de la production de pétrole brut, des investissements relatifs à l'exploration et la production des hydrocarbures sont engagés. Ils devraient permettre de mettre en relief de nouveaux gisements. En outre, de nouveaux investissements sont prévus en 2012 sur le permis CI-27 pour le développement du champ Mahi et sur le permis CI-26 en 2013.

Le déficit financier du sous-secteur électricité est, entre autres, lié au coût excessif du gaz notamment sur les permis CI-26 et CI-27. Des négociations engagées avec les opérateurs, afin de réduire la facture du gaz naturel, n'ont, jusqu'à ce jour, pas donné de résultats satisfaisants. Le Ministre des Mines, du Pétrole et de l'Energie a pris des dispositions afin de conduire les discussions avec les partenaires en vue d'aboutir, au plus tard en novembre 2012, à la réduction des coûts du gaz et à la fixation d'un plafond et d'un plancher à l'évolution des prix du gaz.

## II – PRODUITS PETROLIERS

L'analyse porte sur la production, les ventes et les mises à la consommation des produits pétroliers.

### 2.1 Activités de la SIR

La crise postélectorale a perturbé de manière considérable les activités de la SIR.

#### a) Achats d'intrants

La quantité d'intrants achetée s'établit à fin septembre 2011 à 1 659 928 tonnes métriques (TM) contre 2 125 098 TM un an plus tôt, soit une baisse de 21,89%. Ils comprennent le pétrole brut, les produits semi-finis, les distillats et les autres bases.

Les achats de pétrole brut portent sur une quantité de 1 391 761 TM, dont 55 053 TM d'origine ivoirienne, soit environ 3,96% et 1 336 708 TM d'origine étrangère.

Les produits semi-finis et le distillat ont été respectivement utilisés à hauteur de 131 828 TM, 131 390 TM et 4 949 TM.

#### b) Production de produits pétroliers

La production totale de produits pétroliers à fin septembre 2011 s'établit à 1 269 980 TM, en baisse de 27,44% par rapport à fin septembre 2010. Cette situation est liée à la baisse d'activité enregistrée par la SIR en début d'année en liaison avec ses difficultés d'approvisionnement en pétrole brut dues à la crise post-électorale. La répartition de cette production est fournie dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 4 :** Répartition de la production des produits pétroliers

Produit	Janvier à septembre 2010		Janvier à septembre 2011		Variation % 2011 / 2010
	Qté (tonnes)	Part (%)	Qté (tonnes)	Part (%)	
BUTANE	4 291,00	0,25	892,00	0,07	-79,21%
SUPER	259 418,00	14,82	238 227,00	18,76	-8,17%
ESSENCE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
KEROSENE (PETROLE /JET)	530 236,00	30,30	412 649,00	32,49	-22,18%
GASOIL	721 523,00	41,23	491 336,00	38,69	-31,90%
DDO	19 627,00	1,12	8 322,00	0,66	-57,60%
HVO	48 020,00	2,74	30 529,00	2,40	-36,42%
Fuel Oil	167 037,00	9,54	88 025,00	6,93	-47,30%
<b>TOTAL</b>	<b>1 750 152,00</b>	<b>100,00</b>	<b>1 269 980,00</b>	<b>100,00</b>	<b>-27,44%</b>

Source : SIR

La production de la SIR porte majoritairement sur le gasoil pour 38,69%, le kérosène (pétrole) pour 32,49%, le super pour 18,76% et le fuel oil pour 6,93%.

#### c) Ventes et exportations de produits pétroliers

Les ventes totales se sont élevées à 1 321 958 TM pour un montant global de 594,27 milliards de FCFA. En volume comme en valeur, elles sont en baisse de 33,34% et de 5,13% par rapport à septembre 2010, en relation respectivement avec la contraction de la production de la SIR et l'amélioration des cours des produits pétroliers.

Le marché intérieur a absorbé 45,78% (605 141 TM pour 273,33 milliards de FCFA) des ventes globales de la SIR, en baisse de 27,65% par rapport à 2010. Le principal produit pétrolier vendu en Côte d'Ivoire est le gasoil. Le volume des ventes est estimé à pour 214 284 TM soit 59,62% des ventes locales.

Les ventes extérieures qui représentent 54,22% (716 817 TM pour 320,94 milliards de FCFA) des ventes globales de la SIR, sont en baisse de 37,49% par rapport à leur niveau de septembre 2010. Elles portent essentiellement sur le kérosène, le gasoil et le fuel oil.

Les exportations sont orientées vers les pays de l'hinterland (8,57%) et effectuées par voie maritime (91,43%).

**Tableau 5 :** Répartition des ventes de la SIR

	Janvier à Septembre 2010		Janvier à Septembre 2011			Variation % 2011 / 2010	
	Volume (TM)	Valeur (Mds de FCFA)	Volume (TM)	Part de marché	Valeur (Mds de FCFA)	Volume	Valeur
<b>Ventes totales</b>	<b>1 983 149</b>	<b>626,39</b>	<b>1 321 958</b>	<b>100%</b>	<b>594,27</b>	<b>-33,34%</b>	<b>-5,13%</b>
<b>Ventes marché intérieur</b>	<b>836 406</b>	<b>214,39</b>	<b>605 141</b>	<b>45,78%</b>	<b>273,33</b>	<b>-27,65%</b>	<b>27,49%</b>
<b>Ventes marché export</b>	<b>1 146 743</b>	<b>412,00</b>	<b>716 817</b>	<b>54,22%</b>	<b>320,94</b>	<b>-37,49%</b>	<b>-22,10%</b>
<i>Ventes export terre</i>	149 100	68,69	61 438	4,65%	27,59	-58,79%	-59,83%
<i>Ventes export mer</i>	997 643	343,31	655 379	49,58%	293,35	-34,31%	-14,55%

Source : SIR

## 2.2 Mise en dépôt / Consommation

### a) Entrée et sortie des entrepôts

Les entrées en entrepôt de produits pétroliers retracées par les services douaniers portent sur 1 409 501 tonnes contre 1 938 351 tonnes en septembre 2010, soit une baisse de 27,28% liée à la crise postélectorale. Dans les livres des Douanes, la raffinerie locale a fourni 779 601 tonnes, le reste qui s'établit à 629 900 tonnes, correspond aux importations.

La quantité sortie des entrepôts s'établit à 1 718 950 tonnes contre 2 118 090 tonnes en septembre 2010. Elle concerne le ravitaillement du marché national (649 437 tonnes), les avitaillements des navires (31 821 tonnes) et les réexportations vers l'hinterland (1 037 692 tonnes).

### b) Mise à la consommation

La mise à la consommation sur le marché local à fin septembre 2011, porte sur 640 212 tonnes contre 806 631 tonnes, soit une contraction de 20,63% par rapport à l'année précédente liée à la baisse du trafic sur la période de la crise. Ce volume est soumis aux droits communs de collecte de taxes à hauteur de 96,18% contre 3,82% d'exonération totale.

## 2.3 Taxes sur les produits pétroliers

A fin septembre 2011, les droits émis sur les produits pétroliers ont généré 208,72 milliards de FCFA contre 269,93 milliards de FCFA en 2010, soit une baisse de 22,67% liée à la réduction des volumes des produits pétroliers mis à la consommation.

## 2.4 Défis

Les difficultés financières de la SIR ont provoqué un arrêt de l'approvisionnement en pétrole brut, la matière première essentielle. Pour éviter une cessation d'activité à la SIR, l'Etat a consenti une subvention de 20 F.CFA/litre à la SIR pour soutenir l'activité de raffinage qui souffre de la contraction des marges de raffinage.

Depuis le mois d'avril 2010, les prix à la pompe des produits pétroliers sont bloqués malgré la hausse des cours internationaux. Ainsi, pour pouvoir maintenir ce blocage, l'Etat a-t-il revu à la

baisse ses taxes et le prix de cession de la SIR, créant de ce fait, des manques à gagner au niveau des revenus de l'Etat et de la SIR. Pour rétablir l'application du mécanisme de fixation automatique des prix des produits pétroliers en harmonie avec la situation sociale des populations, une étude sur la structure des prix des produits pétroliers a été lancée. Les conclusions devraient être disponibles avant la fin de l'année 2011. Une proposition de structure des prix, prenant en compte le besoin de financement de l'économie et la vulnérabilité de la population, sera disponible au cours du premier trimestre 2012. Dès lors, des discussions seront entamées avec la société civile et les acteurs du secteur des transports pour une application harmonieuse de la nouvelle structure en juillet 2012.

### III – ELECTRICITE

#### 3.1 Production

La production totale d'électricité à fin septembre 2011 s'établit à 4 380,33 GWh contre 4 319,65 GWh en 2010, soit une hausse de 1,4% par rapport à septembre 2010. Cette hausse s'explique par l'accroissement de la production hydraulique (35,96% par rapport à septembre 2010) grâce à une amélioration de l'apport en eau. La baisse du niveau de la production thermique est due au ralentissement de l'activité des centrales thermiques durant la période postélectorale.

La valorisation de la production d'électricité de source thermique ressort à 47,38 milliards de FCFA, en hausse de 3,15% par rapport à son niveau de septembre 2010 (45,94 milliards de FCFA) en raison de l'augmentation du prix de cession du gaz.

**Tableau 6 :** Production d'électricité et valorisation à fin septembre 2011

	Janvier à septembre 2010		Janvier à septembre 2011		variation 2011/2010	
	QTE (MWh)	Valeur (Mds de FCFA)	QTE (MWh)	Valeur (Mds de FCFA)	QTE	Valeur
<b>Production d'électricité:</b>	<b>4 319 648,25</b>	<b>57,26</b>	<b>4 380 325,86</b>	<b>47,38</b>	<b>1,40%</b>	<b>-17,25%</b>
- Thermique (AZITO, CIPREL, VRIDI)	3 201 169,96	45,94	3 059 246,15	47,38	-4,43%	3,15%
- Hydraulique	969 120,20		1 317 658,00		35,96%	
- Centrales isolées	149 358,09	11,32	3 421,72		-97,71%	-100,00%

Source : SOGEPE

#### 3.2 Approvisionnement en gaz

Les achats de combustibles pour la production thermique d'électricité ont coûté 156,16 milliards de FCFA en hausse de 17,99% par rapport à la même période de 2010, lié au rencherissement du prix du gaz naturel dont le prix moyen est en hausse de 21,89%.

La production d'électricité à partir de combustible liquide et solide a fortement diminué, en raison du bon niveau d'eau dans les barrages hydroélectriques.

**Tableau 7 :** Achats de combustibles à fin septembre 2011

	Janvier à septembre 2010			Janvier à septembre 2011			variation 2011/2010		
	QTE	Valeur (en mds)	Prix	QTE	Valeur (en mds)	Prix	QTE	Valeur (en mds)	Prix
<b>Achat de combustible</b>		<b>132,35</b>			<b>156,16</b>			<b>17,99%</b>	
- Liquides DDO (1000 litres)	1 328,12	0,46	346,43	190,62	0,12	642,70	-85,65%	-73,37%	85,52%
- Liquides HVO (tonnes)	17 269,58	3,46	200,50	697,04	0,00	0,00	-95,96%	-100,00%	-100,00%
- Liquides DIESEL (1000 litres)	1 861,54	1,11	598,15	1 235,39	0,86	695,03	-33,64%	-22,89%	16,20%
- Gazeux (milliers de m <sup>3</sup> )	998 236,12	127,31	127,54	1 002 364,38	155,18	154,82	0,41%	21,89%	21,39%

Source : SOGEPE

#### 3.3 Ventes locales d'électricité

Les ventes locales d'électricité, évaluées à 163,55 milliards de FCFA sont en baisse de 6,64% par rapport à leur niveau de fin septembre 2010, en raison de la baisse d'activités des usines et des administrations publiques sur la période de crise. En relation avec l'activité industrielle, les ventes d'électricité de haute et moyenne tension enregistrent une baisse de 12,94%.

**Tableau 8 :** Ventes d'électricité et valorisation à fin septembre 2011

	Janvier à septembre 2010			Janvier à septembre 2011			variation 11/10		
	QTE (MWh)	Valeur (en mds)	Prix	QTE (MWh)	Valeur (en mds)	Prix	QTE	Valeur	Prix
- Ventes locales	2 958 933,45	175,17	59,20	2 719 775,42	163,55	60,13	-8,08%	-6,64%	1,57%
-Basse tension	1 557 414,63	100,16	64,31	1 499 562,88	95,92	63,96	-3,71%	-4,24%	-0,54%
-Haute et moyenne tension	1 401 518,82	75,01	53,52	1 220 212,54	67,63	55,42	-12,94%	-9,84%	3,55%

Source : SOGEPE

### 3.4 Exportation d'électricité

Le volume des ventes d'électricité à l'exportation a plus que doublé pour s'établir à 456,01 GWh, soit à 24,67 milliards de FCFA. Cette évolution est due au fait que les exportations en direction du Ghana et du Togo avaient été suspendues en 2010, en raison du déficit de production.

**Tableau 9 :** Exportations d'électricité à fin septembre 2011

	Janvier à septembre 2010			Janvier à septembre 2011			variation 11/10		
	QTE (en MWh)	Valeur (en mds)	Prix	QTE en MWh)	Valeur (en mds)	Prix	QTE (en MWh)	Valeur (en mds)	Prix
- Ventes export	207 578,68	10,50	50,57	456 005,96	24,67	54,11	119,68%	135,03%	6,99%
- VRA	7 922,18	0,46	57,68	46 908,02	2,59	55,23	492,11%	466,99%	-4,24%
- CEB				79 306,09	3,97	50,00			
- SONABEL	197 633,00	9,95	50,35	327 337,80	18,01	55,01	65,63%	80,98%	9,27%
- EDM	2 023,50	0,09	45,00	2 454,05	0,11	45,00	21,28%	21,28%	0,00%

Source : SOGEPE

### 3.5 Equilibre financier du secteur

Les flux de trésorerie du secteur indiquent, à fin septembre 2011, que les recettes recouvrées s'élèvent à 170,15 milliards de FCFA composées de 162,84 milliards de FCFA au titre de la vente d'électricité, 5,14 milliards de FCFA reversés par le Trésor pour la rétrocession de TVA au secteur et 2,17 milliards de FCFA au titre des redevances pour l'électrification rurale. En trésorerie, les dépenses sont ressorties à 160,21 milliards de FCFA laissant apparaître un solde de 9,94 milliards de FCFA.

A fin septembre 2011, les consommations de gaz de l'Etat par les centrales thermiques s'élèvent à 88,78 milliards alors que les consommations d'électricité de l'Etat s'établissent à 24,22 milliards de FCFA.

En terme d'exploitation, les trois premiers trimestres font ressortir un déficit de 76,08 milliards de FCFA, en raison du niveau des dépenses pour la production (271,71 milliards de FCFA) largement supérieur à celui des recettes qui devraient être recouvrées (195,63 milliards de FCFA). Cette situation traduit le déséquilibre financier du secteur qui est essentiellement dû au coût élevé du gaz naturel.

### 3.6 Défis

Le secteur électricité connaît un déficit structurel. La restauration de la viabilité financière du secteur passe par la réduction des charges à travers :

- la renégociation des contrats d'achat/vente de gaz naturel ;
- la révision de la structure tarifaire actuelle ;
- la réduction des pertes techniques et non techniques par une plus forte répression des fraudeurs et la réalisation des investissements ;
- l'amélioration du taux de recouvrement des factures en zone CNO ;
- la révision de la rémunération du concessionnaire ;
- la négociation des termes du contrat d'AGGREKO pour la prorogation de ses activités.

L'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité est actuellement précaire. Pour assurer une fourniture d'électricité en phase avec les objectifs de croissance économique, des mesures urgentes devraient être mises en exécution. Ces actions visent à assurer d'une part la maîtrise de la demande d'électricité et d'autre part l'amélioration quantitative et qualitative de l'offre d'énergie électrique. Pour ce faire, il faudrait :

Au niveau de la production de gaz naturel :

- Finaliser les négociations et signer les contrats avec FOXTROT et AFREN en vue d'augmenter leur capacité de production de gaz
- Procéder à l'importation de gaz liquéfié ou comprimé et mettre en place un contrat de location de barge de gaz naturel par PETROCI en vue de sécuriser la fourniture de gaz aux groupes de production.

Au niveau de la production de l'électricité :

- Prolonger le contrat de location des groupes de production d'AGGREKO de 18 mois supplémentaires tout en augmentant sa puissance de 70 MW à au moins 100 MW ;
- Réhabiliter la turbine à gaz N° 3 (21 MW) de VRIDI (BOAD) et le groupe 3 de BUYO (55 MW) ;
- Finaliser l'avenant Phase 3 d'AZITO relatif au cycle combiné pour un supplément de production de 150 MW ;
- Lancer les discussions en vue de la signature du contrat CIPREL 4 pour la réalisation d'une turbine à gaz de 110 MW et la transformation en centrale à cycles combinés en y adjoignant une turbine à vapeur de 110 MW soit une augmentation de puissance de 220 MW ;
- Lancer les discussions avec PETROCI en vue de la signature du contrat de réalisation d'une centrale à cycles combinés de 330 MW à ABATA ;
- Lancer les discussions en vue de la signature du contrat de la centrale de Treichville pour la réalisation d'une centrale de 330 MW comprenant 2 cycles ouverts de 110 MW et un cycle combiné de 110 MW ;
- Lancer les négociations pour la réalisation de l'aménagement hydroélectrique de SOUBRE avec une puissance installée de 270 MW;

Au niveau du transport et de la distribution de l'énergie :

- Créer le nouveau poste de transformation de la DJIBI (BOAD) et réaliser la Phase 2 du poste de Yopougon2, finaliser la ceinture 225 kV d'Abidjan par la réalisation de l'entrée en coupure d'artère au poste de RIVIERA de la ligne 225 kV ABOBO-PRESTEA ;
- Renforcer les capacités de transformation dans les postes existants en assurant notamment le passage des transformateurs 90/15 kV au palier 50 MVA dans les postes d'Abidjan ;

- Renforcer 50% des départs en limite de capacité par le renouvellement de leurs tronçons en câbles CPI (câbles enrobés de papiers imprégnés) ou CIS (câbles à isolement synthétique) recuits ;
- Remplacer des câbles HTA de type CPI en câble HTA de type CIS dans le district d'ABIDJAN (PURE-Banque Mondiale) ;
- Etendre et renforcer les réseaux HTA/BTA/EP dans la ville d'ABIDJAN, d'ANYAMA et de BINGERVILLE (PURE-Banque Mondiale) ;
- Restaurer les réseaux HTA par la création de départ HTA, de poste H59 et passage en coupure dans des postes du district d'Abidjan (PURE-Banque Mondiale) ;
- Fournir et installer des condensateurs à ATTAKRO, ABENGOUROU et AGNIBILEKRO (PURE-Banque Mondiale).

Au niveau financier :

- Verser au secteur de l'électricité une subvention de soixante (60) milliards de francs CFA pour résoudre les problèmes de trésorerie dans l'immédiat. Ce montant permettra de faire face aux mesures issues de la période du délestage et de l'application du pari passu, à savoir le règlement des factures des producteurs indépendants d'énergie, des producteurs gaziers, de l'achat d'énergie à la SIR, des factures des travaux de raccordement et des frais de mobilisation de la centrale d'Aggreko préfinancé par CIE ;
- Formaliser l'abandon temporaire de la part Etat Gaz sur les factures de fourniture de gaz naturel ;
- Finaliser l'étude tarifaire en cours et appliquer les recommandations ;
- Réviser les coûts de cession de l'énergie électrique à l'exportation ;
- Réviser la rémunération du Concessionnaire en vue de refléter la vérité des charges ;
- Ramener la part Etat Gaz et la part PETROCI à 3 USD/MBTU avec un plafond de 5 USD/MMBTU ;
- Reverser effectivement au Secteur la TVA à 11,11%, devant servir au financement des travaux ;
- Sensibiliser les populations pour la normalisation des encaissements dans la zone CNO.

## **CONCLUSION**

D'une manière générale, des difficultés ont émaillé l'ensemble des sous secteurs de l'énergie depuis quelques années. Des mesures vigoureuses ont été mises en œuvre au niveau du sous-secteur des hydrocarbures notamment par la garantie accordée par l'Etat à la SIR pour assurer un approvisionnement régulier en pétrole brut. Le blocage des prix à la pompe malgré la hausse des cours internationaux crée des manques à gagner tant au niveau de l'Etat que de la SIR. Les exportations d'électricité en direction du Ghana, du Burkina Faso, du Mali, du Togo et du Bénin ont effectivement repris grâce aux mesures prises pour faire face au délestage en 2010. En outre, les pertes non techniques devraient se contracter avec le retour effectif des agents de la CIE dans la zone CNO. Le renforcement des contrôles, de même que le respect des engagements pris en vue de la réduction du déficit devrait améliorer l'équilibre financier du secteur. Ces avancées notables doivent être renforcées par les investissements envisagés au niveau du réseau, le développement du gisement Mahi.

Aussi, pour rétablir durablement l'équilibre du secteur de l'électricité, il s'avère urgent de prendre les mesures citées ci-dessus :

- Au niveau de la production de gaz naturel ;
- Au niveau de la production de l'électricité ;
- Au niveau du transport et de la distribution de l'énergie ; et
- Au niveau financier. structure des prix de l'énergie électrique à l'issue de la finalisation de l'étude tarifaire.

**LE MINISTRE DES MINES,  
DU PETROLE ET DE L'ENERGIE**

**Adama TOUNGARA**

**LE MINISTRE DE L'ECONOMIE  
ET DES FINANCES**



**DIBY Koffi Charles**