

Enerdata market research

Exemple gratuit

Table des matières

LUXEMBOURG : INSTITUTIONS ET POLITIQUE ENERGETIQUE
EQUATEUR : LES ENTREPRISES
ANGOLA : L'APPROVISIONNEMENT
CENTRAFRIQUE : LES PRIX DES ENERGIES
URUGUAY : LA CONSOMMATION
LAOS : ENJEUX ET PERSPECTIVES

Liste des figures & tableaux

Liste des figures

Figure 1 - EQUATEUR: Capacité électrique installée par source (2007, %)
Figure 2 - EQUATEUR: Répartition de la production d'électricité par source (2007, %)
Figure 3 - URUGUAY : Evolution de la consommation par énergie (Mtep)
Figure 4 - URUGUAY : Répartition de la consommation totale par énergie (2007, %)
Figure 5 - URUGUAY : Répartition de la consommation finale par secteur (2007, %)
Figure 6 - URUGUAY : Consommation primaire depuis 1970

Liste des tableaux

Tableau 1 - EQUATEUR: Indicateurs économiques

- Population, taux de croissance du PIB
- Importations & exportations
- Taux d'inflation, taux de change

Tableau 2 - EQUATEUR: Indicateurs d'offre

- Réserves prouvées de pétrole et gaz
- Capacité électrique & de raffinage détaillées par source
- Production d'énergie
- Production d'électricité par source
- Commerce extérieur par énergie

Tableau 3 - ANGOLA: Indicateurs de demande

- Consommation par habitant
- Tendances de consommation
- Consommation totale par énergie
- Consommation finale par énergie et par secteur
- Indicateurs de sécurité énergétique
- Indicateurs d'efficacité énergétique
- Emissions de CO2

Tableau 4 - URUGUAY: Bilan énergétique

- Bilan énergétique total
- Bilan énergétique détaillé par énergie

LUXEMBOURG: INSTITUTIONS ET POLITIQUE ENERGETIQUE

Le Service de l'Énergie de l'État (SEE) du Ministère de l'Économie a la responsabilité du secteur de l'énergie.

Une autorité de régulation a été nommée, l'Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR), chargée de contrôler la réglementation des secteurs électrique et gazier.

AEL, Agence de l'Énergie du Luxembourg, de statut privé (État 50 %, Cegedel 40 %, SEO 10 %) a été créée en 1991 pour promouvoir les économies d'énergie, les énergies renouvelables et la production d'énergie décentralisée

Les principaux objectifs de la politique énergétique sont la diversification des approvisionnements, l'efficacité énergétique et des bas prix de l'énergie pour maintenir la concurrence des industries locales.

Electricité

Le marché de l'électricité est ouvert à la concurrence depuis le 1^{er} juillet 2007. Depuis juillet 2004, tous les clients professionnels pouvaient choisir leurs fournisseurs d'électricité. Le Luxembourg a ouvert son marché de l'électricité, avec toutefois une année de retard, sanctionné par Bruxelles pour non respect de l'application de la Directive.

La loi de juillet 2000 avait défini un premier seuil d'éligibilité jusqu'en décembre 2000 (consommation > 100 GWh/an concernant 3 clients potentiels) ; le seuil est ensuite passé à 20 GWh/an en 2004, soit 57% du marché.

Gaz

L'ensemble du marché gazier est désormais totalement ouvert à la concurrence depuis juillet 2007. En 2004, les consommateurs de plus de 15 Mm³ avaient déjà pu choisir leurs

fournisseurs (72% du marché). Le Luxembourg a débuté la libéralisation de son marché du gaz en 2000 : les seuls clients éligibles étaient alors les centrales électriques (excepté celles qui revendaient leur surplus d'électricité à Cegedel).

Efficacité

Le nouveau plan d'efficacité énergétique a fixé conformément à la Directive Européenne un taux d'économies d'énergie de 9% en 2016, équivalent à 1 582 GWh. Le pays avait auparavant proposé en avril 1999 un Plan national pour un Développement Durable ; même si ce plan n'a pas de valeur juridique contraignante, ses principaux objectifs dans le domaine de l'efficacité énergétique sont les suivants : diminution de l'intensité énergétique de 20% en 2010 (année de référence 1993) ; réduction de 30% de la consommation de chauffage par unité de surface dans le secteur du bâtiment d'ici 2020 ; création d'unités de cogénération : de 9% en 2003, la part de la production d'électricité de la cogénération devrait atteindre 15% en 2010 ; promotion de la production d'électricité via les autoproducteurs (45% de l'électricité totale produite en 2010).

Une loi sur l'efficacité énergétique a été adoptée en août 1993. Une nouvelle réglementation thermique pour les bâtiments neufs est entrée en vigueur début 1996. Un programme de promotion des économies d'énergie dans les bâtiments municipaux a été mis en oeuvre en 1996. Les économies engendrées à long terme sont de l'ordre de 30-50%.

Renouvelables

Le pays a pour objectif le doublement de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'électricité (5% en 2010) et doublement de la part du bois dans la consommation finale d'énergie (0,5%-1% d'ici 2010).

CO2

Le Luxembourg doit réduire de 28% ses émissions de gaz à effet de serre en 2008-2010 (par rapport à 1990) dans le cadre des engagements de Kyoto. En 2006, ses émissions étaient à peu près au même niveau qu'en 1990.

Le pays a alloué, pour la période 2005-2007, 3,4 MtCO₂/an de quotas d'émissions répartis en 15 sites industriels dans le cadre du Plan d'Allocation des Quotas (PNAQ). Les émissions réelles ont été de 30% inférieures au quota pour la période 2005-2007. Pour le second plan, le volume alloué est de 2,7 Mt CO₂/an pour la période 2008-2012.

EQUATEUR: LES ENTREPRISES

Electricité

L'entreprise publique Instituto Ecuatoriano de Electricidad (Inecel), qui contrôlait la production, le transport et la distribution de l'électricité du pays, a été séparée en 1999 en différentes entreprises de production, transport et distribution. Le pays compte 13 compagnies de production d'électricité (dont 6 issues de l'ancien Inecel), une entreprise de transport, **Transelectric S.A.**, et 20 entreprises de distribution.

Le Fondo de Solidaridad gouvernemental est actionnaire unique des entreprises de production issues du découpage de Inecel (sauf de Elecaustro dont il détient 53.5% des parts) et de Transelectric, et détient des parts dans les entreprises de distribution. Bien que les différentes tentatives de privatisation des actifs de l'Etat dans le secteur électrique se soient jusqu'à présent soldées par des échecs, le Fondo de Solidaridad a lancé fin 2003 de nouveaux appels d'offres pour des contrats dans le secteur de la distribution.

L'entreprise américaine EDC (filiale de Noble Energy) a créé l'entreprise Machala Power via un contrat de concession d'une trentaine

d'années avec l'Etat. Machala Power a construit en 2002 une centrale à gaz à Machala d'une capacité de 130 MW, qui devrait atteindre 310 MW ultérieurement, alimentée par le gaz produit par EDC à partir du champ Amistad.

Pétrole

L'entreprise publique **Petroecuador** est en charge de la gestion des hydrocarbures en Equateur. Petroecuador résulte de la nationalisation en 1985 de CEPE, une association entre l'Etat et la compagnie Texaco. Petroecuador organise l'exploitation et la valorisation des gisements d'hydrocarbures du pays. Ses filiales Petroproduccion, Petroindustrial et Petrocomercial sont respectivement en charge de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, du raffinage, du transport et de la commercialisation des produits pétroliers pour le marché domestique.

La part de Petroecuador dans la production a augmenté en 2006 avec la reprise par la compagnie nationale des actifs d'Occidental Petroleum (56% en 2008).

Il existe actuellement 34 contrats avec des compagnies privées dans le domaine de la production dont 14 contrats de participation, 12 contrats de prestation de services et 8 contrats de champs marginaux. Les principales compagnies étrangères présentes dans le pays sont: Repsol-YPF (8% de la production en 2008), Andes Petroleum (8% de la production, consortium avec CNPC, qui a acquis en septembre 2005 les actifs détenus par EnCana), Perenco (4,9% de la production) et Agip Oil (4,6% de la production).

En mai 2006, le gouvernement a cassé le contrat de participation qu'il avait passé avec Occidental Petroleum (OXY), principal investisseur étranger dans le pays avec l'exploitation du bloc 15. Cette rupture de contrat a pour origine la cession réalisée en 2000 par OXY de 40% de ses actifs à

l'entreprise EnCana sans autorisation du Ministère de l'Énergie comme l'exige l'article 79 de la loi Hydrocarbures. Cette rupture de contrat a impliqué la destitution d' OXY des champs exploités, le retrait de ses installations et de ses employés ainsi que la perte de ses cautions et garanties. Ceci a entraîné une perte supportée par la compagnie de 306 MUS\$ dans le deuxième semestre 2006. OXY a déposé une plainte auprès du Centre International pour le Règlement des Différents relatifs aux Investissements (CIRDI) de la Banque Mondiale. L'objectif d'OXY est d'obtenir une indemnisation de 1 G US \$ et la restitution du bloc 15 ; début 2009 le conflit n'a pas encore été résolu. L'exploitation du champ, avec une baisse de production de 10% due à des difficultés techniques, est désormais assurée par Petroecuador qui a repris les actifs d'OXY mais aussi une dette d'environ 40 M US \$ envers les entreprises membres de la Chambre de Services Pétroliers et Énergétiques. Cette dette vient s'ajouter au passif de 208 M US \$ que la compagnie avait déjà envers cette même institution.

Depuis 2007, l'Équateur menace de saisir la production des compagnies pétrolières étrangères ne s'étant pas conformé aux nouvelles lois relatives aux bénéfices exceptionnels et ayant accumulé ces taxes depuis 2007. Début 2009 Perenco refuse toujours de payer et Repsol accepte de verser 447 M\$ jusqu'à 2014. Un nouveau contrat a été signé avec Petrobras pour le bloc 18, diminuant les taxes de l'État de 99 à 70% moyennant une participation à la production de 60%.

Les activités de raffinage sont entièrement placées sous le contrôle de Petroindustrial, filiale de Petroecuador.

Dans le domaine du transport, un nouvel oléoduc d'une capacité de 130 000 bl/j (OCP, Oleoducto de Crudos Pesados) a été mis en service en 2003 par le consortium OCP Limited composé d'Agip Oil, Alberta Energia

Corporation, Repsol YPF, Occidental Petroleum, Perenco, Petrobras Energia S.A et Techint. Le contrat prévoit une durée d'exploitation de l'oléoduc par OCP Limited de 20 ans à l'issue de laquelle il deviendra propriété de l'État. Les autres oléoducs sont gérés par Petroecuador.

L'entreprise **Petroleos y Servicios SA** est le principal distributeur de produits pétroliers avec 29% du marché national.

Gaz

L'entreprise américaine EDC exploite le champ Amistad (appelé bloc numéro 3). Un consortium composé du canadien Keyano Pimee et de la compagnie équatorienne Amazonia Gas a remporté les droits d'exploitation du champ gazier de Sacha pour une période de 14 ans à partir de 2002 et prévoit de construire une usine de transformation du gaz. L'objectif du consortium est de produire à terme 80 tonnes de GPL par jour.

ANGOLA: L'APPROVISIONNEMENT

Ressources

L'Angola possède un énorme potentiel d'exploitation gazier, avec des gisements estimés à 270 Gm³. Les réserves de pétrole prouvées sont en forte hausse et estimées à 9.5 Gbl (1,3 Gt) (2009). Le potentiel hydroélectrique est très important (estimé à 150 TWh).

Electricité

La capacité installée a augmenté récemment avec la mise en service des deux dernières turbines de 210 MW du barrage de Capanda en 2005, après la mise en service des deux premières en 2003 et 2004 (520 MW, soit 4x130 MW). Elle atteint maintenant 1190 MW (dont environ 850 MW sont effectivement disponibles).

La production d'électricité est de 3.2 TWh (2007), assurée à près de 90% par des

centrales hydroélectriques et à 10% par des centrales au fuel.

ENE intègre les quinze provinces dans 3 zones géographiques : le système Nord (Luanda) possède les deux plus grandes centrales hydroélectriques : Cambambe, avec une capacité de 180 MW, et Capanda (520 MW) ainsi qu'une turbine à gaz d'une capacité de 90 MW ; le système Centre (Benguela) possède deux centrales hydroélectriques (Biopo et Lomaum) et une turbine à gaz pour une capacité totale de 70 MW ; et enfin le système Sud (Namibe) possède une centrale hydroélectrique d'une capacité de 40 MW (Matala). ENE alimente aussi l'enclave de Cabinda à l'aide d'une centrale à gaz et d'un générateur au diesel de 10 MW chacun.

La distribution de l'électricité gérée par ENE dans le système Nord se fait à l'aide d'un réseau de 9 sous-stations électriques dont 2 seulement sont opérationnelles, reliées par un réseau de 220, 150 et 60 kV de près de 1000 km. Dans le système Centre on dénombre 6 sous-stations, dont 3 seulement sont opérationnelles (réseau de 150 - 60 kV, 420 km), et enfin le système Sud possède également 6 sous-stations dont 2 hors-service (réseau de 150 - 60 kV, 620 km).

EDEL se développe également rapidement selon un programme lancé en 2005 (environ 200M\$ pour les quatre premières phases).

Pétrole

La production de pétrole progresse très rapidement; elle a atteint 97 Mt en 2008 contre 62 Mt en 2005, 37 Mt en 2000 et 23 Mt en 1990. L'Angola est le deuxième producteur de pétrole en Afrique après le Nigéria. Cette rapide augmentation est due à la mise en opération récente de plusieurs nouveaux gisements, situés en offshore profond (entre 1 000 et 2 000m) et produit avec des FPSOs.

La majeure partie de la production actuelle se situe dans l'enclave de Cabinda (les sites off-

shore ont été relativement épargnés par la guerre).

Environ 95% de la production est exportée, pour moitié vers les Etats-Unis, et la Chine.

La quasi-totalité des besoins domestiques en gasoil et kérosène est produite par l'unique raffinerie du pays d'une capacité de 39 000 bl/j, en cours d'expansion à 60 000 bl/j. L'Angola importe actuellement près de 25% de sa consommation de produits raffinés.

Gaz

La production commercialisée de gaz atteignait 0,8 Gm³ en 2007. Jusqu'à présent la grosse majorité du gaz produit en Angola était brûlé en torchère. Le gouvernement développe des stratégies pour limiter ce phénomène et augmenter l'utilisation commerciale du gaz. CABGOC a ainsi été la première compagnie à exploiter des champs sans l'utilisation de torchères (à Nemba, Lomba et Kuito).

CENTRAFRIQUE: LES PRIX DES ENERGIES

Pétrole

Le prix des produits pétroliers est fréquemment revu par les autorités en fonction des prix internationaux, des coûts de transport ou en fonction de l'origine du pétrole importé. Fin 2000, les prix des carburants ont fortement augmenté en RCA du fait du blocage des livraisons en République Démocratique du Congo ; pour pallier cet arrêt des livraisons pour cause de guerre, la RCA a eu recours au transport de carburants par camions citernes, en provenance du Soudan, ce qui a fortement fait augmenter les coûts de transports. Plus récemment, suite à la loi de finance adoptée par l'Assemblée fin décembre 2005, les prix des carburants ont augmenté début janvier 2006 de 6,1 à 7,6 centimes d'euros. En janvier 2006, le litre de super est ainsi passé

de 0,97 €/l à 1€/l, le litre de gasoil de 0,94 €/l à 1,01 €/l.

Dans un même temps, le prix du pétrole lampant, qui sert à l'éclairage des foyers, a augmenté de 12% : 0,6 €. Le prix du fioul a augmenté de 12% (0,6 €). Suite à ces hausses de tarifs, il a été indiqué « *qu'un arrêté du Premier ministre fixera les dispositions à prendre pour atténuer les effets de cette hausse sur les couches les plus vulnérables de la population* ».

Electricité

Les tarifs de l'électricité sont stables depuis plusieurs années. Une hausse n'est pas réellement envisagée, En revanche une simplification de la grille tarifaire qui distingue différents usages (éclairage, force motrice et mixte) a été évoquée. Le prix de l'électricité est de 0,14 €/kWh pour le secteur résidentiel, et 0,12 €/kWh dans le secteur industriel.

URUGUAY: LA CONSOMMATION

La consommation moyenne d'énergie par habitant est de 0,9 tep, dont 2000 kWh d'électricité.

Le pétrole couvre 60 % des besoins totaux d'énergie du pays. Les énergies traditionnelles et hydrauliques couvrent 16% et 21% des besoins (2008).

La consommation finale progresse depuis 2003 (2.5 Mtep en 2007) ; elle était restée relativement stable entre 1997 et 2003 (autour de 2.2-2.4 Mtep).

L'électricité a connu une forte croissance jusqu'en 2000 (5,4%/an en moyenne depuis 1990) ; elle a légèrement baissé entre 2000 et 2003 et progresse de nouveau depuis. La moitié environ de l'électricité est consommée dans la capitale Montevideo. Le taux d'électrification des ménages est de 97%.

Le résidentiel-tertiaire absorbe 44 % de la consommation finale , dont une partie (29%) sous forme d'énergies traditionnelles (2007).

Le secteur des transports représente un tiers de la consommation finale.

Le secteur résidentiel est de loin le plus gros consommateur d'électricité, avec environ 40%.

L'industrie occupe une place plus modeste : 21 % de la consommation finale et 27% de la consommation d'électricité (2007).

LAOS: ENJEUX ET PERSPECTIVES

Electricité

Le Laos développe à grande échelle ses ressources hydroélectriques pour accroître ses exportations vers la Thaïlande, puis le Vietnam. Les exportations d'électricité contribuent à environ un quart des exportations à égalité avec le bois et le textile. Elles représentent en moyenne des revenus de 100 M\$/an. Des capitaux privés seront largement mobilisés pour de tels projets, soit dans des schémas de type BOT, soit dans le cadre de joint-ventures.

Au total, huit projets hydroélectriques sont en construction pour une capacité totale d'environ 2 500 MW. Une quinzaine de projets hydroélectriques, dont la plupart sont des projets de production indépendante (« IPP ») en BOT, représentant une capacité globale d'environ 4 000 MW, devraient également être développés (dont 6 projets de plus de 300 MW). La capacité du pays devrait atteindre 2100 MW en 2010, pour une demande intérieure de 580 MW. La demande d'électricité devrait continuer à croître de 10%/ an en moyenne et atteindre 2 TWh en 2010, dont la moitié pour les ménages et 3,7 TWh en 2020.

Les principales centrales hydroélectriques sont en construction : **Nam Theun 2** (1 070 MW en 2009), **Nam Ngum 2** (615 MW, consortium Chor-Karmchang, Sri U-Tong, Shiapak, accord avec EGAT pour 597 MW en 1997, mise en service en 2011), **Xe Kaman 3** (250 MW, projet développé par VLP (Vietnam) (85%) et EDL (15%) pour des exportations vers le Vietnam, coût de 360 M\$, mise en service en 2010), **Nam Lik 1-2** (120 MW), **Nam Ngum 5** (100 MW) et **Xeset 2** (EDL, 176 MW). Une extension du barrage de **Theun Hinbun** pour une capacité de 280 MW devrait être mise en service en 2012.

Les autres projets hydroélectriques sont : **Nam Ou** (1100 MW, mise en service 2015, Sinohydro (75%) et le gouvernement du Laos (25%), production exportée vers la Thaïlande et la Chine), **Nam Ngum 3** (440 MW, MDX, Marubeni (Japan), Ratchburi (Thaïlande) et le gouvernement laotien, accord avec EGAT en mars 1997 portant sur 400 MW, mise en service en 2014), **Nam Theun 1** (520 MW, mise en service en 2014, production entièrement exportée vers la Thaïlande), **Xe Kaman 1** (320 MW, HEC, Hydro Electric Commission Enterprise (Australia), production exportée vers le Vietnam), enfin **Xe Pian** et **Xe Nam Noy** (439 MW, dont 360 MW exportés ; accord avec EGAT signé en mars 1997 ; consortium Dong Ah de Corée avec 45 %, partenaire Thaïlandais 20 % et 35 % partenaire Laotien) et **Nam Ngiep 1** (260 MW, mise en service prévue en 2015, production exportée vers la Thaïlande). Enfin, un projet de centrale sur le Mékong est mené par Mega First (Malaysia) (80%) et le gouvernement laotien (20%). **Don Sahong** aurait une capacité de 300 MW et serait mis en service en 2015.

Nam Theun 2 est mis en œuvre par le consortium international NTPC, Nam Theun 2 Power Company, associant EDF (35 %), Gouvernement du Laos (25 %), EGCO (25%) (reprise en novembre 2000 des participations de Jasmine International et Meryll Lynch) et Italian Thai Development (15 %). Sa construction est achevée à 93% et sa mise

en eau a commencé en avril 2008 ; la mise en service aura lieu en 2009. Le coût du projet est estimé à 1 450 M US\$. Le gouvernement laotien a signé en octobre 2002 avec NTPC un contrat de concession sur 30 ans. La production sera en grande partie exportée vers la Thaïlande: un accord de fourniture de 920 MW sur 25 ans (PPA) a été signé entre EGAT et NTPC en novembre 2003 pour un prix de 4,2 US cents/kWh. L'avenir du projet Nam Theun 2, le plus grand en taille, a été longtemps suspendu à la décision de la Banque Mondiale qui a finalement donné son accord pour un financement après des études approfondies d'impact environnemental et social. Son prêt de 270 M\$ a été attribué en avril 2005. Peu après la BEI a accordé un prêt de 55 M\$ sur 30 ans au gouvernement pour financer sa participation au capital de la société NTPC. En 2003, EDF avait prévu de se retirer du projet mais est revenu 3 mois plus tard sur sa décision. Le projet doit rapporter 30M\$/an au gouvernement entre 2009 et 2019 et 110 M\$/an de 2020 à 2034, sous forme de royalties, dividendes et taxes.

La construction d'une centrale thermique de 1 800 MW alimentée en lignite local a été approuvée par le gouvernement en juillet 2008. Ce projet est développé par un consortium thaïlandais-laotien, Thai Lao Power Co Ltd. Les réserves en lignite pourraient alimenter jusqu'à 2 000 MW de capacité installée. La centrale exporterait l'essentiel de sa production (600 MW) vers la Thaïlande. Elle pourrait entrer en service en 2013. Un contrat de 25 ans a déjà été signé avec la compagnie thaïlandaise EGAT (prix moyen de 5,7 US cents/kWh).

L'extension du réseau électrique, en particulier en zone rurale, ainsi que la réduction des pertes font partie des priorités de développement du secteur électrique. L'objectif officiel est d'électrifier 70% de la population en 2010, 79% en 2015 et plus de 90% en 2020 (dont 150 000 ménages à

partir de production décentralisée à partir de renouvelables).

En juin 1993, le Laos et la Thaïlande ont signé un accord pour la fourniture de 1 500 MW en 2000. Un second accord, signé en 1996, a prolongé cette convention et portait sur un volume d'exportation complémentaire de 1 500 MW en 2006, soit un total de 3 000 MW. Après la crise économique qui a frappé l'économie thaïlandaise, l'échéance de l'accord d'exportation a été reportée de 2 ans de 2006 à 2008. Cet accord a ensuite été renégocié plusieurs fois. Ainsi fin 2006, l'accord a porté sur 5000 MW à partir de 2009. La compagnie thaïlandaise EGAT a signé différents accords d'importation pour chacun de ces projets. Six projets d'exportation vers la Thaïlande sont inscrits dans le Plan de Développement du Secteur Electrique de la Thaïlande 2004-2015 : Nam Theun 2 (pour 920 MW d'importation à partir de 2009), Nam Ngum 2 (597 MW, 2012), expansion de Nam Theun Hinbun (220 MW, 2012), Nam Ngum 3 (440 MW, 2013), Nam Theun 1 (523 MW, 2013) et Nam Ngiep (261

MW, 2014). En 2020, le volume d'exportation vers la Thaïlande devrait atteindre 7 000 MW. Le Laos a également signé un accord (MOU) avec le Vietnam pour l'exportation de 1 000 MW entre 2006 et 2010 et 2 000 MW après 2010 (soit 3,35 TWh après 2010).

En 2020, les autorités prévoient d'exporter 5 000 MW vers le Vietnam et 1 500 MW vers le Cambodge.

Afin de permettre ces exportations, il existe 5 projets d'interconnexion électrique avec la Thaïlande. Pour améliorer l'approvisionnement électrique de certaines provinces, existent sept projets d'interconnexion pour importer de l'électricité (4 avec la Thaïlande, 2 avec le Vietnam et 1 avec la Chine). La longueur du réseau de transmission doit augmenter de près de 3 300 km entre 2003 et 2011.

Equateur

Tableau 1 : Indicateurs économiques

		1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007
Population	Millions	10,3	12,3	12,9	13,0	13,2	13,4	13,6
Taux de croissance du PIB	%/an	2,7	2,8	3,6	7,9	4,7	3,9	2,5
PIB/habitant	US \$	1008	1295	2228	2503	2758	2918	3016
Exportations	Milliards \$	2,7	4,9	6,2	7,8	10,1	n.d.	n.d.
Importations	Milliards \$	1,9	3,7	6,7	8,2	10,3	n.d.	n.d.
Taux d'inflation	%/an	48,5	96,1	7,9	2,7	2,4	3,3	2,3
Taux de change	lc/\$	1,00	1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Sources : Banque Mondiale , FMI

Tableau 2 : Indicateurs d'offre

		1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007
RESERVES*								
Pétrole	Mt	190	288	630	630	630	615	615
Gaz	Gm3	111	10,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,0

* Au 31 Décembre

CAPACITE*

Capacité de raffinage	Mbl/j	0,14	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Capacité électrique	GW	1,9	3,4	3,6	3,6	3,6	3,7	3,9
dont Thermique classique	GW	0,96	1,6	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
Hydraulique	GW	0,91	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	2,0
Nucléaire	GW	0	0	0	0	0	0	0
Géothermique	GW	0	0	0	0	0	0	0
Eolien	GW	0	0	0	0	0	0	0,002

* Au 31 Décembre

PRODUCTION

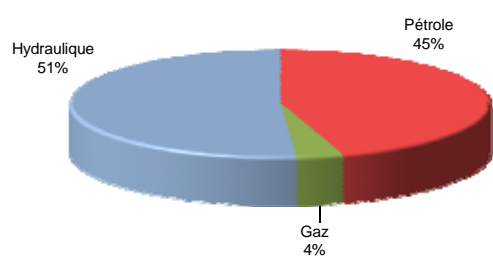
Pétrole	Mt	15,0	21,0	21,5	26,9	27,0	28,1	27,7
Gaz	Gm ³	0,22	0,27	0,39	0,36	0,41	0,54	0,53
Charbon	Mt	0	0	0	0	0	0	0
Electricité	TWh	6,3	10,6	11,5	12,6	13,4	15,4	17,3
dont Thermique	%	21,5	28,3	37,8	41,1	48,6	53,7	47,7
dont Charbon	%	0	0	0	0	0	0	0
Gaz	%	0	0	8	8	8	10	8
Hydraulique	%	79	72	62	59	51	46	52
Nucléaire	%	0	0	0	0	0	0	0
Géothermie	%	0	0	0	0	0	0	0
Eolien	%	0	0	0	0	0	0	0

COMMERCE EXTERIEUR*

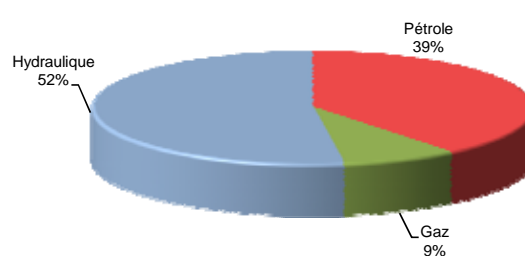
Pétrole brut	Mt	-8,9	-12,5	-13,2	-18,5	-18,8	-19,6	-17,8
Produits pétroliers	Mt	-1,4	-1,3	-0,38	-0,09	0,64	0,98	-0,87
Gaz	Gm ³	0	0	0	0	0	0	0
Charbon	Mt	0	0	0	0	0	0	0
Electricité	TWh	0	0	1,1	1,6	1,7	1,6	1,4

* Solde imports(+), exports(-)

CAPACITE ELECTRIQUE



PRODUCTION D'ELECTRICITE



Angola

Tableau 3 : Indicateurs de demande

1990 2000 2003 2004 2005 2006 2007

CONSOMMATION PAR HABITANT

Totale*	tep	0,60	0,57	0,61	0,61	0,61	0,63	0,63
Electricité	kWh	55,9	83,6	106	116	132	145	149

*Consommation primaire

TENDANCES DES CONSOMMATIONS

Total	%/an	6,5	4,7	5,8	3,0	3,1	5,4	3,3
Electricité	%/an	2,8	8,1	13,3	12,2	17,5	12,4	6,1
Pétrole	%/an	-1,3	10,0	13,2	-1,4	2,8	10,4	4,5

CONSOMMATION TOTALE

Total	Mtep	6,3	8,0	9,2	9,4	9,7	10,3	10,6
dont								
Pétrole	%	23	24	27	26	26	27	28
Gaz	%	7	6	6	7	6	6	6
Charbon, lignite	%	0	0	0	0	0	0	0
Electricité primaire*	%	1	1	1	2	2	2	2
Biomasse	%	69	69	66	66	65	64	64

* Nucléaire (1TWh = 0,26 Mtep), Hydraulique et éolien (1 TWh = 0,086 Mtep), Géothermie (1 TWh = 0,86 Mtep)

CONSOMMATION FINALE

Total	Mtep	4,9	6,2	7,2	7,4	7,7	8,2	8,5
Par énergie								
Pétrole	%	24	25	29	28	28	31	31
Gaz	%	9	8	7	8	8	8	8
Charbon, lignite	%	0	0	0	0	0	0	0
Electricité	%	1	2	2	2	2	2	3
Chaleur	%	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	%	65	66	62	62	61	59	59
Par secteur								
Industrie	%	16	13	15	14	15	15	15
Transport	%	14	14	15	17	17	19	19
Résidentiel tertiaire	%	69	71	67	67	67	65	65
Usages non énergétiques	%	1	3	3	2	2	2	2

CONSOMMATION D'ELECTRICITE

Total	TWh	0,59	1,2	1,6	1,8	2,1	2,4	2,5
dont								
Industrie	%	27	31	31	31	31	31	31
Résidentiel	%	73	69	69	69	69	69	69
Tertiaire	%	0	0	0	0	0	0	0

SECURITE ENERGETIQUE

Taux d'indépendance énergétique	%	456	548	552	608	726	770	906
Part du pétrole importé(+) exporté(-)	%	-1639	12104	-1503	-1438	-2265	-1979	-2216
Solde imports(+) exports(-) énergie	M US \$	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Solde imports(+) exports(-) énergie/PIB	%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

EFFICACITE ENERGETIQUE

Consommation totale/PIB *	kep/\$05	0,30	0,35	0,33	0,31	0,26	0,23	0,20
Consommation totale/PIB *	2005=100	114	134	126	117	100	88,9	75,8
Taux de pertes de transport distribution	%	25,1	14,6	14,4	14,5	14,5	14,5	14,0
Rendement des centrales thermiques	%	11,0	26,1	27,4	27,3	27,4	27,3	27,3

EMISSIONS DE CO2

Emissions de CO2/PIB *	kg/\$05	0,36	0,63	0,69	0,65	0,55	0,49	0,41
Emissions de CO2/habitant	tCO2/hab.	0,72	1,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

* à parité de pouvoir d'achat

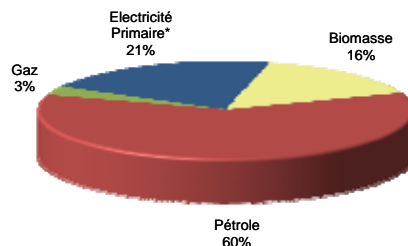
Uruguay

Tableau 4 : Bilans énergétiques

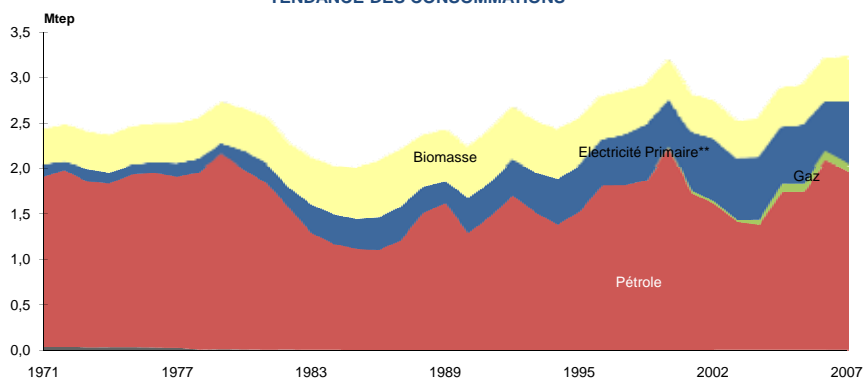
BILAN TOTAL (Mtep) 1990 2000 2003 2004 2005 2006 2007

Production	1,15	1,03	1,16	0,85	1,02	0,78	1,20
Importation	1,38	2,23	2,10	2,86	2,67	2,99	2,55
Exportation	0,24	0,22	0,29	0,40	0,49	0,30	0,36
Soutes	0,12	0,29	0,31	0,33	0,35	0,24	0,30
Variation de stocks	0,04	0,06	-0,13	-0,10	0,05	-0,03	0,13
Approvisionnement primaire	2,22	2,81	2,53	2,87	2,91	3,20	3,23
Consommation finale	1,94	2,52	2,20	2,33	2,34	2,40	2,53
Industrie	0,53	0,48	0,43	0,49	0,49	0,50	0,53
Transport	0,51	0,85	0,68	0,72	0,73	0,77	0,83
Résidentiel & Tertiaire	0,84	1,13	1,05	1,06	1,07	1,08	1,12
Usages non énergétiques	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05	0,05	0,05

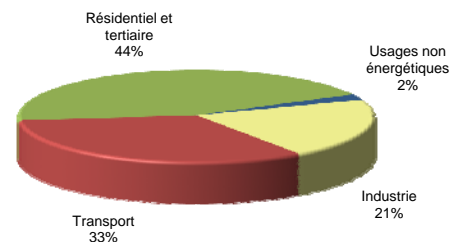
CONSOMMATION PRIMAIRE 2007



TENDANCE DES CONSOMMATIONS



CONSOMMATION FINALE PAR SECTEUR 2007

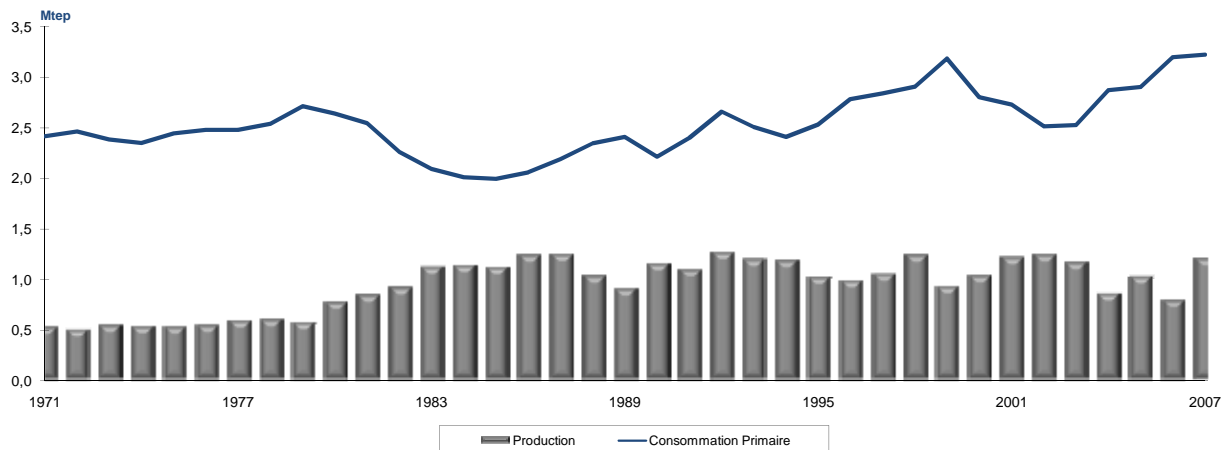


BILAN DETAILLE (Mtep)

2007

(Mtep)	Charbon	Pétrole Brut	Produits Pétroliers	Gaz Naturel	Elec.** Primaire	Elec.	Biomasse	Total**
Production					0,69		0,51	1,20
Importations	0,002	1,42	0,97	0,09		0,07	0,0	2,55
Exportations			-0,27			-0,09		-0,36
Soutes			-0,30					-0,30
Variation de stocks		0,25	-0,12					0,13
Approvisionnement primaire	0,002	1,67	0,27	0,09	0,69	-0,02	0,51	3,23
Raffineries		-1,67	1,54					-0,14
Centrales électriques			-0,33	0,0	-0,69	0,81	-0,01	-0,23
Autres	0,0		-0,14	-0,02		-0,18		-0,33
Consommation finale	0,003		1,34	0,08		0,61	0,49	2,53
dont :								
Industrie	0,003		0,14	0,06		0,16	0,17	0,53
Transport			0,83			0,45	0,32	0,83
Résidentiel et tertiaire			0,32	0,02				1,12
Usages non énergétiques			0,05					0,05

** Y compris chaleur



* Nucléaire (1TWh = 0,26 Mtep), Hydraulique et éolien (1 TWh = 0,086 Mtep), Géothermie (1 TWh = 0,86 Mtep)

Enerdata Online Products

Enerdata est une source d'information reconnue mondialement dans le secteur de l'énergie. Depuis 20 ans, nous fournissons des services d'information détaillés, fiables et à jour à des acteurs majeurs de l'énergie.

Achats en ligne de données, rapports et prévisions sur les marchés des énergies. Livraison immédiate par email.



Energy Market Report

Plus de 100 rapports sur les marchés du pétrole, gaz, électricité et charbon sont disponibles. Ces rapports d'analyse fournissent un ensemble cohérent et récent d'informations pertinentes sur la situation et le devenir des marchés, par pays.



Energy Company Reports

Plus de 20 rapports sur les activités des principales sociétés électriques et gazières en Europe. Ces rapports fournissent des informations pertinentes pour comprendre l'activité, le développement et la stratégie de chacune des sociétés.



Energy Prices

Tableaux de données de prix au consommateur final (EUR, TTC) par pays. 21 séries de prix sont fournies par pays, incluant produits pétroliers, gaz, électricité et charbon, de 1995 à 2009.



European Energy Prices

Tableaux de comparaisons de prix au consommateur final (EUR, TTC) entre 26 pays européens. Les prix du pétrole, gaz, électricité et charbon sont disponibles, de 1995 à 2009.



Energy Price Forecast

Prévisions de prix au consommateur final par secteur pour le pétrole, le gaz, l'électricité et le charbon. Les séries proposent des données historiques depuis 2000 ainsi que des prévisions annuelles jusqu'à 2025.



Energy Data Set

Tableaux de données par pays, proposant les séries essentielles de l'offre et la demande des marchés du pétrole, gaz, électricité et charbon, de 1990 à 2008.

Abonnement annuel : permet d'accéder à un choix de rapports ou un ensemble de données et de bénéficier de mises à jour en continu.

- > [Bases de données énergétiques internationales](#)
- > [Prévisions énergétiques](#)
- > [Rapports d'analyse sur les marchés du pétrole, gaz, électricité et charbon par pays](#)
- > [Base de données sur les sociétés énergétiques](#)
- > [Base de données sur les centrales électriques](#)
- > [Base de données sur les indicateurs d'efficacité énergétique pour les membres de l'UE-27 / Plus de détails sur la base de données ODYSSEE](#)

www.enerdata.net

Contact:

T: 33 4 76 42 25 46

F: 33 4 76 51 61 45

knowledge@enerdata.net

ENERDATA
47, avenue Alsace Lorraine
38000 Grenoble
France
www.enerdata.net