

// // / // / / //



Produire et transporter l'électricité

au meilleur coût économique
et environnemental

La centrale nucléaire
de Dampierre-en-Burly,
en France.



// // / // / / //

FAITS MARQUANTS

En mars, EnXco, filiale américaine d'EDF Énergies Nouvelles, met en service 65 éoliennes dans le Minnesota aux États-Unis.

En août, EDF et AREVA ont signé un contrat pour le traitement de 5 250 tonnes de combustibles nucléaires usés issus des centrales d'EDF. Ce contrat prévoit la récupération des matières recyclables, la fourniture de 100 tonnes par an de combustible Mox et le confinement des résidus ultimes.

En octobre, après avoir consulté les parties prenantes régionales puis le Conseil d'administration d'EDF, Pierre Gadonneix annonce l'intention d'EDF d'implanter un réacteur tête de série EPR à Flamanville (Manche).

Le 23 octobre 2004, la nouvelle ligne 400 kV reliant Amiens à Arras est inaugurée. Elle sécurise l'alimentation électrique de la région pour favoriser son développement.

Trois unités de production au fioul en arrêt de longue durée seront remises en état entre 2006 et 2008 pour répondre à l'augmentation des besoins de pointe.

— L'année 2004 a été marquée par l'augmentation des besoins d'énergie partout dans le monde, y compris dans les régions bien équipées comme l'Europe.

La croissance des consommations a créé des tensions sur les marchés des énergies fossiles, provoquant de très sensibles hausses de prix des hydrocarbures (+ 30,4 %⁽¹⁾) et du charbon (+ 38 %⁽²⁾), sources de plus de 60 % de la production mondiale d'électricité. En Europe, après une longue période de prix bas, la hausse des prix de gros de l'électricité traduit bien la perception, par les acteurs du marché, de la réduction des marges sur l'équilibre entre l'offre et la demande. En intégrant centrales de production et réseaux, l'outil industriel du Groupe constitue un modèle particulièrement robuste, commun aux leaders de l'industrie électrique européenne. En 2004, il a répondu aux besoins et couvert, en France, les pics de consommation sans incident. Pour faire face à la croissance de la demande à plus long terme, EDF SA a décidé un nouveau programme d'investissements dans le nucléaire, le thermique à flamme et l'hydraulique. La plupart des filiales du Groupe en Europe ont aussi investi dans le développement et la modernisation de leurs capacités de production, notamment thermique. Dans le reste du monde, le Groupe participe à l'effort d'équipement au Mexique, en Afrique et surtout en Asie, où il est un partenaire de long terme des opérateurs chinois. Partant de son expérience et de son expertise dans les diverses techniques de production électrique, du nucléaire à l'éolien en passant par le thermique à flamme et l'hydraulique, le Groupe est à même de mener une politique de production adaptée à chaque contexte local. Son ambition : sécuriser la fourniture d'électricité, en stabiliser le coût, respecter l'environnement et épargner les ressources fossiles.

(1) Pétrole brut (source : MINEFI DGEMP).

(2) Minéraux solides (source : MINEFI DGEMP).



Sur le parc à charbon de la centrale thermique de Rheinhafen Dampfkraftwerk, près de Karlsruhe en Allemagne.

Europe : la réponse à des besoins croissants

— La hausse des prix de l'électricité sur les marchés de gros en Europe traduit la réduction des marges sur l'équilibre offre/demande. L'augmentation de la consommation électrique et la fermeture de centrales en fin de vie, surtout dans le thermique à flamme (charbon, fioul), en sont les causes principales. Cette hausse des prix est d'autant plus sensible que le marché européen sort d'une période de bas prix. Dans ce contexte, le Groupe développe et modernise ses capacités de production en anticipant les évolutions de la réglementation européenne.

DES MARCHÉS EUROPÉENS SOUS TENSION

Une nouvelle donne. Outre les prévisions de rentabilité et donc de prix, les décisions d'investissements en Europe intègrent désormais la réglementation environnementale. La directive européenne *Permis d'émissions négociables* instituée à partir du 1^{er} janvier 2005 un marché de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans le secteur industriel, dont la production d'énergie. Cette pénalisation du carbone va renforcer la rentabilité des filières nucléaire et hydraulique d'EDF. Elle pourra aussi conduire à modifier le mode d'exploitation des moyens de production existants ainsi que les choix d'investissements futurs. À partir de 2006, des besoins de pointe et d'extrême pointe apparaissent. Des besoins nouveaux d'installations de production en base ou semi-base s'exprimeront à partir de 2012-2015, quand une part importante des parcs européens arrivera en fin de vie. Ce changement de donne prend une importance particulière en Allemagne où la moitié des centrales, une capacité de 50 000 MW, devra être remplacée dans les vingt prochaines années.

Repères

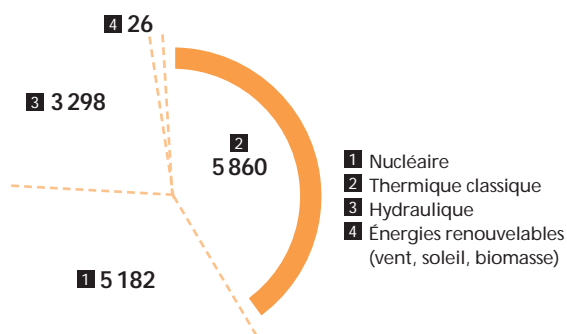
Les facteurs de la montée des prix en Europe

- la hausse des coûts des matières premières
- la croissance de la demande
- la réduction des marges sur l'équilibre offre/demande
- les besoins de financement pour moderniser et renouveler les parcs de production
- la volatilité des prix due à l'impossibilité de stocker l'électricité
- les capacités limitées des interconnexions, donc des échanges aux frontières
- les réglementations environnementales



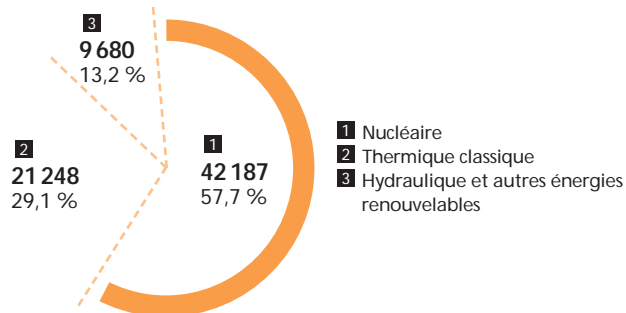
La centrale thermique à flamme de Rybnik, en Pologne.

EnBW, puissance installée en MW en 2004 (données brutes)



Total EnBW direct (KWG : Kraftwerkgesellschaft, société de production)* : **14 366 MW**

EnBW, production par filière en GWh en 2004 (données brutes)



Total EnBW direct (KWG : Kraftwerkgesellschaft, société de production)* : **73 115 GWh**

*Dont parts et contrats EDF (Cattenom, Fessenheim et contrats longs termes).

EnBW (14 366 MW installés) envisage d'investir dans des installations à base d'énergies fossiles. D'une manière générale, toutes les filiales du Groupe en Italie, en Grande-Bretagne, en Europe centrale et orientale, ont augmenté leurs capacités de production en 2004.

Le négoce, du kWh au CO₂. Contribuant au développement d'un marché de gros ouvert et liquide, EDF a continué de mettre aux enchères, chaque trimestre, des capacités de production. En 2004, l'entreprise a mis à disposition de ses concurrents 6 000 MW et leur a ainsi vendu 42 TWh (+ 23 %).

EDF Trading a conclu en juin 2004 avec le suisse Rätia Énergie un contrat portant sur la fourniture d'environ 100 MWh/an d'électricité d'origine hydraulique par EDF, pendant vingt ans.

Pour mieux maîtriser, en volume et en prix, sa chaîne achats-production-vente, EDF a créé en décembre 2004 une direction Optimisation Amont/Aval et Trading qui intègre EDF Trading. Elle gèrera aussi, via EDF Trading, le stock de quotas d'émissions de CO₂ d'EDF.

LE NUCLÉAIRE EN EUROPE

En Allemagne, EnBW s'appuie sur un bouquet énergétique diversifié et équilibré dans lequel le nucléaire joue un rôle important : ses cinq réacteurs ont produit plus de 42 TWh en 2004, 57,7 % de la fourniture d'EnBW, avec une bonne disponibilité (89,3 %). Les résultats de sûreté et de radioprotection de ces centrales placent EnBW au rang des meilleurs exploitants mondiaux : 0,6 événement classé dans l'échelle INES⁽¹⁾ par réacteur en 2004 et une dosimétrie opérationnelle collective moyenne par réacteur de 0,563 hSv/réacteur⁽²⁾. En 2004, aucun intervenant n'a enregistré une dosimétrie supérieure à 15 milliSievert.

En Belgique, EDF détient 50 % (480 MW) de la puissance produite par la centrale Electrabel de Tihange 1, l'opérateur belge disposant symétriquement de 12,5 % (460 MW) de l'électricité produite par la centrale EDF du Tricastin. Un accord conclu en 2004 prévoit qu'EDF servira ses clients en Belgique à partir de Tihange 1, via EDF Trading, Electrabel procédant de même en France à partir de Tricastin. Cette solution répond à la demande de simplification des gestionnaires des réseaux de transport.

(1) International Nuclear Events Scale. (2) Homme Sievert par réacteur.

THERMIQUE À FLAMME : UN PARC PLUS PUISSANT ET PLUS EFFICACE

Le Groupe dispose d'unités de production indépendantes en Pologne et en Hongrie. EnBW en Allemagne et Edison en Italie exploitent un parc important de centrales thermiques et, au Royaume-Uni, EDF Energy (EDF 100 %), centrée à l'origine sur la distribution et le commerce, a développé des activités de production pour sécuriser ses activités commerciales.

En Allemagne, les centrales à flamme d'EnBW ont fourni 21,2 TWh, 29,1 % de la production de la société.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a mis en service des installations de désulfuration des fumées à West Burton (2 000 MW) et s'apprête à le faire sur les quatre unités de Cottam (2 000 MW). Par ailleurs, des essais de co-combustion ont été réalisés avec succès sur les deux centrales. En intégrant le cycle combiné de Sutton Bridge (790 MW), la production globale s'est établie à 25,22 TWh en 2004, augmentant de près de 9 % par rapport à 2003.

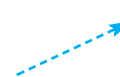
En Italie, Edison construit quatre CCG (Cycle Combiné à Gaz) à Altomonte (760 MW), Torviscosa (760 MW), Candela (380 MW) et Simeri Crichi (760 MW) et dispose de la moitié de l'énergie produite par les centrales d'Edipower (Edison 40 %). La société ambitionne de détenir en 2010, directement ou indirectement, 14 000 MW de capacités pour l'essentiel dans le thermique, mais aussi dans l'hydraulique et l'éolien.

En Pologne, la centrale électrique de Rybnik et les unités de cogénération d'ECK, Kogeneracja, ECW, Zielona Gora, représentent une puissance installée de 4 150 MW thermiques et 3 200 MW électriques. EDF les adapte aux normes environnementales européennes et construit de nouvelles capacités. Ainsi, la mise en service du CCG de Zielona Gora (190 MWe, 95 MWth), qui s'ajoute aux unités au charbon du site, permettra de fermer les installations les plus anciennes. Ce projet a été mené dans les délais pour un coût inférieur de 10 % au budget initial. Le Groupe mutualise son approvisionnement de charbon via sa filiale Energokrak, deuxième client des mines polonaises et a pu ainsi atténuer l'effet des hausses de prix du charbon sur les marchés.



La salle de commande de la centrale thermique de Cottam, au Royaume-Uni. La centrale sera équipée d'installations de désulfuration des fumées.

Recherche et Développement



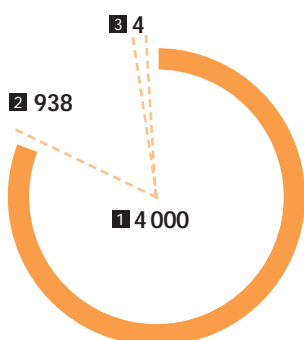
ÉVENTAIL : UN OUTIL DE PRÉVISION DE CONSOMMATION POUR LE GROUPE

La gestion efficace d'un parc énergétique commence par une bonne prévision des consommations. Développé par la R&D, le logiciel Éventail s'adapte facilement à des contextes d'utilisation différents et peut se passer de certaines données (historiques incomplets, par exemple). En 2004, EnBW a rejoint les utilisateurs de cet outil qui compte déjà EDF Trading et les entités françaises du Groupe.

LE POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DE LA FILIÈRE BOIS DÉPEND DES COÛTS DE COLLECTE

Plusieurs sociétés du Groupe, comme Dalkia, EnBW, EDF Energy, produisent de l'électricité et de la chaleur à partir de bois. La prévision du coût de collecte du bois est un élément important dans le choix des lieux d'implantation des unités de production : pouvoir calorifique, vitesse de pousse des arbres, topologie du terrain, distances et coûts de transport sont autant de paramètres déterminants. À Karlsruhe, la R&D du Groupe a développé une méthode d'évaluation, utilisant notamment un logiciel de système d'information géographique, validé en Allemagne.

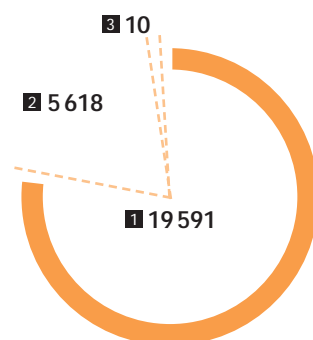
EDF Energy, puissance installée en MW en 2004 (données brutes)



1 Charbon et 2 gaz*
3 Éolien et autres énergies renouvelables

Total : 4 942 MW

EDF Energy, production par filière en GWh en 2004 (données brutes)



1 Charbon et 2 gaz*
3 Éolien et autres énergies renouvelables

Total : 25 219 GWh

*Charbon et gaz constituent le thermique à flamme.



Mis en service en 2004, le parc de la Clef des Champs, dans l'Aisne, se compose de 4 éoliennes de 2,75 MW chacune, aérogénérateurs les plus puissants installés à ce jour en France.

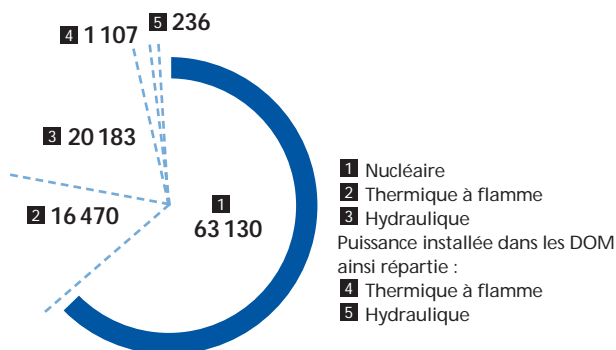
Le tableau de commandes de la centrale hydroélectrique d'Asasp, dans les Hautes-Pyrénées.

En Hongrie, Bert renouvelle et rénove ses unités de cogénération. La société a renégo-cié sa dette pour financer ces investissements, qui visent à accroître les capacités de production, améliorer les rendements énergétiques et réduire les émissions polluantes. Les

centrales de cogénération de Kispest (75 MWe, 42 MWth) et de Kőbanya (16 MWe) ont été mises en service en 2004, et l'unité de Kelenföld (50 MWe, 91 MWth) est en cours de construction. Des investissements qui répondent aux normes environnementales et généreront des revenus électriques complémentaires.

EDF SA, puissance installée par filière – France métropolitaine et DOM

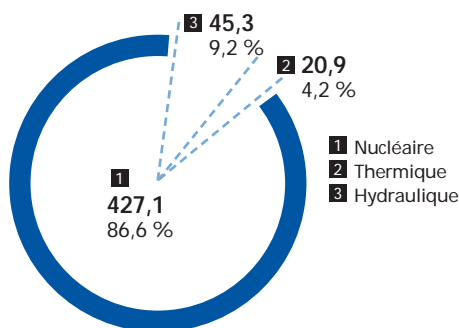
(en MWe en 2004)



Puissance installée totale en MWe : 100 126

EDF SA, production par filière – France métropolitaine et DOM

(en TWh en 2004)



Production totale EDF SA en TWh : 493,3

ÉNERGIES RENOUVELABLES : UNE AMBITION EUROPÉENNE

Pour honorer les engagements pris à Kyoto, l'Union européenne mise sur le développement des énergies renouvelables sous toutes leurs formes. Le groupe EDF participe activement à cet essor.

Pour structurer un outil industriel performant dans les énergies renouvelables hors grande hydraulique, le Groupe a créé EDF Énergies Nouvelles, qui reprend les actifs de sa filiale SIIF Énergies. En 2004, la construction d'un volume de près de 300 MW de parc éolien a été engagée alors que le solaire poursuit un développement accéléré.

En Allemagne, EnBW, qui exploite 3 298 MW d'hydraulique et 26 MW d'ENR (éolien, solaire, biomasse), prévoit d'installer 55 piles à combustible dans le Baden-Württemberg d'ici fin 2006 pour tester cette technologie d'avenir. La première installation a été inaugurée en novembre 2004.

En Grande-Bretagne, EDF Énergies Nouvelles prévoit la construction de 44 MW éoliens dont la production sera vendue à EDF Energy.

En Italie, Edison continue de développer des installations éoliennes et envisage d'exploiter 400 MW éoliens en 2007. EDEV Italia a mis en exploitation 22 MW d'énergie éolienne.

En Suisse, EDF dispose de 600 GWh/an via ses filiales de production hydraulique, Électricité d'Emosson SA (EDF 50 %), Forces Motrices de Mauvoisin SA (EDF 10 %) et Forces Motrices de Châtelot SA (EDF 50 %).

En Espagne, l'usine biomasse de Lucena entre dans sa dernière phase de construction. Elle brûlera des déchets agricoles pour produire 27 MWe à partir de 2005.

Au Portugal, EDF Énergies Nouvelles a engagé la construction de 54 MW éoliens et en a mis 20 en exploitation.



Salle des machines du centre nucléaire de production d'électricité de Tricastin, dans la Drôme.

France : performance et développement d'un parc diversifié

— Le Groupe dispose en France d'un système de production très intégré. Son puissant parc nucléaire et ses capacités hydrauliques assurent plus de 95 % de sa production sans émettre de gaz à effet de serre. Les centrales thermiques à flamme jouent, avec l'hydraulique, un rôle essentiel d'ajustement. EDF maintient ce parc à un haut niveau de performance et se prépare à le renforcer et le pérenniser dans toutes ses composantes.

NUCLÉAIRE : LE SOCLE

Les centrales nucléaires d'EDF répondent à des besoins massifs d'électricité, de manière sûre et compétitive, sans émettre de CO₂. Elles contribuent, avec les autres parcs nucléaires européens, à la modération des prix et à la sécurité des approvisionnements en Europe.

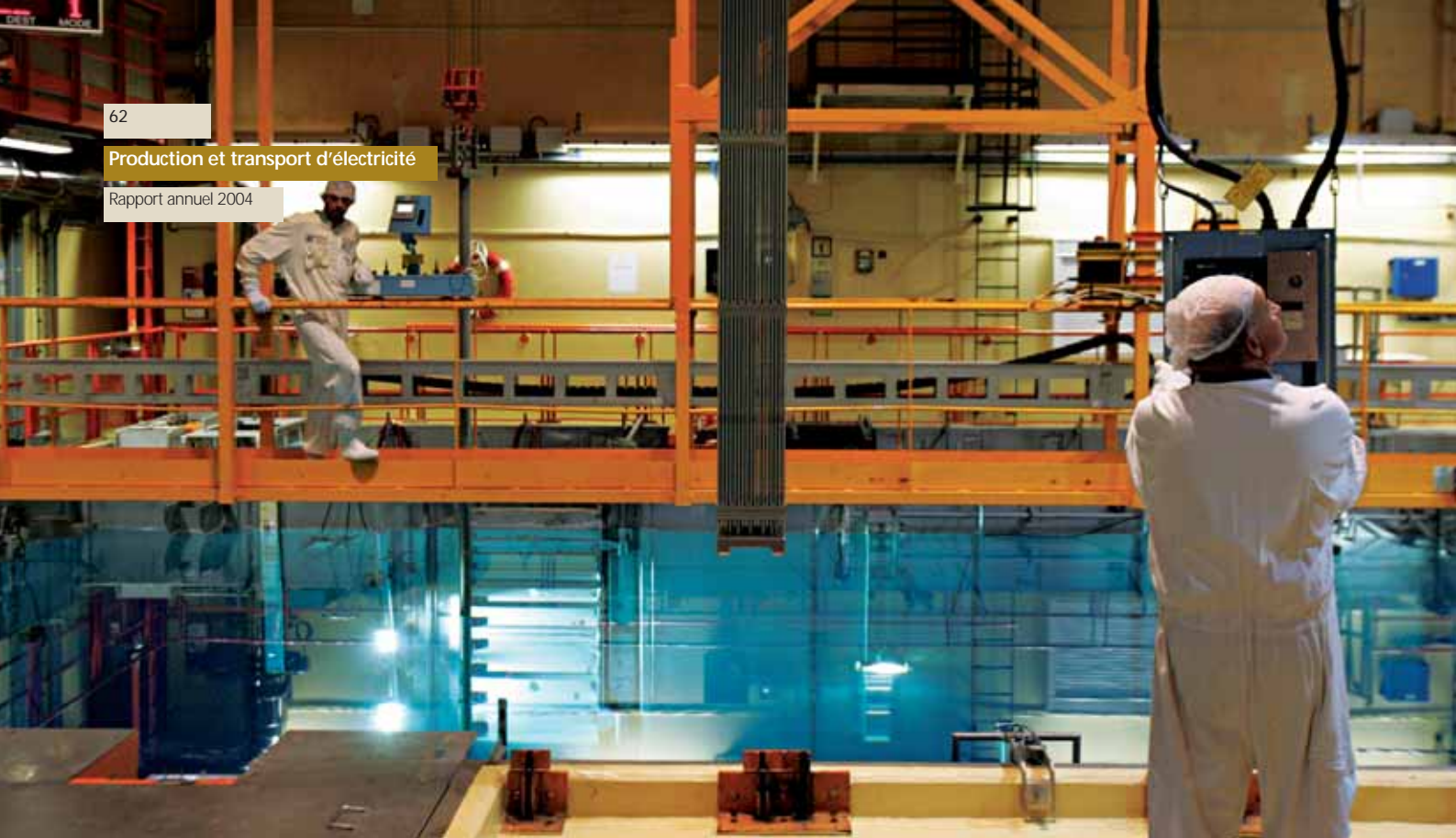
Avec 427,1 TWh, la production des 58 réacteurs nucléaires a progressé de 1,5 % (6,4 TWh) par rapport à 2003. Cette fourniture représente 86,6 % de la production totale d'EDF en France. Le parc électronucléaire a confirmé en 2004 sa capacité à répondre aux exigences du marché, en volume, en délais, en sûreté, en prix, dans le respect de l'environnement. Tous les indicateurs ont progressé, montrant que sûreté et performance économique vont de pair.

Disponibilité : cap sur 84 % en 2007. Supérieure à l'objectif, la disponibilité du parc a atteint 82,8 % en 2004. La poursuite du programme technique et organisationnel *Réduction des durées d'arrêt de tranche*, pour le rechargement du réacteur en combustible et sa maintenance, a fait gagner 52 jours de production. Cette améliora-

tion a compensé les indisponibilités liées au mouvement social du printemps et à des problèmes techniques à Fessenheim, Paluel et Bugey. EDF ambitionne d'atteindre une disponibilité de 84 % en 2007.

62 180 MW

Le 16 décembre, pour la première fois de leur histoire, les 58 réacteurs nucléaires d'EDF en France ont fourni en même temps de l'électricité sur le réseau et délivré 62 180 MW. Un nouveau record de puissance et le signe d'une disponibilité en progrès.

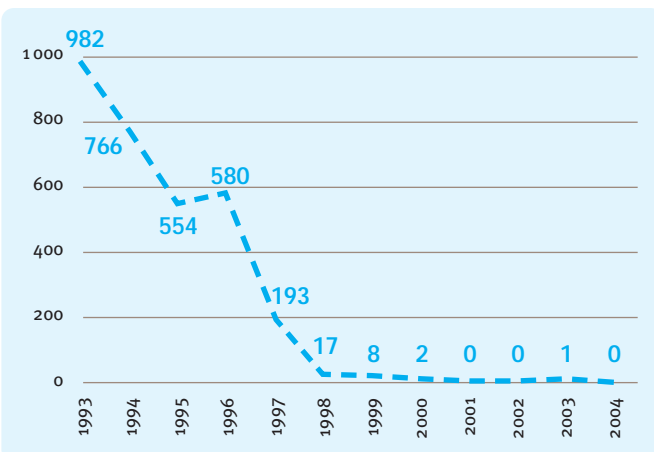


Transfert d'un assemblage de combustible neuf dans la piscine du bâtiment combustible. Un assemblage se compose de 264 crayons, dans lesquels sont empilées des milliers de pastilles d'uranium.

La sûreté et la radioprotection toujours prioritaires. Tous les indicateurs de sûreté continuent de progresser comme en attente la réduction des arrêts automatiques de réacteur⁽¹⁾, passée de 1,13 à 1 pour 7 000 heures de fonctionnement et la baisse du nombre des événements significatifs passés de 8,12 par réacteur et par an à 7,62

(1) Arrêt automatique de réacteur : les réacteurs s'arrêtent automatiquement en cas d'incident ou de fausse manœuvre (principe du disjoncteur).

Nombre d'intervenants (EDF et prestataires) dont la dose annuelle est supérieure à 20 µSv/an



entre 2003 et 2004. Les actions engagées depuis deux ans pour la prévention et la lutte contre l'incendie portent leurs fruits. Prochaine étape en 2005 : la modernisation des réseaux incendie et l'amélioration de la détection.

La radioprotection enregistre, elle aussi, des progrès sensibles. Dans tous les métiers, la baisse des doses individuelles se poursuit : aucun intervenant, ni EDF ni prestataire, n'a reçu une dose supérieure à 18 milliSieverts (mSv) sur 12 mois et le nombre de personnes totalisant une dose comprise entre 16 et 18 mSv est passé de 64 à 34. EDF se situe ainsi sous le plafond de 20 mSv par personne et par an qu'il s'était fixé et qui devient la norme réglementaire en 2005. La dosimétrie collective s'améliore aussi pour s'établir à 0,8 homme Sv/réacteur (0,89 en 2003).

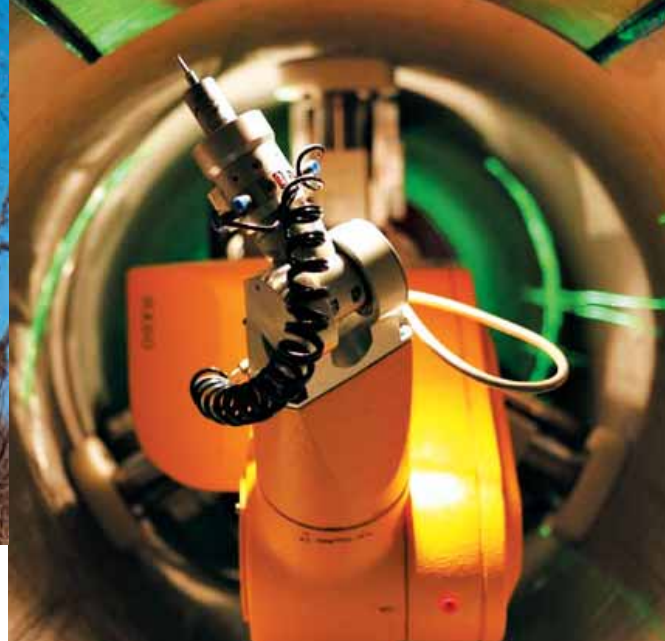
Tous ces progrès résultent d'un partage de plus en plus large d'une culture de sûreté et de radioprotection. La réalisation du *Mémento de la radioprotection*, guide des bonnes pratiques diffusé début 2005 aux salariés d'EDF et des entreprises prestataires, renforce encore cette dynamique où le facteur humain joue un rôle déterminant.

Vers des partenariats durables avec les prestataires. Pour répondre aux exigences d'exploitation et de maintenance, EDF conduit avec ses prestataires une politique industrielle spécifique fondée sur une relation gagnant-gagnant et un engagement réciproque. Objectifs : conserver la maîtrise d'ensemble, réaliser des économies, faire jouer la concurrence, renforcer et renouveler toutes les compétences, internes et externes.

La *Charte de progrès et de développement durable*, signée en 2004 avec 13 organisations professionnelles représentatives des entreprises de maintenance et par le Syndicat des Entreprises de Travail Temporaire, s'inscrit dans cette perspective. Elle a notamment conduit à la création de Comités Interentreprises pour la Sécurité et les Conditions de Travail dans chaque centrale. Dans le même esprit, les prestataires ont été associés à des forums internes sur les métiers liés à la maintenance.



Toutes les unités du parc nucléaire d'EDF en France sont certifiées ISO 14001.



Désormais, un robot articulé pourra contrôler les zones difficilement accessibles du circuit primaire des centrales nucléaires.

Un engagement renforcé en faveur de l'environnement. Avec la certification en 2004 du Centre d'Appui au Parc en Exploitation et des centrales de Dampierre et Civaux, toutes les unités du parc nucléaire sont désormais certifiées ISO 14 001, conformément aux objectifs. Les rejets radioactifs liquides et gazeux ont représenté moins de 10 % des nouvelles limites autorisées, revues en forte baisse. Les rejets de tritium, directement liés à la puissance fournie, restent inférieurs aux limites autorisées. EDF a renforcé la surveillance des rejets chimiques et la prévention contre le développement des amibes et des légionelles dans les circuits de refroidissement. Partant du retour d'expérience de la canicule de 2003, les équipes des centrales ont appliqué les dispositions préventives prévues par le Plan aléas climatiques pour protéger le milieu aquatique.

La déconstruction des tranches nucléaires arrêtées et la gestion des déchets. La déconstruction des centrales définitivement arrêtées s'est poursuivie à Brennilis, Chooz A et Bugey 1. À la centrale de Creys-Malville, les matériels électromécaniques ont été démantelés et l'enquête publique sur le projet de démantèlement complet s'est déroulée dans un climat positif. L'Autorité de Sûreté a validé en 2004 le programme de déconstruction proposé par EDF et une dizaine de chantiers ont pu être engagés grâce à une procédure simplifiée. Par ailleurs, EDF et le CEA⁽¹⁾ ont conclu un accord qui règle les conditions de déconstruction de l'ancienne unité de retraitement de combustibles usés UP1 à Marcoule, le CEA en reprenant la maîtrise d'ouvrage et EDF participant financièrement à cette réalisation. Grâce à la mise en service industrielle du Centre de stockage des déchets très faiblement actifs (TFA) de l'ANDRA⁽²⁾ à Morvilliers, les centrales ont pu déstocker leurs déchets entreposés sur site avec 2 200 évacuations. Trois couvercles de cuve de réacteur ont été envoyés au Centre de stockage de déchets de faible et moyenne activité de l'ANDRA à Soullaines ; 55 autres seront évacués d'ici 2013.

Préparer l'avenir du parc nucléaire français. Après 25 ans d'expérience, un objectif d'au moins 40 ans d'exploitation des centrales existantes apparaît pertinent. Aux États-Unis, l'exploitation de 19 centrales avec des réacteurs similaires (REP)⁽³⁾ a été autorisée pour une durée totale de 60 ans. En France, l'Autorité de Sûreté se prononcera en 2005 sur le contenu des 3^{es} visites décennales des centrales 900 MW, en préparation. Ces visites aboutissent à d'importantes

Repères



Retraitement des combustibles usés : un nouveau contrat avec AREVA

Conclu en 2004, l'accord avec AREVA sur la gestion des combustibles nucléaires couvre, sur la période 2001-2007, pour un montant de 4 Md€, le transport des combustibles usés à l'usine de La Hague, le retraitement de 850 tonnes/an, le conditionnement des déchets et leur entreposage. Dans l'attente des conclusions des études conduites dans le cadre de la loi sur la gestion à long terme des déchets à haute activité et à vie longue, cet accord clarifie les responsabilités d'EDF et d'AREVA et fonde les nouvelles relations financières sur le principe du forfait.

Recherche et Développement



INTERVENTIONS ROBOTISÉES POUR DES RÉPARATIONS MOINS CÔUTEUSES

Certaines zones du circuit primaire des centrales nucléaires, difficilement accessibles, peuvent présenter des signes de fatigue thermique. Les chercheurs d'EDF ont démontré, sur une maquette en vraie grandeur, la possibilité de les contrôler et de les entretenir en introduisant dans la tuyauterie un robot articulé à 6 axes.

DURÉE DE VIE DES CUVES NUCLÉAIRES : ÉVALUATION PLUS PRÉCISE, SÛRETÉ ACCRUE

La R&D a mis au point, avec l'École des Mines, l'École Centrale, l'Institut de Recherche Sidéurgique et le CEA, une méthode pour prévoir la sensibilité à l'usure des cuves de réacteurs nucléaires soumises à irradiation, notamment estimer leur durée de vie au-delà de 40 ans. Fondée sur des simulations numériques, elle apporte un gain de précision notable et sera aussi utilisée pour les calculs de sûreté du futur réacteur EPR (European Pressurized Reactor).

(1) Commissariat à l'Énergie Atomique.

(2) Agence Nationale pour la gestion des Déchets RADioactifs.

(3) Réacteur à Eau Pressurisée.

améliorations de fonctionnement et de sûreté. EDF prépare aussi les 2^{es} visites décennales des centrales 1 300 MW et la 1^{re} visite décennale des centrales N4 (1 450 MW).

En 2004, EDF a décidé d'engager une tête de série de réacteur EPR (European Pressurized Reactor) sur son site de Flamanville. Après le débat public, conduit par la CNDP⁽¹⁾, les démarches d'autorisation administrative et le lancement des marchés, la construction

du réacteur devrait débuter en 2007 pour une mise en service en 2012.

Développé par des équipes françaises et allemandes, notamment l'ingénierie d'EDF, l'EPR cumule tous les progrès récents en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et de rentabilité économique. Il présente une continuité technique avec les centrales existantes dont il intègre le retour d'exploitation. Sa programmation donnera à EDF le temps de lancer, en toute connaissance de cause, la construction des tranches suivantes, à partir de 2015, pour commencer le renouvellement progressif de son parc nucléaire. Les équipes travaillent d'ores et déjà en coopération avec celles du projet finlandais EPR décidé en 2003.

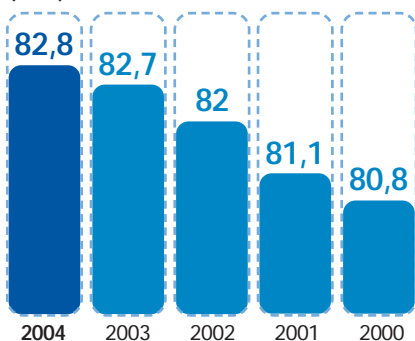
(1) CNDP : Commission Nationale du Débat Public.

Repères

Les promesses du thermique à flamme propre

EDF a engagé des études d'avant-projet sur les Cycles Combinés à Gaz (CCG), moins émetteurs de SO₂ et CO₂, et les technologies de « charbon propre » (charbon pulvérisé supercritique) qui devraient être, aux côtés du nucléaire, des candidats sérieux au renouvellement de la production de base centralisée à partir de 2020. Objectif : standardiser les étapes du projet de construction afin d'optimiser les coûts de maintenance et d'exploitation dès la conception.

Évolution de la disponibilité du parc nucléaire d'EDF maison mère en 2004 (en %)



THERMIQUE À FLAMME ET HYDRAULIQUE : L'AJUSTEMENT

La forte sollicitation des centrales thermiques à flamme et des installations hydrauliques confirme le rôle d'ajustement essentiel de ces deux filières dans le bouquet énergétique d'EDF en France. Grâce à leur capacité à démarrer rapidement et à moduler leur puissance, elles font face, avec une grande réactivité, aux variations des besoins.

Thermique à flamme : un programme en quatre points. En 2004, les centrales thermiques d'EDF ont produit 20,9 TWh et fonctionné avec un coefficient de réponse à l'appel en amélioration : 96,2 % pour les centrales au fioul, 97,4 % pour celles au charbon. Néanmoins, le coefficient de disponibilité est passé de 69,3 % en 2003 à 64 % en 2004, une baisse imputable aux opérations de maintenance programmées, à des prolongations d'arrêt et à plusieurs avaries. Le programme de modernisation du thermique à flamme vise à améliorer notablement ces performances. Il comporte quatre priorités : arrêt de la production des unités les plus anciennes et les moins compétitives, remise en activité entre 2006 et 2008 de trois tranches au fioul (Porcheville B2, Cordemais 3, Aramon 1) totalisant 2 000 MW, modernisation des centrales pérennes, préparation de la construction des centrales du futur. Il intègre aussi un volet important d'accompagnement social et de gestion des compétences.

En 2004, les centrales de Montereau 4, Loire-sur-Rhône et Ambès ont été mises à l'arrêt. Celles de Vaires-sur-Marne et de Dunkerque cesseront de produire en 2005. La déconstruction des centrales de Genevilliers et de Pont-sur-Sambre a démarré.

EDF a aussi engagé la rénovation approfondie de l'unité 2 de la centrale du Havre et lancé la dénitrification (réduction de 80 % des émissions de NOx) qui s'ajoute aux désulfurations déjà en œuvre sur les unités du Havre 4 et de Cordemais 4 et 5. Les visites décennales de La Maxe 1 et 2 ont été menées avec succès, celles de Blénod 2, 3 et 4 sont en préparation.

Hydraulique : le premier producteur de l'Union européenne. Avec une hydraulité de 86 %, la sécheresse de l'année a été comparable à celle de 2003 (83 %). La production hydraulique d'EDF SA – France métropolitaine et DOM – s'est établie à 45,3 TWh (45,5 TWh en 2003) en raison d'une production du « fil de l'eau » très inférieure aux prévisions mais en partie compensée par la production des lacs. Pour autant, les performances techniques, supérieures aux objectifs, progressent par rapport à 2003, avec un taux de disponibilité de 92,2 % et un taux de réponse à la sollicitation de 99,2 %.

Décision marquante de l'année, la modernisation de la chaîne hydraulique de la Romanche (Isère) représente l'investissement le plus impor-



La centrale thermique à flamme de Blénod-les-Pont-à-Mousson, en Meurthe-et-Moselle, prépare sa visite décennale.

tant depuis des décennies dans l'hydraulique (160 M€). Dès 2013, la nouvelle centrale de Gavet fournira 560 MWh : 80 MWh de plus que les six centrales au fil de l'eau qu'elle remplacera. Les perspectives de développement de l'hydraulique sont cependant limitées en France où l'essentiel du potentiel est déjà exploité. EDF, qui gère les trois quarts des réserves actuelles, est soucieux de préserver le potentiel de production d'énergie renouvelable que constitue l'hydraulique, en obtenant le renouvellement de ses 370 concessions et de ses 123 autorisations, au rythme de 5 à 20 par an. Parallèlement, les équipes optimisent la gestion des outils de production. Ces deux dernières années, sur 150 grands barrages, EDF a réalisé 34 visites décennales, dont 26 avec des robots sous-marins équipés de caméras, une méthode qui supprime les vidanges et leurs impacts sur l'environnement et le tourisme.

AUTRES ÉNERGIES RENOUVELABLES : LA MOBILISATION DE TOUTES LES RESSOURCES

EDF Énergies Nouvelles participe à l'essor de l'éolien industriel terrestre en France, avec un objectif de 20 à 30 % de parts de marché en 2010. Après la construction du parc éolien de Petit Canal en Guadeloupe, plusieurs projets sont à l'étude dans les DOM. En métropole, trois réalisations ont vu le jour en 2004 : à Bouin en Vendée (20 MW), à Saint-Simon-Clastres dans l'Aisne (11 MW) ainsi qu'à Oupia et Riols dans l'Hérault (12 MW). EDF construit aussi des éoliennes sur ses sites, comme celles de la centrale de Dirinon (Bretagne), qui ont commencé à produire en 2004. Avec Total Énergie, le groupe EDF développe l'énergie solaire ainsi que des offres intégrées pour le secteur résidentiel. Devant l'essor du marché, Total Énergie doublera sa capacité de production de panneaux photovoltaïques, avec sa nouvelle usine à Toulouse.

Recherche et Développement

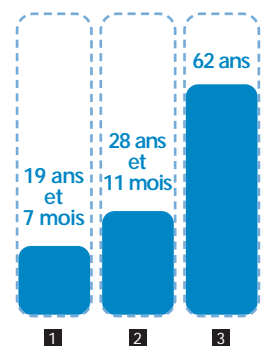
UNE GESTION « FLUIDE » DES SÉDIMENTS DE LA DURANCE

L'accumulation de sédiments dans les retenues des usines hydroélectriques de la Durance peut présenter de multiples inconvénients, allant du colmatage de prises d'eau agricoles et industrielles à des risques de perte de manœuvrabilité des vannes. Avec le modèle numérique GIS Durance développé par la R&D, EDF peut simuler les flux de sédiments sur une décennie en intégrant des événements comme les crues, tester et optimiser les scénarios d'exploitation des ouvrages tout en assurant un transit « fluide » des sédiments.

ARGOS : UN PROGRÈS POUR L'OPTIMISATION QUOTIDIENNE DU PARC DE PRODUCTION

Installé au niveau national et dans les régions hydrauliques (Lyon, Marseille et Toulouse), le logiciel Argos optimise le pilotage quotidien de l'ensemble du parc, nucléaire, thermique et hydraulique. Grâce aux toutes dernières versions des modèles d'optimisation mises au point par la R&D, Argos garantit le respect des contraintes locales d'exploitation tout en satisfaisant les contraintes globales de demande (consommation) et de réserves (sécurité).

Âge moyen des installations de production d'EDF SA – premier couplage (au 31.12.2004)



- 1 Nucléaire
- 2 Thermique à flamme
- 3 Hydraulique

Activités régulées

Le réseau de transport : une activité régulée pour la sécurité d'approvisionnement

Requérant une grande expertise technique et une culture de service public, les activités de réseau sont au cœur du métier d'EDF. Les évolutions de ces dernières années montrent que les électriciens qui ont su conserver ou développer un portefeuille intégrant production, réseaux et vente d'électricité, sont les plus robustes et constituent le peloton de tête de l'industrie électrique européenne.

Le réseau de transport (haute et très haute tension) d'EDF est géré depuis 2000 par RTE en toute neutralité afin de garantir l'égalité de traitement de tous les opérateurs. Conformément à la loi du 9 août 2004, RTE va devenir une société anonyme à capitaux 100 % publics, filiale d'EDF SA.

UN ACTEUR DE L'OUVERTURE DES MARCHÉS

L'ouverture à la concurrence de 70 % du marché français de l'électricité en 2004 a mobilisé les équipes de RTE, qui a adapté son dispositif pour veiller à la bonne intégration des 2,5 millions de nouveaux clients éligibles, modifiant notamment son système d'information pour industrialiser les échanges de données avec les gestionnaires de réseaux de distribution.

Les clients de RTE

- Les producteurs qui injectent l'énergie qu'ils produisent sur le réseau de transport.
- Les distributeurs : 21 entreprises locales de distribution et EDF Réseau de Distribution, 2 500 points de livraison au total.
- Les clients industriels (580 sites), consommateurs directs d'électricité haute tension (HT) et très haute tension (THT).
- Les sociétés de négoce (70).

Sur le marché européen, RTE a également affiné les outils et mécanismes mis à la disposition de ses clients pour faciliter les échanges. Il a assoupli et élargi son mécanisme d'ajustement de l'offre à la demande et l'a ouvert à la Grande-Bretagne et à l'Espagne. Sur la liaison France-Angleterre, les clients ont bénéficié de nouveaux services.

RTE contribue ainsi à la vitalité du marché européen de l'électricité, dont témoigne l'augmentation de 5 % des échanges contractuels d'électricité transitant par le réseau (119 TWh). Le volume des échanges contractuels augmente avec l'Angleterre (+ 2 TWh), l'Espagne (+ 0,9 TWh) et les autres pays voisins de l'Europe continentale (+ 2,6 TWh).

SÉCURISER LA FOURNITURE ET RESPECTER L'ENVIRONNEMENT

Pour renforcer la sécurité d'alimentation, RTE a mis en service 435 km de circuits électriques, dont 55 km en 225 kV et 85 km en 400 kV, principalement la ligne aérienne Amiens-Arras, qui sécurise l'alimentation de la Somme et du Pas-de-Calais.

Conformément à l'accord *Réseaux électriques et Environnement* conclu avec l'État, ces opérations se sont accomplies sans augmenter le kilométrage du réseau aérien, grâce à la dépose d'autres ouvrages et à l'enfouissement de nouvelles lignes HT. RTE a investi dans l'équipement du réseau en Bretagne et dans les Pays de Loire pour lever les contraintes de tenue de tension liées au déficit de production de ces régions.

94,3%
des clients de RTE se déclarent satisfaits. Une progression de 5 points par rapport à 2003.



Pose de fibres optiques (COE) sur le réseau Bretagne Sud, en août 2004.

CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DU RÉSEAU DE RTE

au 31 décembre 2004

	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV	Total
Files de pylônes (km)	13 198	21 212	1 124	12 710	29 239	77 483
Circuits aériens (km)	21 003	25 343	1 148	15 051	33 738	96 283
souterrains (km)	2	921	1	367	1 884	3 175
Total	21 005	26 264	1 149	15 418	35 622	99 458
Postes* (nombre)	125	508	27	534	1 250	2 444
Transformateurs* (nombre)	263	1 175	45	40	35	1 558
puissance (MVA)	119 571	107 830	1 823	1 588	942	231 754

* Les chiffres relatifs aux postes et aux transformateurs correspondent au réseau de transport, exploité pendant l'année 2004, par RTE. En application des nouvelles règles définissant les limites respectives du réseau public de transport et du réseau public de distribution, un certain nombre de transformateurs et d'équipements constitutifs des postes électriques sont dorénavant rattachés au réseau public de distribution.

Le réseau de RTE a intégré le 1^{er} juillet 2004 le réseau des Houillères du Bassin de Lorraine :
100 km de lignes 63 kV, 2 postes 225/63 kV, 11 postes 63/5 kV.



La centrale nucléaire de Ling Ao, en Chine.

Un monde en quête d'énergie

— Les besoins d'équipement énergétique dans le reste du monde sont encore plus manifestes qu'en Europe. Pour y répondre, EDF a investi, ces dernières années, dans des installations valorisant les ressources locales : gaz et hydroélectricité en Amérique latine, gaz en Égypte, en Côte d'Ivoire et au Vietnam, charbon en Chine, hydroélectricité au Laos. Fondées sur son expérience de producteur d'électricité et sur l'expertise de ses équipes d'ingénierie et de R&D, ses ventes de services se développent dans la production comme dans le transport d'électricité.

LA DYNAMIQUE DES VENTES DE SERVICES

Seul exploitant mondial à disposer d'une ingénierie intégrée maîtrisant toutes les filières de production et des réseaux, EDF propose

ses services aux maîtres d'ouvrage. Son modèle industriel offre de nombreux avantages, notamment celui de combiner l'expertise et l'expérience de plusieurs décennies de construction et d'exploitation. Le Groupe accentue ses ventes de services d'ingénierie et de conseil dans le monde, en Afrique (Algérie, Maroc, Gabon, Côte d'Ivoire, Soudan et Afrique du Sud), en Chine, en Inde comme en Europe.

THERMIQUE À FLAMME : LES DEUX TIERS DE L'ÉLECTRICITÉ MONDIALE

Les centrales à charbon, gaz ou fioul, fournissent plus des deux tiers de l'électricité mondiale et leur part ne cesse de croître.

Au Mexique, le Groupe est devenu le premier producteur indépendant, avec quatre centrales à cycle combiné à gaz (CCG), qui affichent une très bonne disponibilité en 2004 et ont intégré le certificat environnemental ISO 14001 du Groupe. Une cinquième centrale, Rio Bravo 4, est en construction pour une mise en service en 2005. Les équipes d'ingénierie du Groupe s'investissent fortement dans ces réalisations qui bénéficient d'une maintenance mutualisée.

Au Brésil, la centrale CCG de Norte Fluminense a été mise en service industriel en décembre. Sa capacité installée (771 MW) représente environ 15 % de la consommation d'énergie de l'État de Rio de Janeiro.

Le programme chinois de développement énergétique d'ici 2020 : 40 GW par an.

Au total :

65 GW

de capacité nucléaire, l'équivalent du parc nucléaire français,

400 GW

charbon, environ 40 fois le parc thermique à flamme français,

150 GW

hydraulique, 6 fois le parc hydraulique français.

En Asie, les centrales chinoises au charbon de Laibin B et de la province du Shandong ont, avec 19,5 TWh, produit davantage qu'en 2003. Grâce aux accords passés avec le gouvernement du Guangxi, la production de Laibin B en sus du contrat a augmenté de 30 %. EDF a repris la participation d'Alstom au capital de cette installation (40 %). Dans le Shandong, la centrale de Liaocheng, mise en service en 2004 dans le respect des coûts et des délais, ainsi que celles de Shiheng et Heze, enregistrent de bonnes performances opérationnelles. Au Vietnam, la centrale CCG (715 MW) de Phu My 2-2 a été mise en service industriel début 2005.

En Égypte, pour leur première année complète d'exploitation, les centrales à gaz de Suez et Port-Saïd ont répondu aux appels avec une disponibilité remarquable de 99 %.

En Côte d'Ivoire, malgré le contexte troublé, la centrale d'Azito continue de fonctionner conformément aux engagements contractuels et dans le respect du certificat ISO 14001 obtenu dès 2003.

NUCLÉAIRE : UNE COOPÉRATION DE LONG TERME AVEC LA CHINE

En Chine, EDF poursuit depuis plus d'une décennie une coopération active avec les exploitants nucléaires, par des ventes de prestations d'assistance à maître d'ouvrage pour la construction, le démarrage et l'exploitation des centrales. Après les succès de Daya Bay (2 réacteurs de 1 000 MW) et de Ling Ao (2 réacteurs de 1 000 MW), EDF a été retenu à nouveau par le groupe chinois CGNPC pour les deux nouvelles tranches prévues à Ling Ao. Ce contrat d'assistance se double d'une coopération de long terme pour des partenariats stratégiques dans le domaine du nucléaire.

EDF a engagé deux partenariats industriels avec deux grands producteurs d'électricité chinois dont chacun des parcs représente 20 GW : les groupes China Power International et Huaneng. Un accord a aussi été conclu dans les domaines de la R&D et de l'exploitation, avec China National Nuclear Corporation (CNNC), organisme responsable du nucléaire.

L'HYDRAULIQUE : RENOUVELABLE ET RENTABLE

L'hydraulique constitue la première des sources d'énergie renouvelable et s'avère de loin la plus rentable. Son potentiel est très inégalement exploité dans le monde et ses perspectives de développement sont importantes. De grands projets sont en voie de réalisation. EDF intervient dans ce domaine comme investisseur, producteur et surtout vendeur de prestations de conseil et d'ingénierie.

En Asie, les travaux préparatoires à la construction du barrage de Nam Theun 2 ont débuté au printemps 2004. Dans ce projet soutenu par la Banque mondiale et conduit en partenariat étroit avec le gouvernement du Laos, EDF intervient comme tête de file du consortium d'investisseurs et comme prestataire de services : études de conception, sélection des constructeurs, suivi de la construction, etc. L'essentiel de l'électricité sera exporté vers la Thaïlande, à l'opérateur EGAT, qui a signé fin 2003 le contrat d'achat d'énergie. L'ingénierie hydraulique d'EDF intervient aussi en Chine, sur les stations de transfert et de pompage de Zhangwan et de Yixing et sur le projet du barrage des Trois-Gorges. D'autres projets sont en cours en Corée (Siwha) et au Népal (Kol Dam).

En Amérique latine, les centrales des filiales argentines Hinisa et Hidisa représentent une puissance de 660 MW. Elles ont produit 1,92 TWh en 2004 et reçu la triple certification qualité, sécurité, environnement.

Repères



Une reprise du nucléaire dans le monde

Outre la Chine, de nombreux pays marquent leur intérêt pour la filière nucléaire, notamment le Brésil, l'Inde, la Corée du Sud, le Japon et, en Europe, la Finlande. Dans ce pays dépendant à 70 % de ses importations d'énergie, l'électricien TVO a décidé fin 2003 de construire un réacteur de type EPR.

Light a obtenu la triple certification ISO 9001, ISO 14001 et OHSAS 18000 de ses installations de production hydraulique.

Transport d'électricité en Argentine

Distrocuyo gère 1 250 km de lignes très haute tension entre Mendoza et San Juan. Elle a obtenu les certifications ISO 9001 et ISO 14001.

Au Brésil, la production des installations de Light (850 MW), dans l'État de Rio, a atteint 4,16 TWh avec une disponibilité de 92,2 %, supérieure aux objectifs. L'ingénierie d'EDF participe à plusieurs projets hydrauliques au Costa Rica (Balsa Inferior), en Argentine, au Honduras.

LES AUTRES ÉNERGIES RENOUVELABLES : L'ÉOLIEN EN POINTE

EDF Énergies Nouvelles a été l'un des opérateurs mondiaux les plus actifs dans le domaine de la production éolienne. Il a notamment mis en exploitation 60 MW aux États-Unis, où il dispose à travers la société EnXco, de 137 MW installés.

Au Maroc, EDF participe à la ferme éolienne de Tétouan (50 MW). La société exploitante a continué d'afficher des résultats positifs malgré une production (178 GWh) en léger retrait par rapport aux prévisions.