



Bilan électrique français 2003

RTE a observé en 2003 une forte croissance de la consommation française d'électricité, dans un marché européen plus fluide

L'année électrique 2003 a été marquée par une forte augmentation de la consommation d'électricité en France. Cette hausse s'est accompagnée d'une progression globale des échanges commerciaux transfrontaliers, mais d'une baisse notable du solde net exportateur des échanges physiques entre la France et les pays voisins.

I°/ Les éléments-clefs du bilan électrique 2003

Une forte augmentation de la consommation d'électricité, essentiellement domestique

La consommation intérieure française d'électricité affiche une forte progression en 2003 par rapport à 2002. Elle a atteint 467,3 TWh en 2003 contre 449,9 TWh en 2002, soit une croissance de 17,4 TWh ⁽¹⁾. Cette augmentation de 3,9% est la plus forte depuis 1996, année où elle avait atteint 4,5%.

2003 a été marquée par un climat particulièrement contrasté qui a entraîné une consommation accrue d'électricité, de l'ordre de 5,5 TWh par rapport à une année aux conditions normales de température. Ce phénomène est principalement dû aux vagues de froid du début de l'année et du mois d'octobre (environ + 4,5 TWh). A un moindre niveau, la canicule de l'été 2003 a eu un impact de l'ordre + 1 TWh, lié à une utilisation plus importante des appareils de production de froid.

RTE note une forte croissance de la consommation d'électricité des clients raccordés aux réseaux de distribution (clients domestiques, PME/PMI, ...), alors que les livraisons de RTE aux industriels éligibles (hors secteur énergie) ont baissé de près de 1%.

Le nouveau record absolu de consommation d'électricité dans notre pays a été établi le mercredi 8 janvier 2003 à 19 heures, avec une puissance appelée de 80 190 MW.

Une baisse notable du solde net exportateur des flux physiques due à des conditions climatiques exceptionnelles

¹ Corrigée des données climatiques, la consommation intérieure française d'électricité affiche ainsi une croissance de 2,1% en 2003 par rapport à 2002 .

Le solde net exportateur des échanges physiques avec l'étranger a atteint 66,1 TWh en 2003, ce qui représente une baisse de 14% par rapport aux valeurs atteintes en 2002.

Cette évolution résulte essentiellement d'une baisse des exportations, de l'ordre de 10%, et dans une moindre mesure d'une augmentation des importations d'électricité, qui ont presque doublé en volume par rapport à 2002.

Ce phénomène est imputable en grande partie aux évolutions des prix de l'électricité sur les différents marchés européens (cf. graphique joint en annexe II). Ainsi, par exemple, 2003 a vu le différentiel de prix France/Grande-Bretagne et France/Espagne évoluer vers une plus grande attractivité des marchés ibérique et anglais.

Concernant notre pays, il est à noter que le solde instantané des échanges est resté, durant toute l'année 2003, en permanence largement exportateur, y compris dans les périodes de consommation maximale.

La production française d'électricité en légère hausse en 2003

La production française d'électricité affiche une hausse de 1,2% en 2003 par rapport à l'année précédente :

- la production des **centrales nucléaires** progresse de 1% en 2003, malgré les baisses de production dues à la canicule,
- la production d'origine **hydraulique** est en baisse de 2% par rapport à 2002, en corrélation avec une hydraulité fortement déficitaire depuis le mois de juin,
- la production **thermique classique**, qui assure le rôle de « bouclage » de l'équilibre offre / demande, est en hausse de 6,3% et atteint 56,4 TWh, valeur la plus élevée constatée depuis 1991.
- **L'éolien**, pour sa part, a contribué à un peu plus de 0,3 TWh à la production française d'électricité.

De nouveaux moyens de production de pointe nécessaires dès 2008

Dans le cadre des missions qui lui sont confiées par la loi du 10 février 2000, RTE a réalisé un bilan prévisionnel sur l'évolution de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité aux échéances 2006, 2010 et 2015.

Les simulations effectuées à cette occasion font apparaître un risque croissant de situations d'insuffisance de l'offre d'électricité, notamment au moment des pointes de consommation hivernales, dans le cas où de nouvelles installations de production ne seraient pas construites.

A cet égard, les études de RTE montrent que le développement de capacités nouvelles de production sera nécessaire dès 2008 pour les moyens de pointe, et à l'horizon 2017-2020 pour les moyens de base, afin de permettre à la France de faire face à la

demande, même maîtrisée. Les résultats 2003 relatifs à la croissance de la consommation d'électricité en France ne font que conforter ce diagnostic.

II°/ 2003 : l'achèvement de la première phase de la construction du marché français de l'électricité

Des échanges transfrontaliers plus efficaces

Au cours de l'année 2003, RTE a adapté avec les autres GRT européens les modalités d'allocation des capacités d'échanges sur les interconnexions avec les pays frontaliers afin d'accompagner le développement des transactions :

- ✓ En juin, la programmation du mécanisme journalier d'allocation des capacités sur l'interconnexion France-Italie a été mise en cohérence avec les horaires des marchés en France,
- ✓ Depuis le 1^{er} novembre, de nouvelles modalités d'allocation des capacités vers l'Allemagne, la Suisse et l'Espagne, sont entrées en vigueur, afin d'optimiser l'utilisation des capacités disponibles.

Un succès notable des échanges de blocs d'électricité entre responsables d'équilibre

Dans le domaine contractuel, l'année 2003 a vu la poursuite du développement des échanges de blocs d'énergie entre responsables d'équilibre sur le marché français ; le volume des notifications d'échanges de blocs (NEB) a progressé de plus de 20% par rapport à 2002. Cette évolution est parallèle à celle du nombre de notifications : celles-ci ont augmenté de 11%, tandis que le nombre de responsables d'équilibre progressait également (+5%).

Le volume mensuel maximal échangé a été atteint en octobre 2003, avec 14,3 TWh.

Un démarrage réussi du Mécanisme d'Ajustement le 1er avril 2003

RTE a mis en place le 1er avril 2003 le mécanisme d'ajustement, qui vient compléter les outils ressources à la mise en œuvre du marché de l'électricité en France. Ce mécanisme permet d'ajuster en permanence et en temps réel l'équilibre global offre/demande d'électricité et de déterminer la position de chaque acteur sur la base d'un prix issu d'un mécanisme de marché.

Au jour du démarrage, 11 intervenants avaient acquis la qualité d'Acteur d'Ajustement. A la fin 2003, le nombre d'acteurs est passé à 18. Ces acteurs sont des producteurs qui modulent leur production, des consommateurs susceptibles d'effacer une partie de leur consommation ou encore des traders qui importent ou exportent de l'électricité.

Le Mécanisme a montré sa robustesse vis à vis des nombreux aléas qui ont affecté le système pendant ses neuf premiers mois d'existence. L'énergie en jeu dans ce

mécanisme représente de l'ordre de 10 TWh en 2003, soit environ 2 % de la consommation française. La concurrence est réelle et l'on note en particulier le rôle important joué par les acteurs proposant des ajustements depuis les pays frontaliers qui fournissent près de 18 % de l'énergie ajustée à la hausse.

Le 10 décembre, RTE et le gestionnaire de transport d'électricité britannique ont conclu un accord de secours mutuel. Ce contrat prévoit la mise à disposition en temps réel d'une réserve d'électricité sur simple demande de l'un ou l'autre des gestionnaires de réseau. Il porte sur une capacité de réserves de 1000 MW, soit la moitié de la capacité de la liaison sous-marine transmanche, et réduit ainsi au maximum le risque de délestage.

Une montée en puissance de Powernext :

Après plus de 2 ans d'activité, Powernext constitue une référence de prix court terme indiscutable.

Avec 7 482 248 MWh négociés en 2003, soit quasiment 3 fois l'activité 2002, Powernext représente aujourd'hui plus de 50% des besoins d'équilibrage en France et s'inscrit dans une tendance durablement haussière. Le volume moyen quotidien négocié a ainsi atteint 20 500 MWh en 2003 avec un record le 24 décembre à 42 252 MWh.

40 membres, producteurs, fournisseurs, distributeurs, consommateurs et banques interviennent 7 jours sur 7 sur ce marché, soit 15 membres supplémentaires par rapport à 2002.

Les prix moyens pour les heures de base et de pointe se situent respectivement à 29,225 €/MWh et 37.822 €/MWh, affichant une très forte corrélation avec les conditions de marchés et plus particulièrement la consommation d'électricité nationale et les conditions climatiques telles que la température.

L'année 2004 donnera lieu à l'élargissement des produits énergie listés sur la bourse. Ainsi les contrats à terme électricité à livraison physique sur des échéances mensuelles, trimestrielles et annuelles seront lancés prochainement.

III°/ 2004 : le démarrage de la deuxième phase de l'ouverture du marché électrique français

1^{er} juillet 2004 : l'ouverture du marché aux clients professionnels

L'ouverture du marché aux clients professionnels est une étape importante qui va concerner plus de 3 millions de clients éligibles. Il s'agira essentiellement des clients raccordés aux réseaux de distribution, car les clients raccordés au réseau de RTE sont déjà pratiquement tous éligibles. Pour RTE, l'échéance du 1^{er} juillet 2004 se traduira donc essentiellement par la nécessité d'adapter son dispositif de responsable d'équilibre à cette nouvelle situation. Dans le cadre du groupe GTE 2004 mis en place par la Commission de Régulation de l'Énergie, RTE travaille depuis plusieurs mois sur ce dossier avec les distributeurs, et a engagé la mise à niveau de son système d'information qui sera prêt pour cette échéance.



Vers l'indépendance juridique de RTE

La deuxième directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité, qui a été adoptée le 26 juin 2003, assure, au niveau européen, une reconnaissance des missions de service public portées par les entreprises de transport d'électricité.

Cette deuxième directive exige l'indépendance juridique des réseaux de transport d'électricité par rapport aux activités en concurrence (production, commercialisation...) des entreprises électriques intégrées. L'objectif est de garantir un accès équitable à ces réseaux, dans des conditions d'efficacité et de non-discrimination.

L'indépendance juridique de RTE viendra compléter celles, déjà existantes, concernant sa gestion comptable et financière et les conditions de son management.

La deuxième directive n'impose pas à la France de forme juridique particulière à adopter pour l'entreprise gestionnaire du réseau de transport, RTE, dès lors que sera garantie son indépendance.

Il appartiendra en 2004 au Gouvernement et au Parlement de proposer et d'adopter la structure juridique qu'ils estimeront la plus adaptée pour, d'une part, respecter l'indépendance juridique et managériale de RTE et, d'autre part, lui permettre de continuer d'assurer pleinement ses missions de service public.

La date limite de transposition de cette directive dans le droit interne des Etats membres est fixée au 1^{er} juillet 2004.

Contacts presse :

- **Michel DERDEVET** - Directeur de la Communication,
01 41 02 19 73 ou 06.82.59.45.87
- **Thierry LARTIGAU** - Responsable des relations presse,
01 41 02 16 78 ou 06 23 67 83 93
- **Karine de USATORRE** - Attachée de presse,
01 41 02 15 69 ou 06 08 82 71 37

Pour en savoir plus : www.rte-france.com

Réseau de Transport d'Électricité

34, Rue Henri Régnauld

92068 PARIS LA DEFENSE CEDEX

ANNEXE 1

Le réseau de RTE

Un réseau qui s'adapte aux exigences des consommateurs d'électricité et de l'environnement

De nouveaux ouvrages ont été mis en service en 2003, renforçant ainsi la sécurité d'alimentation tout en s'adaptant au développement du marché électrique :

1. 22 nouveaux postes raccordés au réseau RTE dont 4 en 225 kV (Amfard, Bouscat, Braek, Volvon), 6 en 90 kV et 12 en 63 kV.
2. En 400 kV, 130 km de lignes neuves ou renouvelées (associées à la dépose de 30 kms de réseau) par les deux lignes :
 - ✓ L'une entre Tavel (Gard) et Tricastin (Drôme) qui a vocation à augmenter la capacité de transit entre la région Rhône-Alpes et les régions Languedoc-Roussillon et Provence-Alpes-Côte d'Azur,
 - ✓ L'autre, entre le poste de Chevalet (situé sur la commune de Monchy au Bois) et la commune de Gavrelle dans le département du Pas-de-Calais, qui a amélioré la qualité de fourniture en électricité des départements de la Somme et du Pas-de-Calais.
3. En 225 kV, 200 km de lignes neuves ou renouvelées dont :
 - ✓ la ligne aérienne Boutre-Coudon permettant de doubler sa capacité et de sécuriser l'alimentation du Sud du département du Var,
 - ✓ trois lignes aériennes dans le cadre de la restructuration des réseaux 225 kV entre Tavel et Tricastin dans la zone de Bollène
 - ✓ la ligne aérienne Soleil-Volvon dans la Loire pour renforcer l'alimentation de la région stéphanoise
 - ✓ la liaison souterraine Bouscat-Bruges pour renforcer l'alimentation de l'agglomération bordelaise.

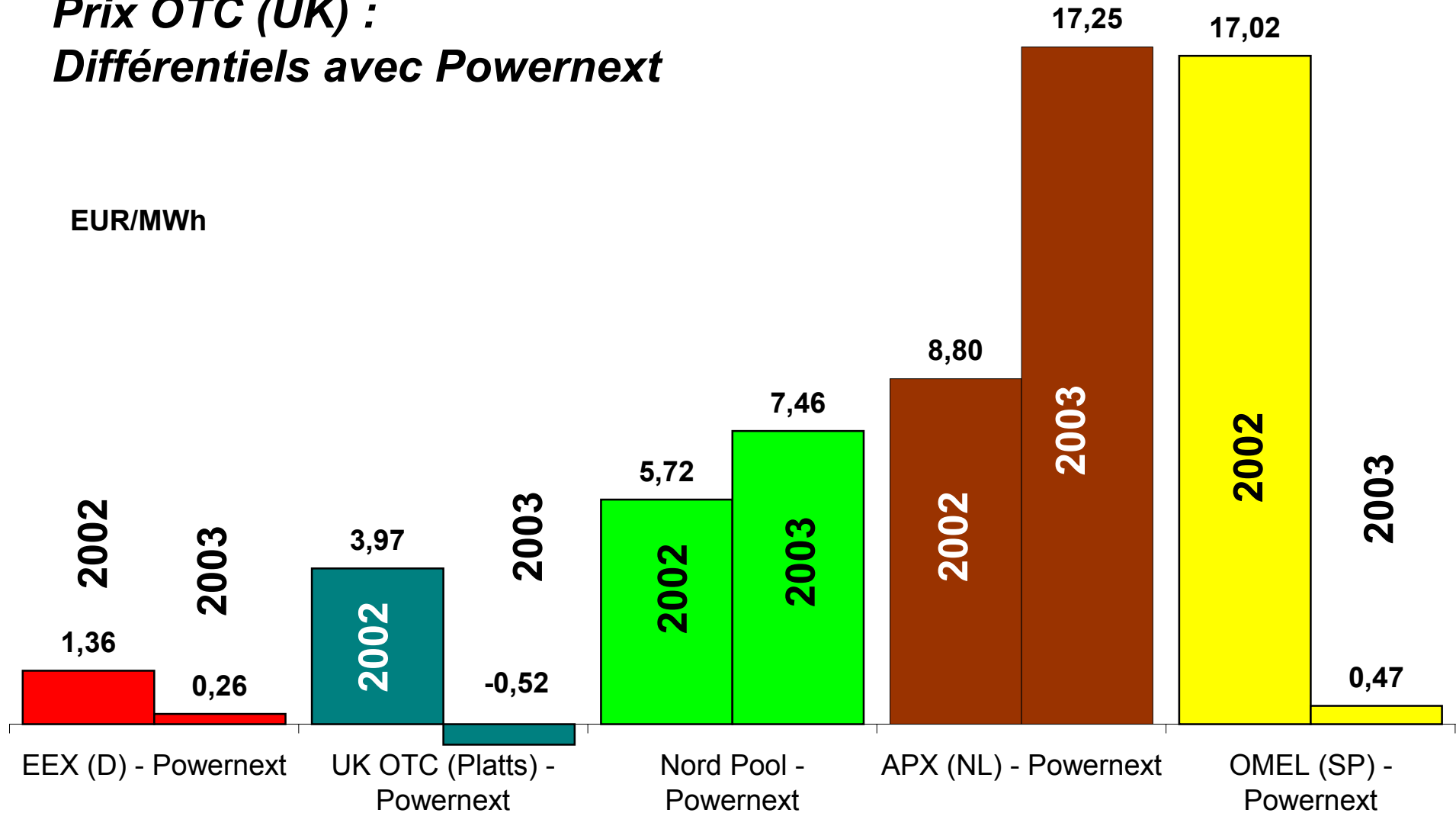
Le kilométrage total des lignes aériennes 225 kV est en baisse d'une trentaine de kilomètres par rapport à 2002. Ceci participe aux engagements pris par RTE avec l'Etat dans le cadre de l'accord Réseaux Electrique et Environnement pour la période 2001-2003. Pour les années à venir, RTE entend poursuivre cet effort, et fera prochainement des propositions en ce sens aux pouvoirs publics.



ANNEXE 2

**Prix des bourses (F, D, Scandinavie, NL, SP)
Prix OTC (UK) :
Différentiels avec Powernext**

EUR/MWh





Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

PRESENTATION OF RTE RESULTS 2003

16th MARCH 2004

PRESS CONFERENCE, 16th MARCH 2004

PRESS KIT

PRESS CONTACTS:

Michel DERDEVET,

Director of Communication and External Relations:

+33 (0)141 021 973

+33 (0)682 594 587

Thierry LARTIGAU,

External Communication Executive:

+33 (0)141 021 678

+33 (0)623 678 393

Karine de USATORRE,

press officer:

+33 (0)141 021 569

+33 (0)608 827 137

RTE is the French electricity transmission system operator, set up on 1st July 2000. A public service company, its mission is to operate, maintain and develop the high- and extra-high voltage network. It guarantees the safety and proper operation of the electricity system.

RTE transports electricity between electricity suppliers (French and European) and consumers, whether they are electricity distributors (EDF and the local distribution companies) or eligible consumers (industrial sites directly connected to the transmission system).

With 100,000 km of lines between 63,000 and 400,000 volts and 44 cross-border lines, the network managed by RTE is the largest in Europe. In 2003, RTE posted turnover of €4,035M and currently employs some 8,000 staff.

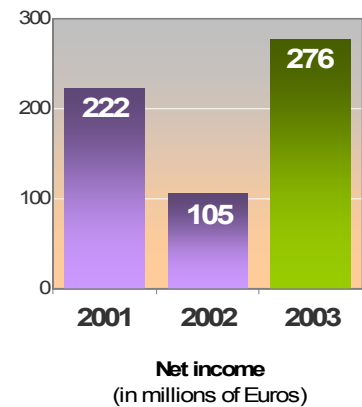
IN 2003, RTE RECORDED A CLEAR IMPROVEMENT IN ITS FINANCIAL RESULTS, AND CONTINUED ITS DEBT REDUCTION PROGRAMME

For RTE, the financial year 2003 was marked by a clear improvement in its financial performance: results exceeded objectives, with turnover growing strongly; net income reached levels almost three times higher than those recorded in 2002; the economic rate of return rose to 7.1%; and debt was reduced by €470M. These results are explained by the substantial improvement in productivity, which has risen by 5% per year on average over the last three years

Net income has almost tripled¹...

At the end of the financial year 2003, **net income after tax** amounted to **€276M**, compared with €105M in 2002.

Without RTE's portion (27.1%) of the tax arrears attributed to EDF by the European Commission on 16th December 2003, the company's net income after tax would have stood at **€333M**.



... due to RTE's improved productivity

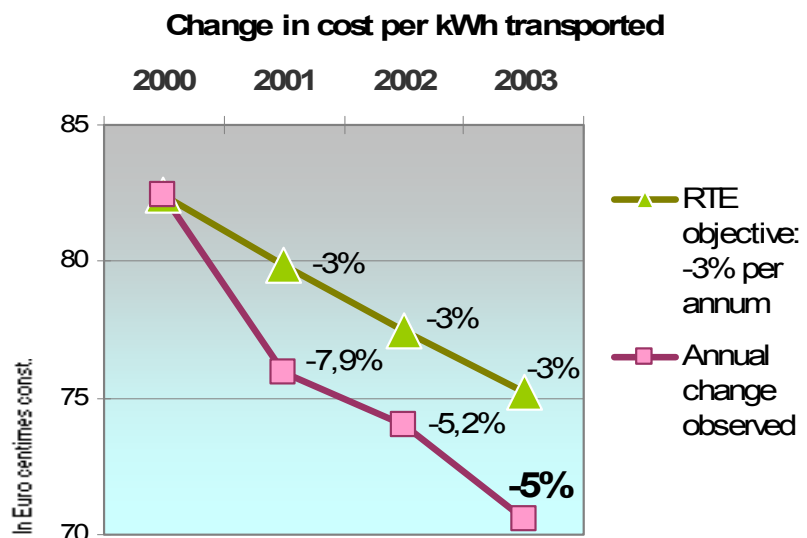
The productivity gains achieved by RTE are largely thanks to developments in the cost of transmission per kWh which, over the period 2000-2003, fell by an average of 5% per year.

A 3% saving on purchases linked to core business

Initially aimed at controlling purchases linked to the company's core business (transmission system infrastructures, energy to compensate "system" services and electricity losses), in 2003 RTE's purchasing policy was

extended to include the IT and telecoms services, as well as general purchasing.

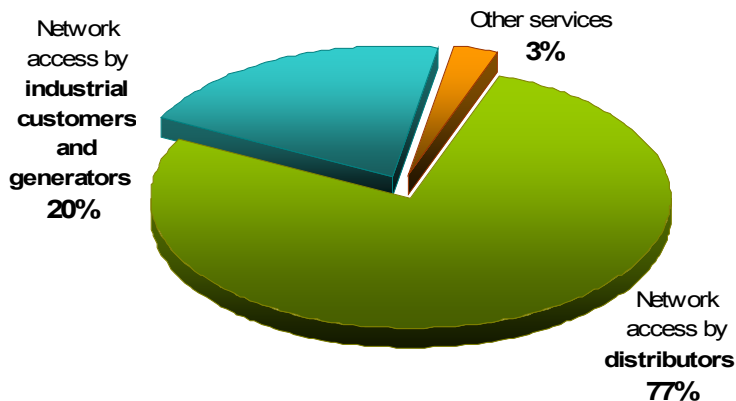
The opening of the markets to new suppliers is beginning to bear fruit: diversity, quality and price.



¹ The 2002 amounts shown have been reprocessed according to the IAS – IFRS standards.

...completed by a significant rise in its turnover

This result is also explained by the strong increase in turnover, combined with stabilised operating costs. In 2003, RTE's turnover amounted to €4,035M, compared with €3,657M in 2002².



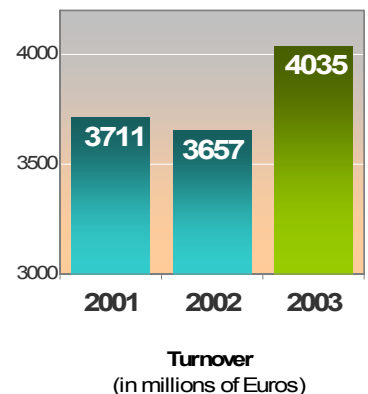
Breakdown of Turnover of €4,035M in 2003

There are several reasons for this €378M increase:

- the network access tariffs in force since 1st November 2002 were applied to the entire year 2003, thereby generating €196M in extra income compared with 2002
- growth in extractions represents €98M of extra income.

This increase is partly due to the sharply contrasting climatic conditions experienced in 2003

(cold snap at the start of the year followed by a heatwave in the summer), after a particularly mild 2002. It is also due to the strong increase in electricity consumption in France (3.9%), particularly by domestic customers, • at the same time, income linked to instances where the subscribed power level is exceeded rose by €80M.



...and stabilising operating costs

Operating costs amounted to €3,247M, compared with €3,220M in 2002.

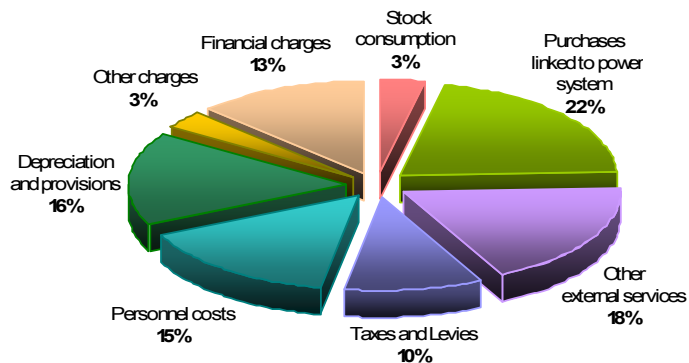
The following should be noted:

- ◆ purchases linked to the operation of the power system, which amounted to at €804M in 2003, rose by €60M:
 - Purchases for compensating losses, which are subject to a call for tender process involving a number of European operators, rose due to the

increased price of electricity;

- The contribution to the "ETSO fund", which was set up on 1st March 2002 to provide compensation between European System Operators for network costs linked to international transits, was paid over the twelve months of 2003 instead of over 10 months the previous year,

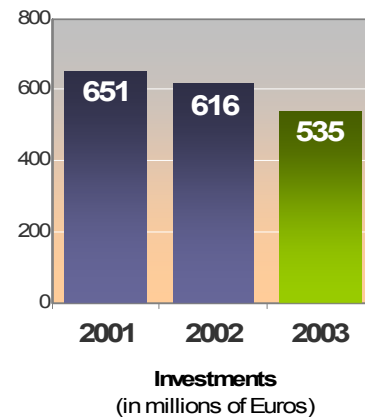
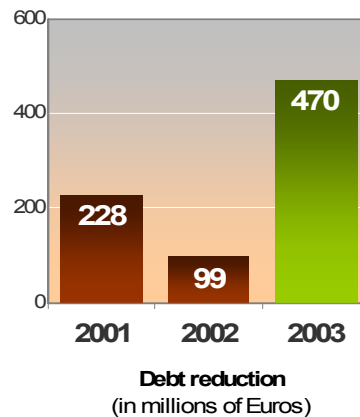
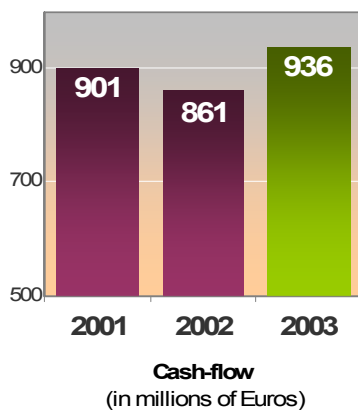
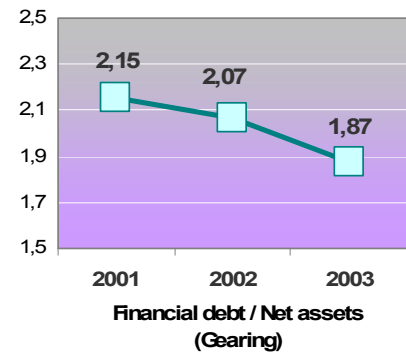
- ◆ in 2003, other operating costs (purchases of goods and services, etc.) fell by €87M to €868M (€955M in 2002), thereby offsetting the rise in personnel costs, taxes and levies.



² Published turnover for 2002 was €3,740M. For analytical purposes, it is corrected to take account of income from the balancing mechanism (83 M€), which does not appear in turnover for 2003.

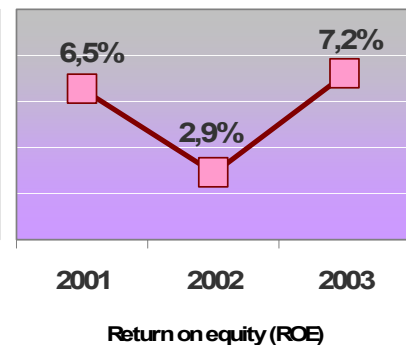
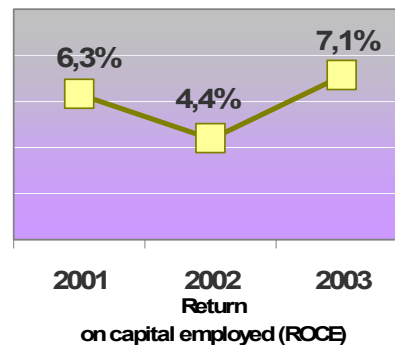
RTE's finances therefore remain healthy, enabling the company to continue its debt reduction programme

- Cash-flow increased from €861M in 2002 to €936M in 2003, reflecting the rise in income.
- Investments amounted to €535M, within the budget authorised by CRE (€547M). This figure is down on 2002 (€616M).
- Working capital requirements fell by €478M (this included a drop of around €100M linked to a change in the evaluation of internal debt), having previously risen by €82M in 2002.
- In 2003, RTE paid the French State a dividend of €61M based on 2002 results.
- As a result, long-term debt has been reduced by €470M (€99M in 2002). The debt-to-equity ratio (Gearing) fell from 2.07 at the end of 2002, to 1.87 at the end of 2003.



Satisfactory economic and financial rates of return

The economic rate of return, obtained by comparing operating income to the capital employed by RTE for its activity, has improved strongly: it stands at 7.1% compared with 4.4% in 2002. Corrected for climatic contingencies, it works out to 6.2%, in line with the 6.5%



set by the Commission de Régulation de l' Energie (CRE) for fixing tariff levels.

The financial rate of return, obtained by comparing net income to net assets, thus stands as 7.2%, up from 2.9% in 2002.

DEADLINES FACING RTE IN 2004

In application of the second European Directive, adopted on 26th June 2003, RTE faces two major deadlines in 2004:

- the implementation of the 2nd phase in the process of opening up the French electricity market,

- its legal independence.

**On 1st July 2004,
the market will be
opened up to
competition
for all
professional
customers**

The opening of the market to professional customers is an important step which, in just a few short months, will affect almost 2.5 million customers who will be free to choose their supplier. These customers are mainly those who are connected to the distribution system, since virtually all the customers connected to the RTE network are already eligible. Two-thirds of French electricity consumption will be affected by this market opening, i.e. 300 TWh.

At present only 3,100 sites, representing 160 TWh, are eligible.

The 1st July 2004 deadline will require RTE to extend the "balance responsible entity" system to these new customers. Accordingly, RTE has begun moves to update its information system, which will be ready in time for the deadline.

**At that date RTE, like all other electricity
transmission system operators
(TSOs) in the European Union, should be
a legally independent body.**

The second European Directive on the internal electricity market stipulates that, from 1st July 2004, electricity (and also gas) transmission system operators must be legally independent from the historical operators' other activities, which are subject to competition (production, sales, etc.).

The aim is to guarantee fair and equitable access to these networks, under efficient and non-discriminatory conditions.

According to Article 9 of the Directive, each transmission system operator shall be responsible for "contributing to security of supply through adequate transmission capacity and system reliability." They are also required to ensure "non-discrimination as between system users or classes of system users".

With regard to the legal form of TSOs, Article 10 of the Directive stipulates that "Where the transmission system operator is part of a vertically integrated undertaking, it shall be independent at least in terms

of its legal form, organisation and decision making from other activities not relating to transmission."

This new form of legal independence will reinforce RTE's existing independence in terms of accounting and financial management and the conditions for its management (for information, since 2000 the Director of RTE has been appointed by the Minister for Energy).

This independence is essential if, in the future, RTE is to continue fully to carry out its public service missions, subject to the scrutiny of CRE and the State, whilst strengthening its two important roles: firstly, alerting the public authorities to any risk to the security of supply, and secondly, acting as a co-ordinator for all

market players for the operational security of the French power system.

The European institutions do not require France (or any of the other EU States) to adopt any particular legal structure for RTE, provided the structure chosen guarantees the TSO's independence.

The final choice will fall to the Government and Parliament. They will have the task of proposing and adopting what they see as the most suitable legal structure for, on the one hand, upholding RTE's legal and managerial independence, and on the other hand, enabling RTE to fulfil its public service missions as effectively as possible.

Whatever the final choice, due to our status as operator of a natural monopoly, and in line with the preamble to the 1946 constitution, RTE must remain a public service undertaking, the majority of which is owned either directly or indirectly by the State.

The new central role of TSOs in Europe

The opening of the electricity market to competition gave TSOs a central role in establishing the electricity market models adopted by each country.

Most European transmission system operators have the following characteristics:

- **By definition, they hold the "status" of a regulated natural monopoly.** In most cases, TSOs are also companies whose activities are monitored by a national regulatory authority,
- **They are independent from the activities of production, distribution and trading.** The different European TSOs must be able to exchange confidential data daily, with the aim of improving co-ordination and thus reducing the risk of incidents occurring on the power system,
- **Generally, they are both operators of the power system and owners of the assets that make up the system they operate.**

For all that, over and above their common features, TSOs have adopted widely varying legal structures depending on their national context

How are electricity transmission system operators in other EU countries organised?

Some TSOs are entirely State-owned, as is the case in Italy, Sweden, Norway and the Netherlands.

Italy: Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) was set up in 2000. It is an independent company, whose sole shareholder is the State. Its mission is to operate all aspects of the transmission system, and to oversee all maintenance and development work carried out on

it. The network is actually maintained by the companies that own it, which include Terna (subsidiary of Enel and owner of the majority of the network). GRTN is one of the few TSOs in the EU that does not own the infrastructures on which it transfers electricity; the Italian government has announced an imminent merger with Terna.

Sweden: Svenska Kraftnät was set up in 1992. It employs 270 people, and in 2002 delivered energy totalling 125 TWh, posting turnover of €420M. It is a State-owned independent electricity transmission company. It owns and operates the Swedish extra-high voltage network, which it also maintains, mainly via maintenance contracts. Svenska Kraftnät is also present in other activities: it is involved in telecommunications, and manages its own generating

facilities producing 1,000 MW (for its own requirements).

Norway: Set up in 1992 under the name Statnett, this company employs some 520 people, and in 2002 delivered energy totalling 117 TWh, posting turnover of €381M. It is also a State-owned independent electricity transmission company. It owns 84% of the transmission network, but operates the entirety of the Norwegian transmission system, which it is also responsible for maintaining. The remaining 16% of transmission lines are owned by local authorities and a number of private companies.

Netherlands: TenneT was set up in 1998. It employs 276 people, and in 2002 delivered over 100 TWh of energy, posting turnover of €326M. It owns the entire 200 kV – 380 kV network, which it operates and also maintains. In

addition, the Tennet group occupies a central position in the electricity sector via subsidiaries such as the market operator "APX" (Amsterdam Power Exchange), its presence in the cable and telecoms industry and its role in certifying renewable energies.

Ownership of certain other TSOs is split between the State and various shareholders, who may be electricity companies or players from outside the energy industry: this is the case in Spain and Finland.

Spain: Red Electrica de Espana (REE) was set up in 1985. It employs 918 people, and in 2002 delivered over 200 TWh of energy, posting turnover of €711M. REE is owned partly by the State (28.5%) and partly by Spain's 4 main electricity generators (each up to a maximum of 10%). The rest of the company is listed on the Stock Exchange. REE has committed itself to acquiring the remaining parts of the EHV network that it does not currently own (around 70% of the 220 kV network), and has also opened up internationally and in the field of telecommunications.

Finland: Fingrid was set up in 1996. In 2002 it delivered some 62 TWh of energy and posted turnover of €273M. The company is controlled by a shareholders agreement bringing together the State, insurance firms and electricity companies. Fingrid owns the network it operates.

In Germany, the TSOs are all fully-owned subsidiaries of the incumbent operators.

Germany: the four German TSOs (E.ON Netz, RWE Transportnetze Strom, Vattenfal Europe and EnBW Transportnetze) are alike in

that they are all fully-owned subsidiaries of a holding company belonging to the incumbent operator. They all own and maintain the network they operate.

Switzerland has no real system operator

Switzerland. Since it is not part of the EU, Switzerland is a special case where there is no system operator. Instead, it has operators that have remained fully vertically integrated within traditional companies. Given the country's central geographical location, this peculiarity raises difficulties with the creation of the single electricity market in Europe. The Swiss companies ATEL, EOS, EGL, BKW-FMB and NOK have structures responsible for operating the transmission system. The Swiss operators have undertaken to reorganise this activity. However, they have not set a deadline, since the corresponding draft bill was rejected in a referendum.

In Belgium, the TSO currently has a majority shareholder, which is Electrabel. However, it is also partly owned by local authorities and the public electricity generator...

Belgium: Elia was set up in 2001. With 1,113 employees and over 78 TWh of energy delivered, in 2002 Elia posted turnover of €668M. Elia operates the transmission system and even a part of the network up to 26 kV. It is owned by Electrabel (64%), a subsidiary of the Suez Group, the Belgian local authorities and SPE, the Belgian public electricity generator. Eventually, 40% of the capital held by Electrabel will be listed on the Stock Exchange. Elia is made up of two companies; one operates the network, whilst the other manages infrastructures. In addition, the company has

diversified into telecommunications activities and has founded a reinsurance firm. Like TenneT, Elia is a partner of RTE in the capital of the French power exchange, POWERNEXT.

Finally in the UK, the TSO is listed on the Stock Exchange and the private shareholders are very diverse: National Grid Transco capital is owned by banks, insurance firms, pension funds or private individuals.

United Kingdom: Originally set up in 1990, National Grid Company merged with the gas transmission system operator Lattice in 2002. With around 3,360 employees and over 300 TWh of energy delivered, the company posted turnover of €1,900M in 2002. Under its new name of National Grid Transco, it owns the EHV transmission network, which it also operates and maintains.

APPENDIX 1

RTE's financial independence

The unbundling of accounts pertaining to EDF's various activities has officially been in effect since its Board of Directors audited its 2000 accounts on 29th March 2001.

At that point, the balance sheet detailing EDF's "transmission" activities effectively became RTE's opening balance sheet. Some 30% of the liabilities appearing on this balance sheet correspond to net assets (€3,811M), with the remaining 70% corresponding to financial debt (€8,584M). Regulators in the various European countries view this structure as being acceptable for a "natural monopoly" activity.

Since that date, RTE's financial structure has been suited to the specific features of its electricity transmission activity, which has a low level of risk.

Its income is mainly derived from revenues linked to use of the public electricity transmission system (network access tariffs, charges for using the substations that supply distributors).

The tariff takes into account all costs (purchases linked to system operation, equipment purchases, maintenance work, personnel costs, depreciation and provisions, taxes and levies), as well as a 6.5% rate of return on capital employed.

The unbundling of accounts and management between EDF and RTE, for transmission activities, guarantees independence and non-discrimination with respect to all market players. This process of account unbundling faithfully reflects the spirit of the European Directive of 19th December 1996, and is put into practice by the French Law of 10th February 2000, relative to the modernisation and development of public service electricity.