

Jean-Christian Lhomme



LA
GUERRE
DES
WATTS

TRANSITIONS ÉNERGÉTIQUES ET PERSPECTIVES

éditions
Quæ

La guerre des watts

Transitions et perspectives

Sauf mention contraire, tous les dessins et les photos sont de Jean-Christian Lhomme.

Couverture

Maquette et réalisation : Marie Cherrier Georget.

Crédits photographiques : toutes les photos de la couverture sont de l'auteur sauf les éoliennes (©Xavier Kine/Enercon).

Maquette intérieure et mise en page

Claire Aujeau (Oxalis-scop).

Secrétariat d'édition

Valérie Mary.

Éditions Quæ
RD 10
78026 Versailles Cedex
www.quae.com

ISBN : 978-2-7592-2231-5

© Éditions Quæ, 2014

Le Code de la propriété intellectuelle interdit la photocopie à usage collectif sans autorisation des ayants droit. Le non-respect de cette disposition met en danger l'édition, notamment scientifique, et est sanctionné pénalement. Toute reproduction, même partielle, du présent ouvrage est interdite sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), 20 rue des Grands-Augustins, Paris 6^e.

La guerre des watts

Transitions et perspectives

Jean-Christian Lhomme

Éditions Quæ

Remerciements

Ce livre a été réalisé avec la participation de :

Vincent Arcis
Hervé Bardy
Xavier Braud
Jean-Pierre Broudic
Marie Cherrier
Nathalie Cointre
Anabelle Comte
Jean-Marcel Couteau
Michel Degouy
Stéphanie Delugeau
Steven Eon
Gérald Feray
Albert Genter
Xavier Kine
Emmanuel Lisze
Bruno Mailh
Cécile Maisonneuve

Delphine Maisonneuve
Olivier Martinet
Joël Mazet
Jessica Mesnard
Sylvie Nowak
Christian Panoux
Cyril Perrin
Bruno Primout
Philippe Reffay
Igor Rimbaud
Damien Rinsant
Daniel Rodier
Oswaldo Rodriguez
Peter Schuster
Céline Sireau
Carole Stéfanutti

Sommaire

Remerciements	5
Introduction	11

CHAPITRE 1 LES CHOIX DE TRANSITIONS **13**

En équilibre sur un fil	13
Factures négatives, de quoi s'agit-il ?	17
Mix européens, à quels coûts ?	18

CHAPITRE 2 L'ARCHITECTURE DU « NOUVEAU MIX » **23**

Contrastes citadins	23
Repenser l'urbanisme	24
Que la lumière soit !	24
Notions d'orientation efficiente	26
D'est en ouest, organiser le bonheur de vivre	28
Déterminer un coefficient de forme	29
Face au changement climatique	30
Au pied du mur, quels matériaux pour quels usages ?	31
Comment réaliser une isolation performante ?	33
Confort et vecteur air, le retour gagnant	36
Réhabilitation, par où commencer ?	37

CHAPITRE 3 LES « ÉCONO-PILIERS » DU MIX **41**

La révélation des compteurs	41
Cuisine d'aujourd'hui : mon frigo a la classe !	42
Réinventer l'eau chaude	44
Chauffage, trouver les bons réglages	45
Veiller aux veilles	46
Éclairage : la beauté fonctionnelle	46
Vers une généralisation des smarts ?	49

CHAPITRE 4 **HYDROCARBURES FOSSILES, LA QUÊTE DU GRAAL** **51**

—————	Le pétrole peut-il être inépuisable ?	52
	Peak oil	52
	Huiles de schistes	53
	La complexité des forages	53
	Boues de forage	56
	Fluides de fracturation	57
	Étanchéité	58
	Pétroles omniprésents	58
	Réduire l'addiction aux carburants	60
—————	Gaz de combustion	61
	Gaz naturel, le grand frère	61
	Le gaz naturel en France	64
	Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)	65
	Gaz de charbon, le grisou du fond de trou	66

CHAPITRE 5 **AU BOUT DU FIL, LES ÉLECTRO-CHARBONS** **69**

	Une très vieille histoire	70
	Charbons combustibles	70
	Centrales électriques hautes performances	72
	Haute technologie et moindres pollutions	72
	Maîtriser les effluents	75

CHAPITRE 6 **ÉNERGIES DE L'EAU, LE MAÎTRE DES FLUX** **77**

	Une répartition inégale	78
	Québec, des installations exemplaires	79
	Indispensable au réseau européen	81
	L'hydraulique gravitaire, comment ça marche ?	82
	Dordogne, la vallée des lacs	87
	Énergies marines en démonstration	89
	Turbinage des marées	89
	Hydroliennes	91
	Énergie des vagues	92
	Énergie thermique des mers (ETM)	92

CHAPITRE 7 ÉLECTRONUCLÉAIRE PARMIS LES GRANDS 95

Au large des poudrières	96
Fission, comment ça marche ?	96
Réacteurs à eau pressurisée (REP)	99
Les surgénérateurs détiennent-ils les clés de l'avenir électrique ?	101
Cycle des combustibles en France	102
Fusion thermonucléaire, objectif 2070	105
Combustion, fission ou flux renouvelables ?	106

CHAPITRE 8 BIOMASSE, L'ÉNERGIE DU VIVANT 107

————— Agrocarburants, le pétrole des champs	108
Agrocarburants de première génération	108
Concurrence alimentaire	108
Agrocarburants de seconde génération	110
Pétrole de microalgues, quand l'empire des minuscules s'éveillera...	111
————— Biogaz	114
Biométhane de première génération : les petits nouveaux	114
Biométhane de deuxième génération	115
————— Bois énergie, les escarbilles du nouveau siècle	117
Le bon, le pire et l'excellent	117
Combustion de bois et effluents atmosphériques	118
Bûches, plaquettes et pellets	120
Centrales électriques	121
Chaleur bois énergie, le meilleur sinon rien !	122
Micro-cogénération, la performance redéfinie	123
Les collectivités aussi !	125

CHAPITRE 9 ÉOLIEN, LA CLÉ DES MIX ? 127

————— À terre d'abord !	127
Vent de mer ou vent de terre ?	127
Un nouveau monde en marche	129
Mâts béton postcontraint, une productivité accrue	130
Pales du nouveaux mix	131
Nacelle, visite entre ciel et terre	133
Générateurs annulaires	134

—————	Éolien offshore	135
	L'Europe en leader !	135
	Haliade 150, la France aux avant-postes	136
	La technique et les chiffres	136

CHAPITRE 10	DIX MILLE SOLEILS SUR TERRE	139
--------------------	------------------------------------	------------

—————	Photovoltaïque	139
	Éléphant ou papillon ?	139
	Haute qualité électrique	141
	L'Europe photovoltaïque	141
	Rêvons un peu les transports solaires	145

—————	Systèmes solaires thermiques	146
	Efficients, fiables et différents	146
	Solaire thermique européen	146
	Chauffe-eau solaires	148
	Le paradoxe des systèmes solaires combinés	149
	Rafraîchissement solaire	149
	Face au soleil, intensément...	150

—————	Un renouveau des concentrateurs solaires ?	153
	Technologies de l'héliothermodynamique	154
	Demain peut-être ?	158

CHAPITRE 11	GÉOTHERMIE, L'AUTRE NUCLÉAIRE	161
--------------------	--------------------------------------	------------

	L'énergie de la Terre	161
	Forages, l'évolution attendue	161
	Basses et hautes températures	162
	Réseaux de chaleur	162
	Électricité géothermique, comment ça marche ?	163
	Soultz-sous-Forêts, un pilote unique au monde	164
	Pompes à chaleur : l'air, la terre et l'eau	168
	Technologies de captage	169
	État de l'art	171
	Europe, où en sommes-nous ?	172

	Conclusion	174
--	-------------------	------------

Introduction

Statistiquement, la perfection énergétique attendra longtemps une proposition divine. Les alternatives aux ressources conventionnelles progressent mais sont loin d'être aussi évidentes qu'attendu, notamment à cause d'une productivité défavorable aux flux intermittents. Dans l'état de l'art connu en 2014, la transition peut se résumer à un choix de services et de nuisances piloté par les réalités économiques, chaque ressource présentant des caractéristiques intrinsèques perfectibles.

Les projections 2030 réalistes privilégient un outil de production équilibré incluant pour la première fois une requalification du parc immobilier existant et une gestion efficiente des postes de consommation.

Nouvelles venues dans les mix électriques, les technologies *smart grids*¹ travaillent à une réduction du parc de centrales électriques vétustes en maîtrisant les pics de consommation. Les réseaux *smart homes*² coalisés avec les nouvelles performances des bâtiments croiseront le fer avec le marché du watt pour réduire les factures domestiques. Une grande part de l'avenir du monde se construira autour de l'optimisation des usages de l'énergie.

Côté production, l'exploitation des gaz et pétroles de schistes propulse les États-Unis parmi les plus importants producteurs d'hydrocarbures de la planète. À terme, la première puissance mondiale pourrait assurer son indépendance énergétique. Dans le même temps, la Russie perd 8,2 % de ses exportations de gaz vers l'Europe au profit des charbons américains et attend impatiemment la fonte des glaces pour faire main basse sur les gisements pétroliers de l'océan arctique. Le continent de l'ours blanc dissimulerait la plus forte concentration de sous-marins nucléaires du monde, de quoi envoyer *Ursus maritimus* et la lutte contre le changement climatique aux tréfonds de l'enfer.

Grand parmi les grands, vers 2030, le tout puissant Empire du Milieu dépendrait à 80 % d'approvisionnements pétroliers extérieurs, mais l'exploitation des hydrocarbures de schistes pourrait pérenniser sa compétitivité euphorique.

De l'autre côté du Rhin, nos voisins allemands dépenseraient jusqu'à 1 700 milliards d'euros pour négocier un empannage électrique radical. Cependant, dès 2020, l'Allemagne ne serait plus en mesure d'assumer seule sa propre consommation d'électricité et exposerait l'Europe à un *black out*.

Le 20 septembre 2013, le président François Hollande confirmait à mots choisis un maintien de la capacité nucléaire française pendant son quinquennat. Le propos suggérait que la contribution de l'atome représenterait 50 % du mix électrique en 2025 (75 % en 2014) sans réduire le parc existant. Outre une forte croissance des consommations, cette hypothèse suppose la construction et le financement d'un équivalent « puissance » de dix réacteurs EPR, seize mille

1 Systèmes d'optimisation de la rentabilité des moyens de production d'électricité.

2 Techniques d'optimisation des consommations d'électricité.

éoliennes de trois mégawatts produisant au fil du vent, ou encore vingt centrales thermiques gaz, charbon et bois brûlant chaque année 90 millions de tonnes de combustible et rejetant presque autant de CO₂.

Dans cet imbroglio de grandes manœuvres aux senteurs de guerre froide, il est difficile de décider à quel saint se vouer. Les carences en expertises capables d'orienter les politiques face aux réalités sont soulignées par les scénarios de transition énergétique précipitant le remplacement des fondamentaux de la civilisation par des baronnies *green business* fort éloignées de leurs idéaux référents.

Pour l'heure, le recours aux ressources conventionnelles reste incontournable. Leur productivité cinq fois supérieure à celle du photovoltaïque garantit un coût du kilowattheure compétitif et accessible au plus grand nombre.

Le nouveau millénaire s'inscrit dans une évolution technologique graduelle. Les progrès historiques glissent au fil des découvertes, parfois étalés sur plusieurs siècles. Le vent et l'eau, le soleil, le charbon, l'atome, les hydrocarbures et bien d'autres ressources ont progressivement contribué à l'édification du quotidien des Terriens. Dans ce vaste panel, les énergies intermittentes et compensées disposent d'un potentiel de développement planétaire incontestable, mais sont en difficulté technologique pour prendre les commandes d'un bouleversement de masse à l'horizon 2030. Passer outre les réalités pour refondre les structures fondamentales de la production d'énergie reviendrait à descendre prudemment d'un aéronef en vol avec sur le dos une voile dont les coutures ne sont pas terminées et un secours dont l'ouverture ne serait pas certaine. Comment dessiner un avenir sûr en phase avec les grands défis du nouveau siècle ?

Bien plus qu'une orientation philosophique, la lutte contre le réchauffement climatique et le kilowattheure cher est un combat citoyen de tous les instants. La production d'électricité marche à la pointe de l'innovation et investit lourdement pour améliorer l'efficacité des électrons.

Quel est l'avenir des gaz et pétroles de schistes ? Que pouvons-nous attendre du nucléaire ou de l'éolien ? Pourquoi le solaire photovoltaïque doit-il changer de cap ? Comment améliorer l'efficacité de nos habitats ? Le bois et la géothermie sont-ils vraiment des solutions pérennes ? Quel modèle d'industrie pour exister durablement ? Les grands barrages et le charbon sont-ils des monolithes incontournables ?

Au-delà des débats passionnés, ce livre construit un avenir avec des réalités tangibles. Il lève le voile sur le quotidien du réseau électrique européen et les capacités des nouvelles ressources, pointées heure par heure et mises à nu pour la première fois. Les plus grands acteurs de l'énergie planétaire, et d'autres plus modestes mais néanmoins essentiels, partagent leurs passions et ouvrent les coulisses d'un univers hors du commun.

LES CHOIX DE TRANSITIONS

Le watt devient surdoué, obéissant et s'adaptant à la microseconde aux impératifs des usages et de la production. L'efficacité énergétique quitte son image dégradée d'énergie des pauvres et s'oriente vers une écono-révolution de premier plan. Le nouveau siècle prend la mesure des événements ; il se prépare à user d'une kyrielle d'outils communicants sophistiqués et de technologies puisées dans la nature pour élaborer un panel énergétique « quatre étoiles ».

Au pied du mur, les flux renouvelables chahutés par leur productivité en dent de scie perdent l'exclusivité des solutions d'avenir.

En équilibre sur un fil

Sans régulation des consommations, le monde doublera sa puissance électrique installée avant 2030. Tricoter l'efficacité du second siècle énergétique devient un facteur de survie pour l'ensemble de la planète.

Dans l'absolu, l'électricité est difficilement stockable à l'échelle d'un pays, sauf investissements prohibitifs. La production s'adapte donc constamment à la demande du réseau, elle-même dépendante d'une multitude d'envies et de besoins, chauffage, éclairage, cuisine, heures ouvrées dans l'industrie... Dans la réalité quotidienne, les anticipations de consommations s'inspirent d'un historique pluriannuel et de la météo du lendemain. Les ingénieurs gestionnaires ajustent au plus près l'offre à la demande pour assurer la continuité du service en préservant l'intégrité des installations.

De l'autre côté du rideau, la demande d'électricité s'adapte aussi aux capacités de production, notamment par des incitations tarifaires (effacement jour de pointe - EJP, Tempo, heures creuses). Dès 2015, les compteurs télépilotes favoriseront un meilleur lissage des consommations et limiteront les productions de pointe.

Schématiquement, le réseau électrique européen est une trame très organisée, structurée autour de moyens de production chargés de compenser les prélèvements aléatoires de centaines de millions de postes de consommation. Les uns et les autres sont raccordés aux mêmes câbles, le plus souvent séparés par de nombreux kilomètres, une cascade de transformateurs, et surtout des compteurs, eux-mêmes connectés à des systèmes de facturation performants !



PHOTO 1 ■ **Au sud ou à l'ouest ?** (© Igor Rimbaud/www.girouette.fr).

La guerre des watts menace l'approvisionnement énergétique de la planète. Ballottée entre fantasmes et réalités, une mutation menée à marche forcée au nom de nouveaux idéaux cherche des vents porteurs. L'horizon 2030 verra-t-il d'autres ressources rivaliser avec le charbon, les hydrocarbures ou le nucléaire ?

Certaines centrales sont exploitées en « base », d'autres en « pointe » et une minorité en « hyperpointe ». Le rôle assigné à chaque type d'installation dépend de critères techniques certes, mais surtout économiques, les productions moins chères étant les plus sollicitées.

En France, la fourniture électrique de base est presque exclusivement assurée par les groupes nucléaires. Ils représentent un investissement important mais fournissent inlassablement des kilowattheures à bas coût. De nombreux pays assurent tout ou partie de cette mission avec du combustible charbon, voire du gaz ou du fioul. D'autres recourent à la grande hydraulique, par exemple le Québec et la Norvège. Toutefois, dans l'Hexagone, cette ressource est insuffisamment disponible pour couvrir l'intégralité de la fourniture électrique.

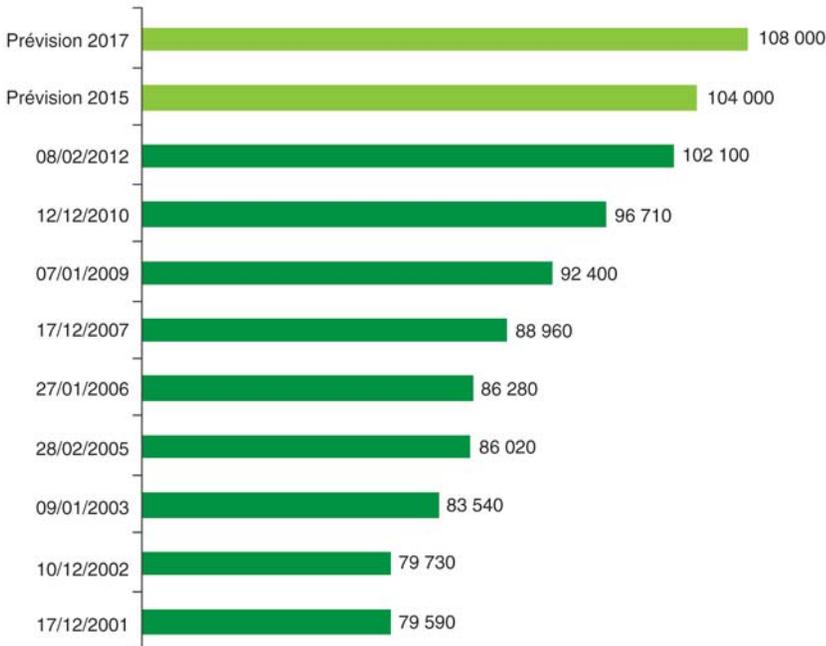


FIGURE 1 ■ Pics de production électrique de 2001 à 2017 en France (MW) (source : RTE).

Les pics de puissance du 7 et 8 février 2012 à 19 heures ont mobilisé l'ensemble des centrales disponibles dans l'Hexagone et atteint le cap historique de 102 100 mégawatts. Les capacités d'importation étaient alors saturées. Un tel scénario ne peut pas se répéter à l'infini. L'avènement des réseaux électriques intelligents dédiés à la réduction des pics de consommation est une nécessité incontournable.

TABLEAU 1 ■ Consommation et export d'électricité, hypothèses 2014-2030 exprimées en TWh par filière en France (source : RTE).

	2014	2015	2017	2030
Consommation nationale	486,5	490,9	497,4	516,4
Pompage des STEP*	7,0	7,0	7,0	9,1
Export	52,7	60,4	58,9	31,8
Total	546,2	558,3	563,3	557,3

* STEP : station de transfert d'énergie par pompage.

TABLEAU 2 ■ Contribution de chaque filière au mix énergétique français, hypothèses 2014-2030, en TWh (source : RTE).

Filières	2014	2015	2017	2030
Thermique nucléaire	409,4	418,6	412,1	271,5
Thermique charbon	13,1	12,1	12,0	9,8
Cycles combinés gaz	16,6	17,0	22,5	41,1
Moyens de pointe (fioul, TaC*)	0,8	1,0	2,0	4,7
Thermique décentralisé non EnR	8,6	8,3	7,9	7,2
Thermique décentralisé EnR	6,5	7,9	8,8	30,1
Hydroélectricité et STEP	69,3	69,3	69,3	73,9
Éolien	17,4	19,0	22,5	77,5
Photovoltaïque	4,5	5,1	6,2	32,9
Énergies marines	0	0	0	8,6
Total	546,2	558,3	563,3	557,3

* Turbine à combustion.

TABLEAU 3 ■ Parc électrique français, hypothèses de puissance installée « nouveau mix » 2020-2030, en GW (source : RTE-SOES-FEE).

Filières	2014	2020	2030
Thermique nucléaire	63,1	63	40
Charbon	6,9	2,9	1,7
Cycles combinés gaz	4,5	6,9	8,9
Moyens de pointe	10,2	7,9	15
Thermique décentralisé non EnR	7,4	4,5	4,5
Thermique décentralisé EnR	1,3	1,8	6,3
Hydroélectricité	25,2	25,2	28,2
Éolien	8,1	16	40
Photovoltaïque	4,2	8	30
Énergies marines	0	0	3
Total	130,9	136,2	177,7

L'hypothèse « nouveau mix » 2030, élaborée par RTE, suppose un effort d'efficacité énergétique de 116,7 TWh et un soutien très marqué en faveur du photovoltaïque et de l'éolien (28 GW terrestres/12 GW offshore).

Relativement tendu, le « nouveau mix » fonctionne avec les échanges européens, l'interconnexion des réseaux électriques au sein de l'Union devant assurer la sécurité d'approvisionnement de chaque État.

En 2030, la capacité maximale à l'import aux frontières françaises serait portée à 23 GW (9,5 GW en janvier 2013). D'autres scénarios font état de 649 TWh consommés annuellement à cette échéance, la capacité du parc nucléaire serait alors élevée à 65 GW. À plus court terme, le parc français recevra l'appui du réacteur EPR 1 600 MW de Flamanville en 2016 (Manche) mais perdra les deux groupes de Fessenheim (Haut-Rhin), déclassés en 2017.

Les centrales thermiques à flamme, quant à elles, seront réduites de 3 855,1 MW sur la même période mais 2 300 MW de cycles combinés gaz seront progressivement mis en service jusqu'en 2017. Le parc éolien poursuit sa progression avec des hypothèses fluctuantes : des parcs offshore d'importance sont attendus avant 2020. L'hydroélectricité, maintenu en état, reçoit l'appui du nouvel aménagement de la Romanche.

Malgré une puissance installée de 5 700 MW dès 2017, les apports photovoltaïques restent dépendants de l'ensoleillement.

La réponse aux consommations de pointe, quant à elle, est garantie par des centrales nettement moins coûteuses mais fournissant de l'énergie à prix élevé. Les excellentes performances des cycles combinés gaz³ s'imposent fréquemment dans ce rôle, secondées par les cycles ouverts des turbines à combustion.

Les hyperpointes de consommation et les urgences sont assumées par les grands barrages et les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), en mesure de délivrer une puissance importante en quelques minutes, mais pendant une durée limitée (1800 MW disponibles en deux minutes à Grand-Maison, en Isère, France). Contrairement aux chaudières hautes températures confrontées à de fortes contraintes thermiques lors des démarrages, les turbines hydrauliques gèrent sans difficultés les mises en service et arrêts répétés.

L'intermittence du solaire photovoltaïque et du grand éolien tend à accentuer les fluctuations du réseau. Les moyens de production conventionnels compensent leurs aléas de fonctionnement en devenant plus flexibles.

Les réseaux électriques d'un futur proche moduleront précisément la quantité d'énergie demandée selon la disponibilité des ressources, par exemple en déplaçant les consommations importantes vers des heures moins chargées. En complément, l'optimisation de tous les usages, domestiques, tertiaires, industriels permettra la réduction effective des consommations sans altérer le confort de vie.

Pour l'heure, toutes filières énergétiques confondues, la croissance des consommations de l'arc ouest-européen marque le pas, calée dans le sillage de la crise économique. Cependant, le monde va dépenser chaque année 1 500 milliards de dollars supplémentaires pour faire face à la demande en énergie, essentiellement des grands pays asiatiques. Cumulée, la dépense aura dépassé la somme vertigineuse de 38 000 milliards de dollars en 2035.

La réalité des besoins en appelle à l'ensemble des moyens disponibles. Ainsi, énergies renouvelables, compensées, fossiles et fissiles apprennent à collaborer pour atteindre un objectif de service commun et répondre aux impératifs de l'évolution démographique, entre autres. La Terre accueillera onze milliards d'humains à la fin du siècle.

Les perspectives de l'Hexagone et de l'Europe électrique sont freinées par une visibilité économique réduite. L'installation et la mise à niveau de centrales d'horizons énergétiques divers, voire l'élaboration de nouvelles filières implique des investissements lourds à long terme et des prises de risques difficilement supportables. Plusieurs pays européens, dont la France et la Grande-Bretagne, travaillent à la mise en œuvre d'un mécanisme de rémunération des capacités de production participant à la sécurité électrique du réseau, indépendamment des kilowattheures vendus.

Factures négatives, de quoi s'agit-il ?

Le grand éolien et le photovoltaïque ont le vent en poupe. En moins de vingt ans, ils sont devenus des puissances énergétiques de premier plan. Cependant, élaborer des matériaux composites, imaginer des structures sophistiquées et des alliages légers ou grimper dans

3 Les cycles combinés gaz associent une turbine à combustion et un cycle à vapeur dans un même équipement.

les statistiques ne suffit pas à assurer la pérennité des systèmes électriques. La plupart des énergies renouvelables raccordées aux réseaux fonctionnent avec les apports en base de ces mêmes réseaux, chaque source étant dépendante de l'ensemble des autres. Les exploitants de centrales fossiles, nucléaires ou hydrauliques ne sont pas libres de leurs agissements mais strictement coordonnés pour assurer une qualité de fourniture irréprochable.

Les flux renouvelables fortement intermittents et le biogaz, quant à eux, déversent leurs mégawattheures selon les vents, l'ensoleillement du moment ou les contraintes des digesteurs.

Pour assurer la sûreté du réseau et coller au plus près des fluctuations de production, les gestionnaires gardent en demi-sommeil une forte réserve de puissance mobilisable quasi instantanément. Les missions d'adaptation de la production à la consommation (suivi de charge) sont confiées aux « réserves tournantes » d'unités thermiques maintenues en température et sollicitées si nécessaire. Pour des questions de coût, les turbines à combustion et les STEP sont réservées aux pics de puissance exceptionnels.

Additionnée aux flux renouvelables et productions de base, la surcapacité thermique de sécurité dépasse la puissance appelée par les consommations. De ce fait, maîtriser la fréquence du courant à 50 hertz (Hz) implique le recours à des exutoires rémunérés pour consommer de l'électricité.

Les fameux prix négatifs exigés par d'importants « clients » pour enlever l'électricité surabondante et maintenir le réseau en équilibre dépassent largement les tarifs moyens pratiqués pour la vente de courant très haute tension. La course aux mégawatts post éoliens est devenue une spécialité des traders-exploitants de STEP autrichiennes, suisses et bientôt norvégiennes de fortes capacités, payés pour remplir leurs barrages et les vider. En bout de file, les surcoûts sont épongés par les clients domestiques *via* les taxes EnR en France et en Allemagne.

Le grand éolien et le photovoltaïque doivent évoluer vers une garantie de fourniture minimale en associant des moyens de compensation à leur puissance installée. Le cas échéant, le démantèlement prématuré et la mise sous cocon d'outils de production de base conduira inéluctablement à des baisses de fourniture liées au manque de vent ou d'ensoleillement. À ce stade de développement des nouvelles venues dans le système électrique, il n'est pas blasphématoire de mentionner les obligations de service inhérentes à chaque producteur d'électricité, y compris filières éoliennes et photovoltaïques.

Mix européens, à quels coûts ?

Imaginer le futur bouquet énergétique planétaire soulève des questions écologiques et technologiques, mais ne peut pas se suffire d'un langage idyllique. La pérennité de la société est en jeu pour bien d'autres raisons, notamment économiques et géopolitiques : la crise ukrainienne en atteste.

La dépendance énergétique européenne dépassera 80 % en 2030. Les énergies renouvelables et compensées, indépendantes par nature, offrent une contribution potentiellement conséquente aux mix électriques des différents pays et progresseront fortement jusqu'en 2030, *a minima*. Cependant, leur intégration dans le panel électrique est complexe. Des investissements lourds accompagnent leur progression, notamment le développement de

moyens de stockage d'électricité exploitables à prix raisonnable. Le rôle de ces derniers se révèle crucial, ils assurent un tampon technique nécessaire entre l'intermittence des énergies renouvelables et les usages. En France, les grandes stations de pompage-turbinage hydraulique, turbines à combustion et cycles combinés gaz assurent ce rôle. L'extension du réseau haute tension est également associée à la construction de centrales éoliennes dans des zones éloignées des câbles de transports d'électricité. Les échanges internationaux favorisent le lissage des apports renouvelables intermittents. La technologie HVDC (courant continu haute tension) réduit considérablement les pertes techniques (moins de 3 % pour 1 000 km) et rend possible le transport d'électricité, terrestre et sous-marin, sur des distances plus longues. Ainsi, les barrages norvégiens pourraient compenser les variations du grand éolien et du solaire photovoltaïque jusqu'en Espagne et au Maghreb avec un rendement acceptable.

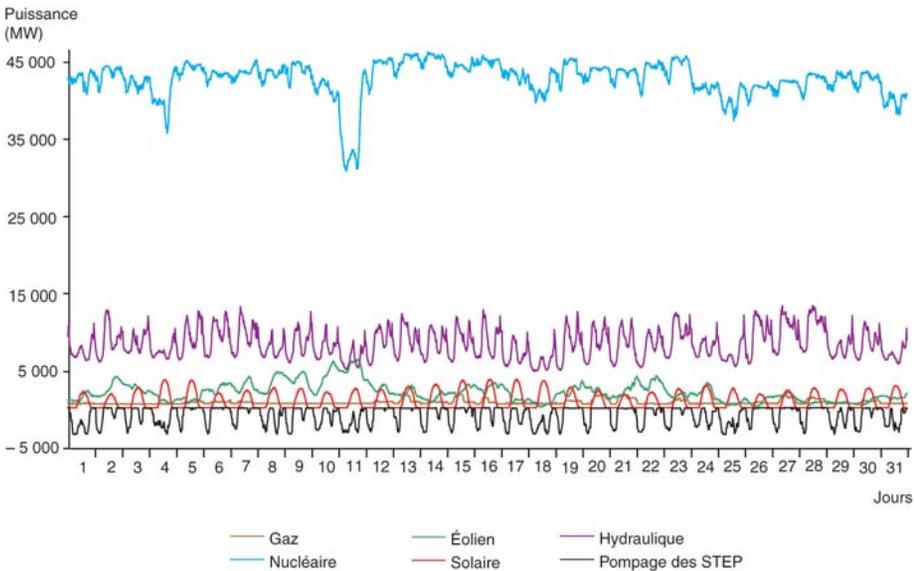


FIGURE 2 ■ Mégawatts fournis au réseau par les filières les plus représentatives de la production d'électricité en France continentale. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014

(source : RTE).

La filière nucléaire assure la production de base en France, l'hydraulique et les moyens de pointe garantissent une continuité de service indispensable au fonctionnement du réseau. L'éolien et le photovoltaïque délivrent des puissances importantes, selon la météo. Le mix électrique français est peu émetteur de gaz à effet de serre. Par comparaison, en 2012, l'Allemagne s'est félicitée d'un accroissement de 10,2 % de la production d'électricité verte de son mix électrique mais enregistrait une envolée de 5 % de l'électro-charbon. Ce pays est le sixième plus important émetteur de gaz à effet de serre de la planète (CO₂/habitant). Un Allemand émet deux fois plus de CO₂ qu'un Français ou un Suédois et 1,6 fois plus qu'un Chinois.

Au prix d'investissements de plusieurs milliers de milliards d'euros en Europe, chaque consommateur bénéficierait d'un système électrique repensé, mais en assumerait le coût. Dans ces conditions, le kilowattheure domestique livré au compteur serait augmenté de 280 % (base 0,30 €/kWh en France à l'horizon 2030).

D'aucuns bâtissent des révolutions fantastiques alors que d'autres dissertent sur les évolutions possibles à moindre prix. L'Italie, la Belgique, l'Allemagne et l'Espagne s'orientent vers une

réduction drastique de leur parc de production électrique conventionnel et un fort développement des flux intermittents (éolien et photovoltaïque) mais paradoxalement vers une dépendance énergétique nettement accrue. Ces révolutions annoncées se heurtent à des questions primordiales, d'intérêt collectif. Comment fabriquer un courant à coût accessible et gérer l'incontournable omniprésence de stations hydroélectriques de pompage-turbinage, de réserves de méthane, mais surtout de centaines de millions de batteries plomb-acide ou lithium-ion, condensateurs et autres systèmes d'onduleurs ?

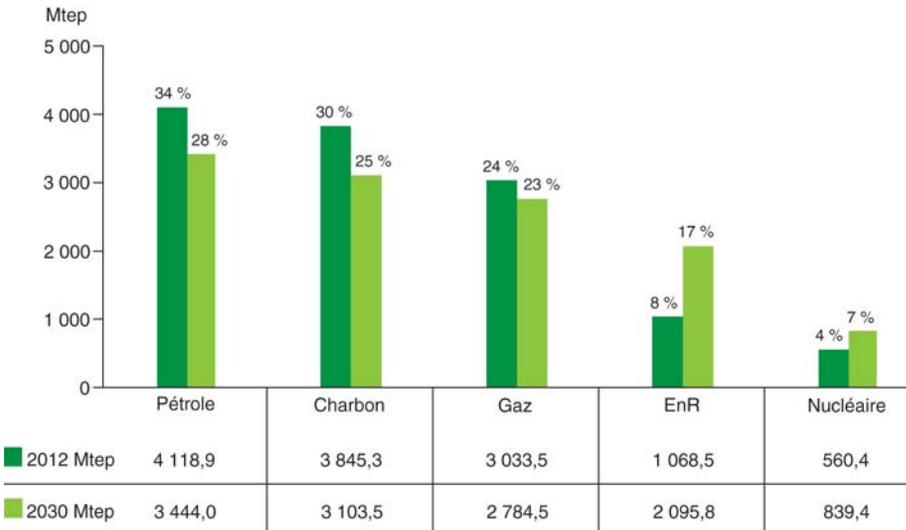


FIGURE 3 ■ Hypothèse d'évolution du mix énergétique mondial en 2012 et 2030

(source : BP Statistical review of world energy 2013/AIE).

Tous usages confondus, en 2030, les pétroles devraient représenter la majorité de la consommation d'énergie planétaire, mais d'une courte tête. Et sous l'impulsion de la Chine, de l'Inde, du Pakistan, le charbon devrait reprendre sa place de leader vers 2050. Les énergies fossiles, pétroles, charbon et gaz assumeront 76 % de la consommation d'énergie mondiale, le reste serait partagé entre nucléaire civil (7 %), agrocarburants, déchets, hydroélectricité, solaire, éolien, géothermie et énergies marines à hauteur de 17 %.

L'exemple allemand illustre les limites d'une transition énergétique en point d'interrogation, notamment sur le plan économique.

Dans un scénario remarquable mais chahuté par la réalité des coûts, nos voisins germains s'engageraient *a priori* sans concessions sur la voie du changement en choisissant d'abandonner l'atome et le charbon aux horizons 2022 et 2050. Cet inédit impose le développement de substituts, essentiellement flux éolien et photovoltaïque, biométhane, moyens de stockage d'électrons aptes à assurer un service crédible, et démantèlement des groupes nucléaires. Dans ces perspectives, dès 2022, l'Allemagne serait dépendante des aléas météorologiques et devrait compter sur une importante capacité d'importation d'électricité.

La thèse allemande est politiquement brillante et la production d'électricité effectivement possible sans atome ni charbon, mais le coût annoncé semble refroidir les volontés de changement parmi les plus ambitieuses. Selon les estimations, le prix de l'option facturée aux contribuables oscillerait entre 200 et 1 700 milliards d'euros supplémentaires d'ici à 2030. En 2013,

le remarquable scénario de transition énergétique aurait soulevé un vent de panique énergétique outre Rhin et invité les décideurs à lorgner sur des ouvertures nettement plus accessibles à court terme. Les nouveaux regards sur l'avenir énergétique se tourneraient également vers le charbon et l'exploitation de réserves de gaz de schistes.

TABLEAU 4 ■ Indice de productivité, TWh produits par GW installé en France, en 2014

(source : RTE).

Filières électriques	Puissance GW 2014	Production TWh 2014	Indice de productivité TWh/an/GW
Thermique nucléaire	63,1	409,4	6,48
Thermique charbon	6,9	13,1	1,89
Cycles combinés gaz	4,5	16,6	3,68
Moyens de pointe (fioul, TaC*)	10,2	0,8	0,078
Thermique décentralisé non EnR	7,4	8,6	1,16
Thermique décentralisé EnR	1,3	6,5	0,50
Hydroélectricité et STEP	25,2	69,3	2,5
Éolien terrestre	8	17,4	2,17
Photovoltaïque	4,2	4,5	1,07
Énergies marines	0	0	0

* Turbine à combustion.

L'indice de productivité établit un rapport chiffré entre la puissance installée et la production réelle de chaque équipement. Ainsi, les filières apparaissent dans leur réalité. Parmi les énergies intermittentes, le photovoltaïque ferme la marche. À puissance égale, il produit près de cinq fois moins d'énergie qu'une industrie de base conventionnelle.

Plus à l'est, la Pologne, confrontée à quelques tensions avec la Russie, nage à contre-courant des tendances « renouvelables ». Une partie du remède à l'importation de gaz russe passerait par l'exploitation du gaz de schiste présent dans son sous-sol, estimé à 5,3 milliards de mètres cubes.

Les Polonais projettent également un investissement de 26 milliards d'euros dans un programme nucléaire de 6 000 MW avec la mise en service d'une première tranche en 2022, puis d'une seconde en 2025. La France, forte d'une grande expérience dans le nucléaire civil, apporterait son soutien à la réalisation de ce projet.

Pour l'heure, la vie industrielle du pays fonctionne au charbon. Varsovie parie raisonnablement sur ses propres ressources pour s'assurer un avenir électrique à moyen terme (94 % d'électro-charbon en 2012).

À peine sage mais nettement orientée efficacité énergétique, l'hypothèse « nouveau mix » français portée par RTE est d'abord bâtie sur des avancées économiquement viables, susceptibles d'ouvrir la porte vers une transition assumée dans la durée. Les perspectives 2030 placent la puissance éolienne installée dans l'Hexagone à égalité avec la filière nucléaire, 40 GW de part et d'autre, mais surtout mettent en avant l'obligation d'améliorer l'efficacité énergétique de 117 TWh/an, soit un gain d'environ 20 % sur le niveau de consommation 2013.

Il est important de noter que la notion de puissance installée ne garantit pas un minimum de production. Par exemple, le 8 janvier 2013 en fin de journée, l'éolien débitait 266 MW sur le

réseau alors que sa puissance installée avoisinait 7 000 MW. La demande française, quant à elle, dépassait 100 000 MW. Les énergies renouvelables apportent beaucoup mais ne peuvent pas tout ; une transition énergétique durable impose d'abord la recherche de moindres dépenses au quotidien.

De l'autre côté de l'Atlantique, l'avènement des pétroles et gaz de schistes « *made in USA* » offre à Washington une quasi-autonomie énergétique et bouleverse la donne économique mondiale.

Les exportations de charbon américain, remplacé par le gaz local dans la production d'électricité, ont plus que doublé en trois ans, essentiellement à destination de l'Europe. L'effondrement durable des cours du charbon et la disponibilité de la ressource incitent nombre d'électriciens européens à réorienter leurs scénarios de transition énergétique.

Conséquence directe de ce changement de cap, en 2012, le business à l'export du géant gazier russe Gazprom a enregistré une baisse de 8,2 %.

L'ARCHITECTURE DU « NOUVEAU MIX »

Trop longtemps, le bâti a délaissé le bon sens économe, les apports solaires, le rafraîchissement de l'ombre ou la caresse du vent pour livrer ses habitants aux dieux du kilowattheure, charbon, gaz, fioul ou électricité.

Les coûts d'accès à l'énergie suggèrent de profondes reconsidérations de l'architecture. Le bon sens et la technologie du XXI^e siècle prônent une évolution énergétique réaliste, compatible avec les besoins de l'humanité d'aujourd'hui.

La recherche d'efficacité devient indissociable de la progression de l'indice de bien-être. Dans les faits, il devient essentiel de repenser... l'essentiel !

Contrastes citadins

Bibliothèques, musées, spectacles, rencontres, concerts, transports, cabarets, écoles et universités, sports, loisirs, illuminations de fin d'année, commerces et cartes bleues, mais aussi violence et misère de la rue etc, la vie citadine offre fastes et pauvreté aux trois quarts des habitants de la planète.

Version terre à terre, la pérennité de ce dangereux confinement dépend de la gestion de réseaux de grande distribution, notamment eau, alimentation et énergie.

L'abondance de denrées dans nos supermarchés masque l'amointrissement des réserves mondiales de nourriture, variables mais presque continuellement évaluées à moins de soixante jours. Une pénurie généraliserait très rapidement des « émeutes de la faim » dans les zones urbaines denses.

Côté énergie, la frénésie du quotidien élude, quant à elle, la fragilité des ressources face aux éléments naturels, crises économiques et géopolitiques, par exemple. Sans électricité ni fioul, nos cités plongeraient dans le chaos. À quelques encablures des grandes artères surpeuplées, certains jugeront rassurant de cultiver un potager, voire de satisfaire quelques envies d'indépendance énergétique. Seule suggestion cependant, la ville durable doit rebâtir l'épanouissement des êtres autour d'une harmonie dans laquelle la nature aura la part belle.

Repenser l'urbanisme

Chaque année en France, près de 320 000 logements énergivores sortent de terre à la périphérie des zones urbaines. La quasi-totalité de ces programmes construit la misère des prochaines décennies. Leurs occupants n'ont pas d'autres choix que de régler des additions d'énergie préétablies par les plans d'urbanisme et l'architecture des lieux. Combien d'entre nous pourront assumer leurs factures d'électricité, de gaz ou de fioul dans cinq, dix ou trente ans ?

Même étayées de progrès réguliers, les réglementations thermiques appliquées au bâti ne construisent toujours pas de solutions capables d'affronter l'élévation du prix de l'énergie et les difficultés associées.



PHOTO 2 ■ Les ombres de février.

L'architecture et l'urbanisme déterminent une bonne part du montant des factures de gaz de ce quartier pictavien, en moyenne deux fois plus élevées pour les logements en exposition nord. Mieux vaut chercher le soleil hivernal au sud !

Nombre de zones déclarées constructibles sont peu propices au séjour durable d'êtres vivants. Par exemple, la pollution des sols et la proximité d'industries, de décharges ou d'incinérateurs d'ordures, d'aéroports, de couloirs de nuisances, d'avenues surchargées et autres lignes à haute tension constituent des causes potentielles d'atteintes à la santé incompatibles avec l'habitat.

Que la lumière soit !

Avant de parler approvisionnement en énergies diverses, il est bon d'envisager les moyens de s'en passer, ou de repousser le plus loin possible l'instant de leur utilisation, car les calories ou électrons circulant dans nos radiateurs et autres câbles électriques sont rarement gratuits.

La première condition essentielle à la réussite d'un projet d'immeuble est le choix d'un lopin de terre ouvert au bonheur des vivants. Ce critère écarte les implantations sur le versant nord des reliefs et l'influence des ombres portées par des obstacles potentiels : immeubles, ouvrages d'art, industrie, arbres à feuillage persistant, etc. Autre élément prépondérant, la proximité des transports en commun, ligne de bus, trains, tramways, revêt une importance grandissante à l'heure où le prix du carburant gravit des sommets.

La prise en compte de l'ensoleillement des façades dès les premières esquisses d'un projet réduira considérablement la consommation d'énergie des futurs habitants. Concrètement, l'axe général de desserte sera tracé nord-sud avec des accès particuliers en peigne et des vitrages exposés tendance sud, ou est-ouest avec un regard au sud, mais jamais d'orientation nord.

Quelques travaux paysagers de bon aloi protégeront les âmes des chaleurs de l'été, notamment des implantations d'arbres à feuilles caduques pour créer des ombrages. Le bouleau se prête parfaitement à cet usage.



PHOTO 3 ■ Construire avec le climat.

Projeté dès 2006 par l'auteur de ces pages, le programme Ligane visait la construction d'une habitation solaire à très hautes performances pouvant fonctionner en autonomie. Livré en 2012, ce bâtiment unique, remarquablement intégré dans son environnement consomme moins de cinquante euros de chauffage par an pour un volume utile de 883 m³. Dans son ultime évolution, Ligane est dissocié du réseau et se contente d'une puissance électrique photovoltaïque de 2,8 kW pour assurer une prestation haut de gamme. Ce concept-home avant-gardiste évolue au-delà des labels « habitat passif ». Il s'inscrit sur une ligne architecturale finlandaise « tout utile » reprise avec des fortunes diverses par quelques réalisations, notamment en Poitou-Charentes (France).

Le volume d'apports solaires à travers les surfaces vitrées dépend de l'orientation, de la surface et du type de vitrage. En zone tempérée, les différences de coût de chauffage/éclairage entre orientés nord et sud franchissent aisément la barre de 200 euros par saison pour des appartements de type 2 identiques.

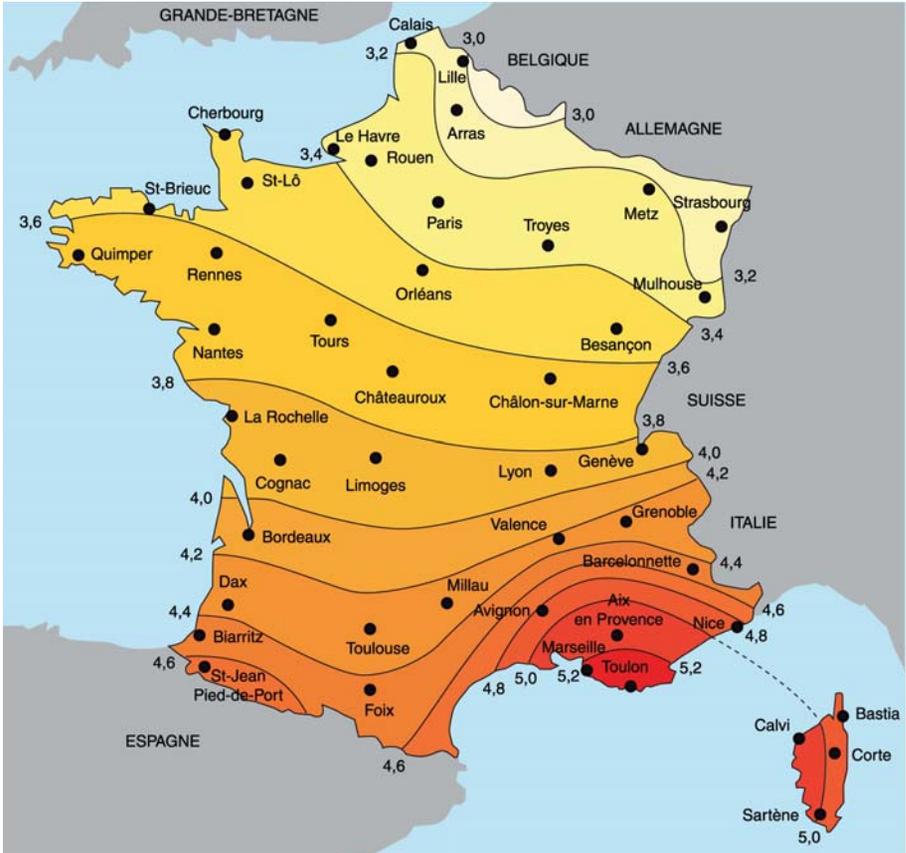


FIGURE 4 ■ Énergie solaire en France.

Le soleil est notre principale source d’approvisionnement énergétique. L’atlas solaire traduit cette disponibilité en kilowattheures par m² horizontal pour chaque jour moyen. Ainsi, de Lille à Marseille, chacun peut disposer en moyenne de 3,2 à 5,2 kWh par m² horizontal/jour.

Notions d’orientation efficiente

Soixante-cinq millions de Français engloutissent gaillardement 2 300 mégawatts électriques supplémentaires pour chaque degré négatif enregistré, traduits en factures finales. Dans les faits, l’optimisation des consommations est l’un des principaux moyens de maintenir notre confort à son niveau actuel, ou de le faire progresser. La maîtrise des consommations dévoile son plein potentiel dans une architecture adaptée au site et au climat, ouvrant des perspectives inédites sur un art bâti convivial, ultra performant et durablement accessible. Les principes architecturaux efficaces deviennent indissociables de la progression de l’indice de bien-être.

Réussir un projet dépend en première instance de la capacité d'écoute de ses concepteurs, chargés de convertir un mode de vie « TV grand écran et soirées arrosées entre amis », en choix réalistes.

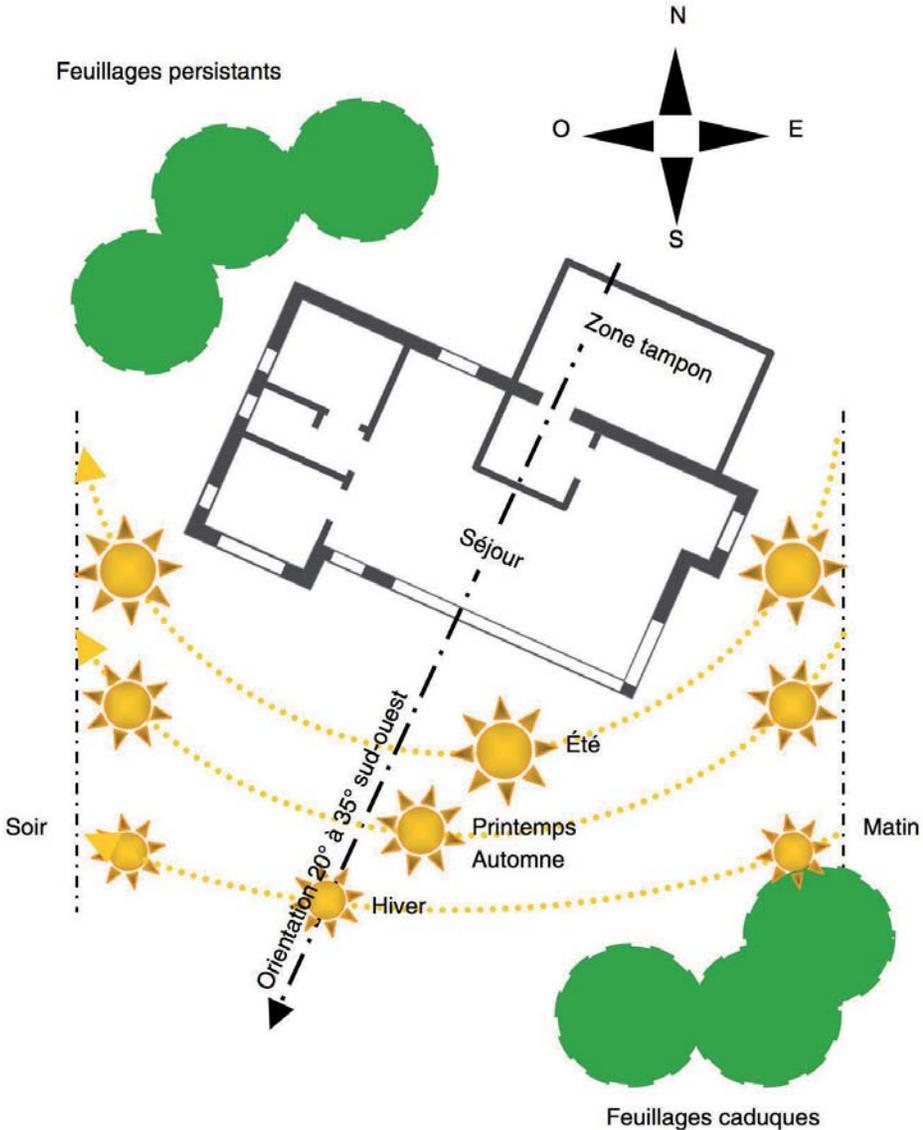


FIGURE 5 ■ Diagramme d'implantation latitude 44° nord.

L'orientation 35° sud-ouest préconisée se révèle nettement plus efficace que plein sud. En effet, l'expérience montre que, dans ces conditions, le soleil hivernal de fin de journée impacte plus longtemps et plus efficacement la façade ouverte sud. Les ouvrants à l'est apportent très normalement leur collaboration solaire matinale. Selon l'architecture, une telle organisation permet également un bref clin d'œil solaire sur la façade nord au levant, même en décembre, avantage inenvisageable d'octobre à mars avec un plein sud.

Cellier, buanderie, garage, séjour, bureau, cuisine, couchages etc., construire mille bonheurs dans un bâtiment ouvert à la vie peut se révéler complexe, selon les envies des porteurs de projets.

De façon incontournable, un ensemble de pièces non habitées et de rangements assure un rôle de tampon thermique entre les intempéries et le confort douillet du salon. Toujours au nord, un aménagement ombragé pourra accueillir ses convives pour le déjeuner de juillet.

TABEAU 5 ■ Consommation d'énergie d'appartements type 2 selon leur orientation, à Poitiers (France) (source : *La Maison économe*).

Orientation	Surface	Consommation moyenne/15 ans	Coût/an
Sud-ouest	28 m ² – 3 ^e étage	1 434 kWh/an – 51,2 kWh/m ² /an	186,42 €
Sud-est	28 m ² – 3 ^e étage	1 967 kWh/an – 70,2 kWh/m ² /an	255,71 €
Nord-ouest	28 m ² – 3 ^e étage	2 528 kWh/an – 90,2 kWh/m ² /an	328,64 €
Nord-est	28 m ² – 3 ^e étage	2 683 kWh/an – 95,8 kWh/m ² /an	348,79 €

L'influence de l'ensoleillement se manifeste à travers les consommations d'énergie de chaque appartement. Les logements audités ci-dessus sont rigoureusement identiques, distribués sur tous les points cardinaux et occupés sans discontinuer depuis septembre 1991. Les modes de vie des occupants successifs se révèlent sensiblement similaires sur une période de 15 ans. Dans le cas de ces appartements, la différence de coût énergie en 2013, tous usages confondus, entre orientés nord-est et sud-ouest varie du simple au double.

L'architecture efficiente compose avec l'ensemble des matériaux disponibles, de la structure métallique et bardage tôle jusqu'à la paille compressée en bottes. Certains préféreront la solidité d'un béton vibré contemporain alors que d'autres se blottiront dans l'ambiance douillette d'un intérieur bois, par exemple. Chaque technologie a un domaine d'efficacité qui lui est propre. Cependant, la seule référence aux matériaux, biosourcés ou non, ne constitue pas une garantie de performance.

Notons également que les simulations thermiques et dynamiques chères aux réglementations modélisent *a posteriori* le comportement d'un bâtiment et de ses composants. Par contre, la sérénité et le bonheur échappent aux calculs de thermiciens mais sont essentiels au quotidien.

D'est en ouest, organiser le bonheur de vivre

Cuisine à l'est, séjour au sud et couchages vers l'ouest, l'architecture solaire compose avec les saisons, sans ambiguïté. Dès lors, le zénith des solstices d'hiver et d'été, la course du soleil au quotidien vont guider la géométrie et l'organisation d'un projet autour des habitudes de vie des futurs occupants. Par exemple, l'heure du petit déjeuner du dimanche matin et l'attention portée aux arts culinaires déterminent l'emplacement de la réserve et du local technique, mais surtout l'agencement de la cuisine et sa relation avec l'espace repas.

L'efficacité énergétique définit l'emplacement et le mode de chauffage d'appoint, la répartition des couchages et la volumétrie. Les parements intérieurs sont choisis selon leur exposition au soleil hiver-été. Le séjour au sud-ouest peut s'ouvrir sur une terrasse et proposer un mode de vie dedans-dehors très agréable.

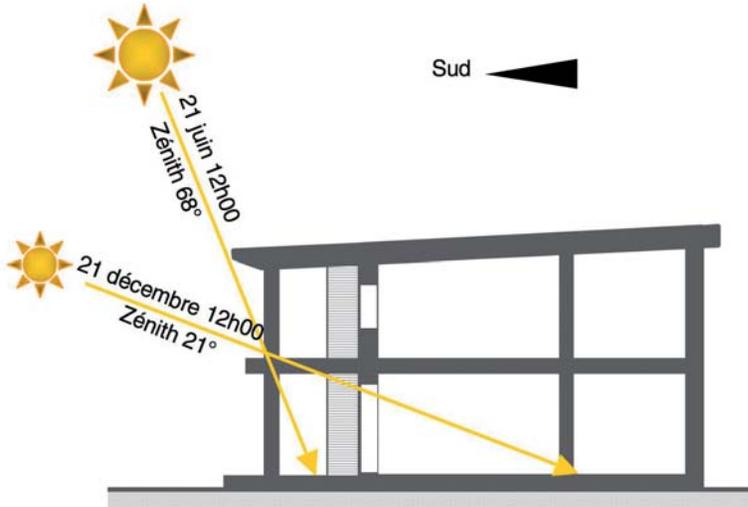


FIGURE 6 ■ Apports solaires et architecture.

La course du soleil dessine l'architecture d'un bâtiment et son aménagement intérieur, ici le bâtiment Ligane. En climat tempéré, quelques travaux de géométrie et la prise en compte rigoureuse des angles solaires saisonniers procurent un agrément inaccessible aux climatiseurs. Les zéniths aux solstices d'été et d'hiver déterminent les protections solaires, la hauteur et l'emplacement des surfaces vitrées.

Le coin salon au nord plutôt intime garantit une belle fraîcheur en été, son faible volume réduit les besoins de chauffage.

La géométrie solaire définit avec précision l'emplacement des baies vitrées et de leurs protections.

Déterminer un coefficient de forme

Pas de science exacte, il faut imaginer des compromis ! Outre l'orientation face au soleil et la prise en compte des ombres portées, le coefficient de forme est un autre acteur de la performance énergétique. Il est défini par plusieurs paramètres parmi lesquels le climat ambiant, la force des vents, les protections naturelles éventuelles, les scénarios météo catastrophe ou les envies esthétiques figurent en bonne place.

Littéralement, le coefficient de forme d'un bâtiment est le rapport établi entre le volume intérieur et la surface de son enveloppe (ensemble des parois en contact avec l'extérieur).

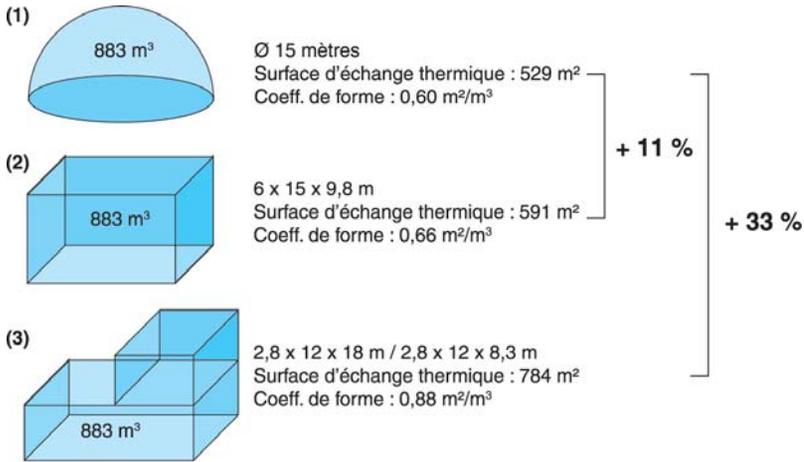


FIGURE 7 ■ Coefficient de forme : l'art du compromis.

Par sa seule géométrie, l'enveloppe d'un bâtiment complexe (3) offre une surface d'échange plus importante que celle d'une demi-sphère de volume équivalent (1). Selon les températures intérieures/extérieures, les déperditions thermiques peuvent alors être majorées de 50 %. À l'inverse, une forme plus complexe favorisera le rafraîchissement naturel en été. La proposition intermédiaire (2) imagine un compromis propice à de hautes performances été-hiver en climat tempéré mais laisse moins de place à l'intimité que la solution 3. Une structure en igloo, généralement en bois, donne sa pleine mesure face aux températures fortement négatives et à la violence des éléments mais trouve ses limites dès les premiers rayons de soleil... Les fours à pizzas ne sont-ils pas bâtis sur ce principe ?

Face au changement climatique

Statistiquement, nos habitations seront confrontées à un cortège d'événements météo difficiles liés à l'évolution des climats. L'aérodynamisme et la résistance mécanique des structures revêtent donc une importance particulière. Au niveau de la mer, la pression exercée par un vent sans précipitations est équivalente à :

- 15 kg/m² pour un vent de 50 km/h (15 déca-Newton/m²)
- 61 kg/m² pour un vent de 100 km/h (61 daN/m²)
- 138 kg/m² pour un vent de 150 km/h (138 daN/m²)
- 247 kg/m² pour un vent de 200 km/h (247 daN/m²)
- 385 kg/m² pour un vent de 250 km/h (385 daN/m²)
- 450 kg/m² pour un vent de 270 km/h (450 daN/m²)
- 555 kg/m² pour un vent de 300 km/h (555 daN/m²)
- 800 kg/m² pour un vent de 360 km/h (800 daN/m²)
- 1 233 kg/m² pour un vent de 400 km/h (1 233 daN/m²).

Au bout de quelques investigations mathématiques ($F = KSV^2$), il apparaît qu'une surface plane de 150 m² exposée perpendiculairement à un vent soufflant à 270 km/h doit résister à une poussée de 67,5 tonnes. Dès lors, on comprend mieux les conséquences dévastatrices

du passage de cyclones sur les constructions en structures légères ou sous-dimensionnées, communes dans les pays tropicaux et aux États-Unis par exemple.

Les vents du cyclone Haiyan, qui a dévasté les Philippines du 7 au 10 novembre 2013, ont soufflé à 380 km/h, voire 400 km/h. La pression sur les fragiles constructions était alors de 1233 kg par m².

L'ouest-européen est parfois soumis à des conditions de vent cycloniques. De nombreux bretons se souviennent de la tempête d'octobre 1987 et des rafales à 257 km/h. Les lignards chargés de reconstruire le réseau électrique ont encore en mémoire la frayeur des aînés, pourtant rompus au climat de cette terre parfois difficile. L'amoncellement de bateaux déchiquetés, d'arbres multi-centenaires, de toitures arrachées, ont longtemps témoigné de la violence d'un événement qui se reproduira à coup sûr.

Au pied du mur, quels matériaux pour quels usages ?

Outre l'orientation, le coefficient de forme et les impératifs de résistance mécanique, les caractéristiques thermiques président également aux choix de matériaux de rénovation ou de construction d'un bâtiment. À ce stade de la réflexion, les décisions sont effectivement motivées par des réalités tangibles.

La densité, l'épaisseur et la qualité de pose d'un isolant, bien plus que sa nature, assurent un confort intersaisonnier décent et des coûts d'exploitation maîtrisés. En d'autres termes, un bâti performant n'est pas nécessairement « écologique » et à l'inverse, l'intégration de matériaux naturels ou biosourcés ne suffit pas à garantir un haut niveau d'efficacité.

Malgré un bilan contestable (énergie grise), le polystyrène-graphite sort du lot et répond positivement à des contraintes importantes, par exemple isoler des caissons de volet roulants.

TABLEAU 6 ■ Conductivité thermique des principaux isolants.

Matériau	Conductivité (W/m ² .°C)
Laine de bois	0,050
Ouate de cellulose	0,040
Liège expansé	0,050
Coton	0,040
Laine de mouton	0,040
Laine de chanvre	0,040
Paille en botte	0,045
Polyuréthane	0,030
Polystyrène	0,029
Laines minérales	0,040

La conductivité thermique (λ lambda, en W/m².°C) est la quantité de chaleur traversant 1 mètre d'épaisseur d'un matériau, par m² de section, pour une différence de température de 1 °C entre ses deux faces. Dans l'absolu, le polystyrène (0,029 W/m².°C) paraît plus performant que la laine de bois (0,050 W/m².°C), par exemple. Toutefois la plus haute densité de la laine de bois absorbe beaucoup mieux les surchauffes que le polystyrène et crée un déphasage thermique essentiel au confort.

TABLEAU 7 ■ Règlementation thermique 2012 : quels matériaux de construction et d'isolation ? Comparatif pour une résistance thermique de 4,5 m².°C/watt.

	Densité (kg/m ³)	Épaisseur Plancher/ façade Hiver (cm) *R4,5	Épaisseur Plancher/ façade Été (cm) *R4,5	Épaisseur Isolation toiture Été/hiver (cm) *R7	Énergie grise (kWh/m ³)
Résistance thermique de matériaux constructifs					
Brique alvéolaire	750	55,8	21,2	/	700
Bois lourd	600	94,5	22,5	/	faible
Bois léger	300	54	24	/	faible
Béton cellulaire	400	66	34	/	400
Paille	80	31,5	41,3	/	faible
Parpaing	850	405	53,5	/	400 à 500
Résistance thermique de matériaux isolants					
Laine de bois	160	22,5	21,5	35	12,5
Ouate de cellulose panneau	100	22,5	27		10
Ouate de cellulose soufflée	60	21,6	34,2	28	6
Chênevotte	90	22,5	28,2		faible
Liège expansé	60	18,9	32	35	85
Coton	20	18	58	28	NC
Laine de mouton	10	18	82,7	28	80
Polyuréthane	30	13,5	44	21	1 200
Laines minérales	15	18	83,6	28	150 à 250
Polystyrène	7	13	98,5	24,5	450

* La résistance thermique d'un matériau (R, en m².°C/watt) est calculée en divisant son épaisseur (en mètre) par sa conductivité thermique.

Depuis janvier 2013 et l'élévation du niveau de performance des bâtiments neufs en France métropolitaine, le bois massif sans isolation apparaît plutôt encombrant. En effet, il nous faudrait imaginer des parois de bois lourd (chêne) de 94,5 cm pour assurer 19 °C en hiver aux occupants d'une habitation conforme à la réglementation thermique 2012. Par contre, le même bâtiment en chêne, soumis à une température estivale, se suffirait de murs de 22,5 cm seulement pour garantir 26 °C à l'intérieur, sans climatisation.

Chapitre isolation, peu de matériaux assurent un confort d'été sans l'action d'un moyen de rafraîchissement actif. On notera que la laine de bois en panneaux rigides denses (160 kg/m³) et la ouate de cellulose en panneaux de 100 kg/m³, se comportent relativement bien. Ils se suffisent d'une épaisseur de 27 cm pour assurer un confort hiver/été honorable.

Dans les mêmes conditions, les isolants légers sont à la peine (coton, laine de mouton, laines minérales, polystyrène, etc.), très performants en hiver mais incapables de répondre décemment aux contraintes thermiques d'été. En synthèse, retenons qu'un isolant lourd et dense assure un excellent confort d'été, et un isolant aéré et léger est plus performant l'hiver, les choix sont affaire de compromis.

Les isolants minces se démarquent également de la troupe, mais dans un sens opposé. Conçus à l'origine pour séjourner dans le vide spatial, ils sont quasiment inopérants à la maison, sauf pour assurer une étanchéité à l'air, mais même dans ce domaine les écrans freins vapeur se révèlent supérieurs.

La plupart des isolants thermiques affichent des performances relativement proches (voir tableau 6), pourtant, certains d'entre eux sont controversés par une forte suspicion d'impact négatif sur la santé. Quiconque a manipulé de la laine de verre ou de roche dans un espace fermé comprendra la pertinence du propos. Les fibres volatiles irritent les yeux, la peau et les voies respiratoires, avec des conséquences à long terme non démenties.

De leur côté, quelques isolants naturels se révèlent aussi performants et *a priori* moins nocifs pour les vivants. Ainsi, la laine de bois et la ouate de cellulose sans sel de bore, le liège, le lin et une multitude d'autres fibres donnent satisfaction à de nombreux utilisateurs.

Comment réaliser une isolation performante ?

Trois principes de pose sont couramment exploités. L'isolation réalisée à l'intérieur de l'enveloppe révèle des performances en retrait et souffre d'importantes lacunes, notamment en climat chaud. Elle est retenue par les standards du bâtiment depuis plusieurs décennies.

Plus coûteuse, la pose d'un complexe isolant à l'extérieur des murs est également plus cohérente. Dans ce cas, le catalogue des matériaux compatibles avec un environnement humide se réduit nettement mais le confort hiver-été est agréable. La gestion technique des points singuliers (voir figure 8) peut se révéler délicate.

En phase avec le troisième millénaire, les parois gros œuvre intrinsèquement isolantes rassemblent de nombreux avantages mais exigent une pose parfaite et l'intervention de techniciens qualifiés. De hautes performances sont accessibles à cette isolation « répartie », souvent à prix d'or, hélas !

Isolation par l'intérieur

La simplicité de réalisation et les coûts attractifs donnent la part belle à l'isolation par l'intérieur. La formule permet entre autres de masquer les défauts de vieux murs. Au chapitre inconvenient, notons que l'épaisseur ajoutée réduit l'espace habitable, particulièrement en rénovation. Mais surtout, ce principe constructif annule les bénéfices de l'inertie des maçonneries lourdes et ne règle pas le problème des ponts thermiques aux aboutements de planchers.

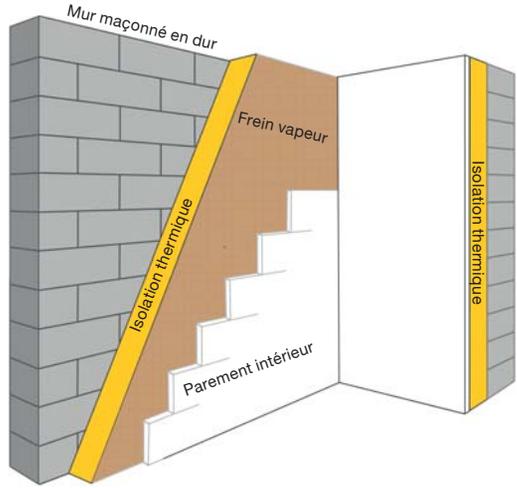
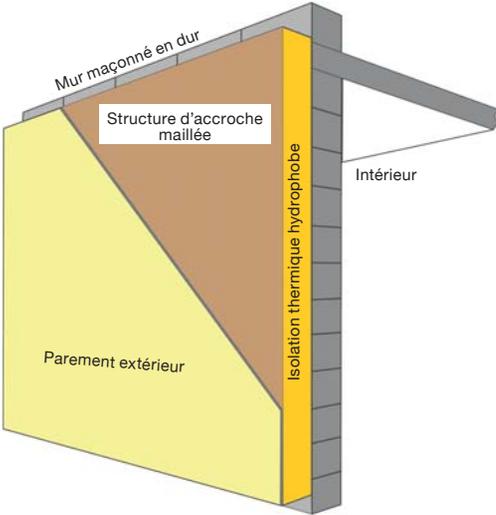
Dans tous les cas, la pose d'une laine isolante doit respecter quelques règles élémentaires. Par exemple, les pare-vapeur recouvrant les laines minérales ou végétales (papier ou pellicule aluminée) ont pour rôle de protéger les fibres des assauts de l'humidité ambiante. Ils doivent donc impérativement être posés côté volume chauffé et leurs joints méticuleusement collés avec un ruban adhésif spécifique. Lorsque deux ou trois couches d'isolant sont croisées, seule la face intérieure est équipée d'un pare vapeur.

Isolation par l'extérieur

Cette solution performante permet de traiter efficacement les ponts thermiques des parois verticales et de protéger durablement le gros œuvre. Ce type d'isolation est adapté à la rénovation d'ensembles vétustes, auxquels elle offre un élixir de seconde jeunesse, mais donne ses meilleurs résultats dans la construction neuve.

Isolation par l'intérieur >

v Isolation par l'extérieur



Isolation de toiture sous rampants >

v Isolation de toiture par l'extérieur

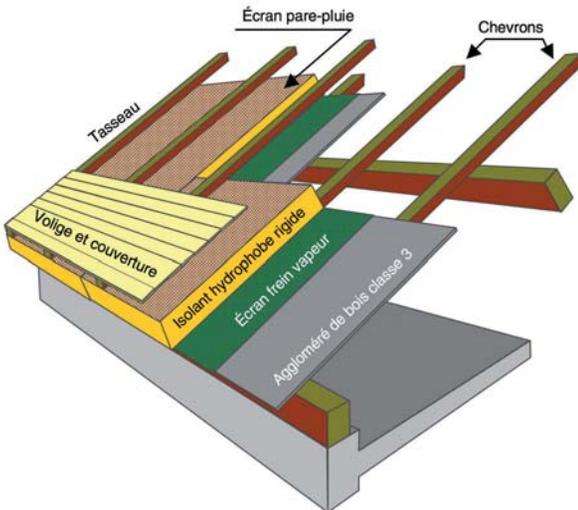
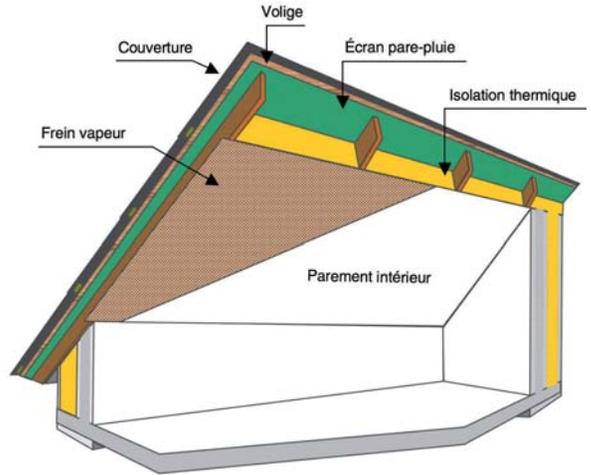


FIGURE 8 ■ Solutions pour une isolation thermique des murs et des combles.

Aucun principe isolant n'est dénué d'inconvénients, isoler l'intérieur des murs ou du complexe de toiture est simple mais annule les avantages de l'inertie thermique. Apposer un isolant à l'extérieur d'un bâtiment met en évidence des difficultés de gestion des points singuliers, par exemple le raccordement de l'isolation des murs et de la toiture ou le traitement des ébrasements.

Dans le principe, l'isolation thermique par l'extérieur limite le refroidissement ou la surchauffe des maçonneries exposées aux agressions de la météo. Autre avantage, et non des moindres, isoler un bâtiment avec ce principe permet de conserver l'inertie des murs lourds et donc un excellent confort d'été.

Isolation répartie

L'isolation est dite « répartie » lorsque les matériaux constitutifs du mur porteur assurent la fonction isolation thermique. Ce mode de construction implique le choix de techniques et de matériaux adaptés.

Dans ce domaine particulier, la brique alvéolée collée a tenu la vedette pendant près d'une décennie. Elle est désormais contestée par l'obligation de performances liée à l'évolution de la réglementation thermique et parasismique, sauf si elle est associée à une isolation par l'extérieur.

La paille, la bauge, le béton cellulaire, la pierre ponce, les blocs d'argile expansé, les mélanges chaux chanvre banchés ou le pisé etc. sont prédisposés ou conçus pour assurer une auto-isolation thermique.

À la différence du tandem mur porteur-isolant intérieur, ce principe constructif assure une inertie thermique propre à réduire de façon significative les contrastes de températures jour/nuit.

PHOTO 4 ■ **Extraordinaire Thermibloc®** (© Thermibloc).

Le bloc à bancher en béton de bois aggloméré ci-contre (80 % bois/20 % ciment) est un matériau léger, extrêmement durable, imputrescible et ininflammable. Il associe les qualités naturelles du bois à la solidité du béton pour offrir des performances thermiques, phoniques et mécaniques hors normes. La mise en œuvre d'un voile de béton ferraillé de 16 cm d'épaisseur et d'un isolant ultraperformant garantit à ce principe constructif un avenir brillant et pérenne, en phase avec les exigences du XXI^e siècle.



Ossature bois hautes performances

Sur la route longue et tourmentée de l'efficacité énergétique, l'ossature bois performante occupe incontestablement le haut du tableau. Par exemple, les murs de Ligane, bâtiment solaire éco-efficace construit en France, affichent une résistance thermique théorique supérieure à 17 m².°C/watt, et plus de 20 m².°C/watt pour le complexe de toiture. Les sandwichs multicouches et leur alternance de caissons d'air étanches, éléments d'inertie et d'isolation, restent raisonnablement réalisables avec une ossature bois. Ses murs de 57 cm associés à un complexe de toiture de 65 cm et une dalle de sol de 48,5 cm offrent un rapport dimension/performance très difficilement accessible avec d'autres principes constructifs courants.

Outre ses excellentes performances thermiques en version haut de gamme, l'ossature bois avance des arguments flatteurs tels que la modularité, le design, la rapidité de construction, la solidité, etc. La belle a de quoi séduire les plus réticents.

Confort et vecteur air, le retour gagnant

Le fameux vecteur air et ses souffleries bruyantes, sources de tant d'inconforts dans les décennies 1970-80 est un lointain souvenir. Avec la mise en place de la très haute performance énergétique dans les bâtiments, il redevient pertinent. Fini le bruit, les nuits sans sommeil, les maux de tête et les ventilations ébouriffantes, l'évolution des technologies propose une nouvelle génération de systèmes invisibles ultraperformants ressemblant à s'y méprendre à un réfrigérateur high-tech. Ainsi, les équipements 4 en 1 récupérant les calories habituellement perdues par les VMC assurent un confort douillet sur les postes chauffage, eau chaude, rafraîchissement et ventilation pour 16 €/mois dans un pavillon de 120 m² construit en 2013. Avec le même équipement, un logement neuf de 62 m² du complexe « Plein sud » de la municipalité de Ménigoute (Deux-Sèvres, France) exige 10 €/mois pour un confort adapté aux aînés.

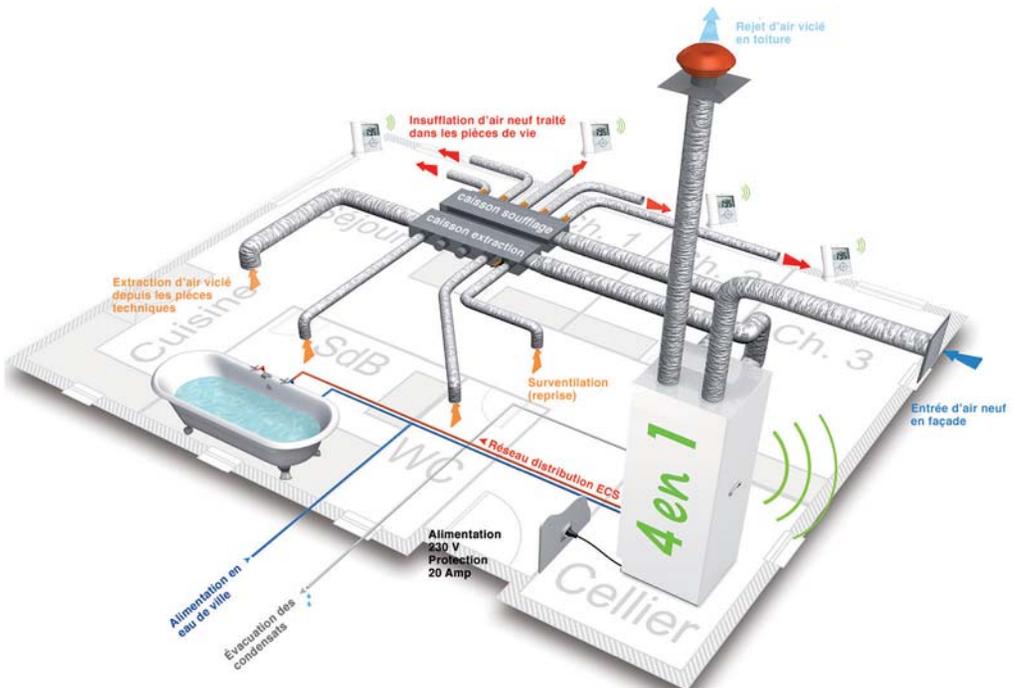


FIGURE 9 ■ Équipement pompe à chaleur 4 en 1 (source : Hora France).

En avance sur une réglementation thermique 2012 française en grande difficulté pour intégrer ses performances exceptionnelles dans les calculs thermiques réglementaires, le combiné thermodynamique 4 en 1 Hora établit de nouvelles références de confort et d'économie. Il prélève les calories sur l'air vicié extrait par sa VMC double flux intégrée pour assurer la production d'eau chaude sanitaire, le chauffage et le rafraîchissement avec un coût d'exploitation dérisoire. L'association du bloc à bancher Thermibloc® et du 4 en 1 Hora forme une « dream team » capable de vulgariser aisément la haute performance énergétique des bâtiments bien au delà des normes 2012/2020.

Une telle prestation est quatre fois moins chère que son équivalent gaz naturel pourtant réputé économique. Autre avantage, le rafraîchissement estival est inclus dans le package et l'encombrement des plus réduits. Cette technologie propre s'intègre à la cuisine ou trouve place dans le cellier, voire dans le placard d'entrée. La maintenance quant à elle se résume au nettoyage d'un filtre à air 2 fois par an et à l'entretien régulier des gaines de soufflage.

Réhabilitation, par où commencer ?

Jusqu'au choc pétrolier de 1973, l'euphorie énergétique était la règle et les ensembles urbains rectilignes généreusement ventilés par de multiples défauts d'ajustage. Puis, sous la pression croissante des coûts de chauffage, l'isolation thermique est devenue indispensable ; elle sera timidement intégrée aux programmes immobiliers à partir des années 1980. L'évolution est lente, nombre d'immeubles reconstruits sur site en s'alignant sur des traditions moyennâgeuses engendrent d'importants surcoûts d'exploitation, les jeunes et les seniors en sont les premières victimes.

Perpétuer les habitudes ne suffit pas. Les prix de l'énergie s'envolent à nouveau et l'urgence met l'accent sur la nécessité d'une évolution autrement efficace. Toutefois devant l'ampleur de la tâche, une question reste posée : est-il réellement possible de réhabiliter nos mégapoles ?



PHOTO 5 ■ Réhabilitation innovante à Poitiers (France).

Le chantier de réhabilitation et d'extension de la résidence intergénérationnelle du quartier Saint-Cyprien est unique en France. Deux tiers des 198 logements rénovés par Sipea Habitat sont restés habités pendant les travaux. Enthousiasmés par ce programme audacieux, les locataires du quartier collaborent depuis 2005 à la mise en œuvre d'un véritable projet de vie. L'immeuble vétuste de la rue René Amand est désormais classé A, « bâtiment basse consommation ».

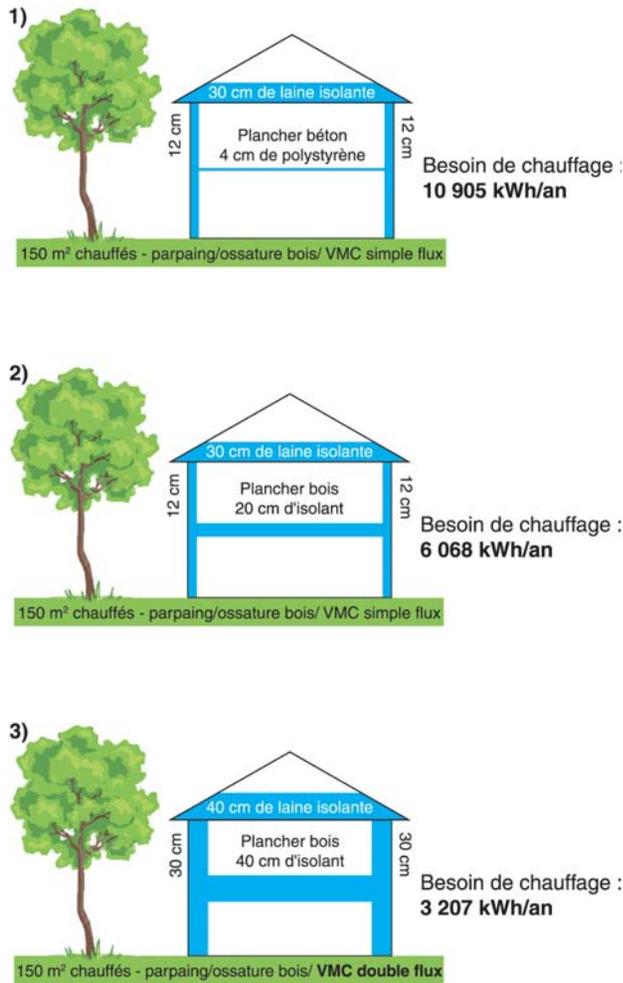


FIGURE 10 ■ Réhabilitation thermique d'habitations : techniques et chiffres clés.

1) L'option plancher chauffant basse température apporte un confort certain, mais ouvre la porte à d'importantes déperditions. Les circuits de chauffage sont, en effet, exclusivement protégés par un tampon thermique en polystyrène de 4 cm.

2) Le plancher béton est remplacé par des solives et un solide parquet en chêne. L'isolation thermique sous plancher est assurée par 20 cm de laine isolante. Les besoins de chauffage dépassent à peine 6 000 kWh/an (40 kWh/m²/an).

3) 20 cm de laine isolante sont virtuellement ajoutés sur la face extérieure des murs. L'isolation du plancher passe à 40 cm, idem pour les combles, également protégés par 40 cm d'isolant. La ventilation mécanique a été remplacée par un système double flux à récupération de chaleur. Les besoins de chauffage sont désormais de 3 207 kWh/an (21,3 kWh/m²/an).

Nous avons réalisé des simulations de besoins énergétiques pour trois maisons virtuelles identiques, avec des isolations thermiques et VMC différentes.

Le projet retenu est une habitation en ossature bois de 150 m² utiles sur un sous-sol classique en parpaing. La dalle de plancher en béton supporte un chauffage basse température par le sol. L'isolation sous la dalle flottante de finition est assurée par 4 cm de polystyrène classiquement

noyés dans le béton, 12 cm de laine isolante sont inclus dans les parois extérieures verticales et 30 cm du même matériau sont soufflés dans les combles. Traduit en kilowattheures, le bilan thermique est proche des normes françaises de 2005 avec 11 000 kWh/an pour les besoins de chauffage (73 kWh/m²/an).

La réhabilitation thermique des agglomérations selon les critères « facteur 4 » (réduction des consommations de 50 % à l'horizon 2050) implique la rénovation de quelque 2,65 milliards de m² de logements, dont les bâtiments basse consommation (BBC) et RT 2012, probablement moins rentables qu'attendu. Sur ce dernier point, la réalité des chantiers montre que construire ou réhabiliter un bâtiment conformément à la réglementation thermique 2012 coûte *a minima* 20 % plus cher que la précédente édition 2005. En contrepartie, elle génère davantage d'économies d'énergie, le but financier étant, pour l'acheteur, de compenser le surcoût à la construction par de moindres dépenses en exploitation. Cependant, l'augmentation du prix de l'énergie pourrait rapidement rompre cet équilibre. Selon les projections 2013, son envolée dépasserait l'économie générée par les moindres consommations en quelques années seulement (environ 5 ans). Ainsi, en 2017, une construction RT 2012 n'offrirait pas plus d'avantages que son équivalent RT 2005 en 2011. Le problème trouverait sa solution si les bâtiments passifs étaient vendus au prix des standards de 2010... Mais ceci est une autre histoire !

LES « ÉCONO-PILIERS » DU MIX

Dix millions de minichaînes hi-fi en veille consomment autant d'électricité que 90 000 familles françaises, soit l'équivalent de la population de Nantes *intra-muros*. Le multimédia, quant à lui, englutit 10 % des électrons produits sur Terre.

Les petits gestes électro-citoyens sont capables de très grandes choses. Ainsi, à condition de s'intéresser aux postes importants, la recherche d'efficacité énergétique à la maison peut renflouer considérablement nos porte-monnaie et apporter de vraies solutions durables aux maux de la civilisation.

L'ère du numérique suggère qu'il est possible d'exister autrement, en créant une révolution énergétique high-tech sur fond de tablettes tactiles et smartphones.

La notion d'économie de ressources, jusqu'alors contenue par les arts de la communication verte, s'impose comme un pilier informatisé de la troisième ère industrielle et une évolution économiquement crédible vers un développement soutenable.

La révélation des compteurs

En quelques années seulement, les canons de confort ont radicalement évolué, les factures d'énergie aussi. Ainsi, chauffage, climatisation, frigo, veilles, ordinateurs, eau chaude sanitaire, super TV haute définition, domotique et beaucoup d'autres, dirigent le quotidien d'une multitude de Terriens.

Les plus importantes consommations se cachent le plus souvent derrière le masque d'un bon citoyen :

- pourquoi le frigo triple A flambant neuf additionne-t-il sournoisement des kilowatt-heures par centaines ?
- le chauffe-eau électrique dissimulé dans le placard de l'entrée mène grand train chaque nuit, assuré de faire une belle affaire en heures creuses...
- de son côté, le gestionnaire de chauffage trop compliqué ne sait plus à quel saint se vouer, lui aussi multiplie les surprises sur les comptes en banque. L'expertise démontre que 15 à 50 % des consommations d'énergie à la maison peuvent être évitées avec peu de contraintes, simplement en optimisant les installations en place.

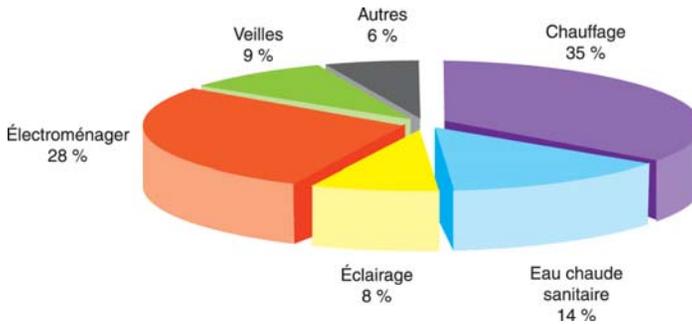


FIGURE 11 ■ **Consommations moyennes d'appartements construits en 2008**

(source : La Maison économe).

Le poste chauffage d'une construction relativement récente devient nettement minoritaire. Il le sera plus encore avec l'amélioration de la performance des bâtiments. Les réfrigérateurs vétustes ou installés près des radiateurs, les chauffe-eau électriques asservis aux heures creuses, les loisirs, les veilles et le multimédia figurent désormais parmi les plus importantes dépenses énergétiques à la maison.

Cuisine d'aujourd'hui : mon frigo a la classe !

Mélangez, assaisonnez, touillez, goûtez, laissez chanter vos envies du moment... Bref, faites votre popote vous-même et cédez aux tentations ! L'espace cuisine doit s'adapter et laisser chacun libre de profiter pleinement, au choix, du bouillonnement urbain ou de la tranquillité campagnarde. Ici, les aménagements high-tech apprivoisent quotidiennement des esprits dynamiques ou des tornades enfantines... Saluons la performance !

Le temps est un argument précieux pour ceux qui vivent vite. La cuisine citadine du troisième millénaire est un concentré de technologie efficace, parfois quasi-spatiale. Optimiser l'espace et les rangements est donc un impératif, chaque élément est soigneusement pensé dans ce sens.

Pour les grandes familles, la cuisine est un laboratoire aux chimies délicieuses dans lequel l'intense activité des fourneaux justifie parfois quelques heures supplémentaires ! Les enfants accueillent régulièrement leurs amis sur les tabourets du goûter pour combler quelques creux d'estomac, sans ménagement pour le chef. Plus tard dans la soirée, les chaudes tablées entre amis seront préparées dans ce haut lieu des arts papillaires.

Dans la cuisine, le chaud et le froid se côtoient de près, souvent intimement. Toutefois, mêler la chèvre et le chou de l'électroménager suggère quelques dommages pour le porte-monnaie.

Ne sacrifions pas le bon sens pour favoriser l'ergonomie ! Même si le cuisiniste pressant rencontré sur une foire vante haut et fort les performances thermiques d'un supermatériau capable de préserver le froid du frigo des assauts du four à pyrolyse situé à moins de 4 cm, souvenons-nous que l'isolant absolu n'existe pas. Une telle promiscuité coûtera cher dans la durée et anéantira les investissements économes.

Le superbe réfrigérateur de classe A, voire A+++, récemment mis en place doit impérativement vivre sa vie de faiseur de froid loin des sources de chaleur, par exemple fours, radiateurs de chauffage, planchers chauffants, vérandas au sud, etc.

TABLEAU 10 ■ Réfrigérateurs et congélateurs : consommations moyennes (en kWh par an)

(source : La Maison économe/Ademe).

	280 litres classe A	280 litres classe C
Réfrigérateur 1 porte	220 kWh/an	330 kWh/an
Réfrigérateur-congélateur	300 kWh/an	490 kWh/an
Réfrigérateur « américain »	900 kWh/an	1 600 kWh/an
Congélateur coffre	220 kWh/an	310 kWh/an
Congélateur armoire	250 kWh/an	380 kWh/an

Les machines à froid Classe C ne sont plus disponibles sur le marché du neuf. Toutefois, les indications de consommations correspondantes sont utiles pour estimer les performances de machines en service depuis plusieurs années.

En moyenne, la réfrigération-congélation représente 14 % des consommations d'énergie d'un foyer. Les appareils à froid revendiquent des appétits très variables, de 100 kWh/an pour un réfrigérateur « table top » de classe A à plus de 1 500 kWh/an pour certains modèles de type « américain ». Il convient d'appréhender ces derniers avec un regard prudent car leurs coûts d'exploitation sont parfois élevés.

La catégorie énergétique d'un réfrigérateur annonce la qualité du service rendu et prend en compte plusieurs critères : volume, isolation des parois, coefficient de forme, température des différents compartiments et éventuellement système de froid ventilé.



FIGURE 12 ■ La cuisine de Jessica (© Jessica Mesnard).

La cuisine est une pièce à vivre très fréquentée, agréable et ergonomique, mais dans laquelle chaud et froid ne font pas bon ménage. Réfrigérateurs et congélateurs sont installés à bonne distance du système de chauffage et du four. En été, le fonctionnement prolongé de ce dernier crée des surchauffes d'ambiance dans de nombreuses habitations basse consommation.

Réinventer l'eau chaude

Le bonheur de la douche à la fin d'une journée harassante est généralement apprécié. Moins gratifiant, laver les couverts à l'eau chaude plutôt qu'à l'eau froide après la dégustation d'une moussaka est toujours plus efficace.

L'eau chaude en libre accès aux robinets est un confort incontestable, mais c'est de l'eau et de l'énergie. Or, l'un comme l'autre sont épuisables et toujours plus chers.

Dans nos modes de vie ordinaires, l'eau chaude sanitaire représente une dépense énergétique annuelle sensiblement équivalente à celle d'un réfrigérateur et d'un congélateur de bonne gamme, correspondant au 2^e poste de consommation à la maison. Toutefois, dans certaines conditions relativement courantes, les compteurs peuvent s'affoler !

Quelques idées et techniques simples réduisent considérablement les factures d'électricité, de gaz ou de fioul, par exemple dans le cas où la chaudière est équipée d'une réserve d'eau.

Le préparateur d'eau chaude doit être installé le plus près possible des robinets, à l'intérieur de l'espace habité tempéré. Cette disposition évite d'importants gaspillages d'eau et d'énergie. De plus, le confort est immédiatement disponible. Dans le cas d'un immeuble collectif dont la chaudière ou le cumulus électrique est situé à la cave ou au fond du garage voisin, l'écoulement d'eau froide peut dépasser 15 litres à chaque sollicitation du robinet d'eau chaude. Près de 75 litres par jour et par personne seront ainsi directement envoyés à l'égout. Par contre, une bonne disposition permettra l'économie d'environ 27 mètres cubes d'eau potable chaque année, uniquement par le travail du plombier et de l'architecte.

Les boucles de recyclage, fréquemment installées pour palier les inconvénients de l'éloignement des robinets, économisent l'eau et assurent un accès rapide aux calories de la douche. Cependant, elles constituent aussi une source de déperditions thermiques importante, car l'eau chaude est continuellement refroidie par la circulation dans les tuyaux exposés au froid.

TABLEAU 9 ■ Déperditions thermiques du poste eau chaude, hors utilisation

(d'après De Dietrich).

	1 personne		2 pers.	3 pers.	4 pers.	5 pers.
Volume (litres)	50 l	100 l	150 l	200 l	250 l	300 l
Puissance (watts)	900 W	1 200 W	1 800 W	2 400 W	3 000 W	3 000 W
Temps de chauffe 15 °C à 65 °C	3 h 55 (3,6 kWh)	5 h 30 (6,6 kWh)	5 h 25 (9,9 kWh)	5 h 30 (13,2 kWh)	4 h 30 (13,5 kWh)	5 h 55 (18 kWh)
Déperditions annuelles	255 kWh	328 kWh	401 kWh	474 kWh	693 kWh	839 kWh

Les déperditions annuelles correspondent à la quantité d'électricité nécessaire au maintien du volume d'eau à 65 °C sans utilisation (accumulateur sous tension permanente, régulé par le thermostat interne), dans un local normalement chauffé. Elles seront fortement augmentées si le chauffe-eau est soumis aux frimas hivernaux, par exemple dans une dépendance ou un garage.

Le rendement d'un chauffe-eau électrique à accumulation oscille autour de 24 % (76 % de pertes d'énergie), l'optimisation des installations existantes laisse entrevoir des gains non négligeables.

La quantité d'énergie nécessaire au chauffage de l'eau sanitaire dépend directement du contexte thermique dans lequel l'appareil est installé, de sa température de consigne (60 °C à 65 °C) et de la consommation d'eau chaude du foyer.

Les plages horaires à tarif réduit offrent l'avantage du moindre prix. Toutefois, l'automatisation du chauffe-eau inhérente à cette particularité fait bénéficier l'utilisateur d'une tarification le contraignant à des consommations le plus souvent inutiles. Un programmeur journalier ouvrant une possibilité de chauffe une seule fois par 24 heures réduit considérablement la consommation sur ce poste, sans nuire à l'agrément de la douche matinale ; les gains mesurés varient de 220 à 1 200 kWh par an, pour un usage ordinaire.

Par exemple, un chauffe-eau électrique de 150 litres installé dans le volume habité d'un appartement occupé par une personne consomme en moyenne :

- 657 kWh/an pour 2 heures de fonctionnement/24 heures ;
- 2007,5 kWh/an pour 8 heures de fonctionnement/24 heures.

Notons que dans ces deux situations le service rendu est rigoureusement identique. De plus, avec le premier exemple l'abonnement heures creuses n'est plus justifié. Sur cette base, l'économie annuelle potentiellement réalisable avec la généralisation d'asservissements efficaces sur l'ensemble des chauffe-eau français représenterait 17 milliards de kilowattheures.

Chauffage, trouver les bons réglages

Pour la plupart d'entre nous, le quotidien est constitué de systèmes de chauffage gaz, fioul ou électriques, fréquemment sans autre option, notamment pour les locataires.

La réduction des kilowattheures consommés passe par la maîtrise de quelques réglages. N'oublions pas que chaque degré ajouté au chauffage d'un logement récent ajoute 7 % sur la facture, s'il est vétuste la dépense est nettement plus élevée.

Les températures de consigne sont différentes selon les usages et les besoins, la gestion du chauffage s'effectue pièce par pièce, portes fermées. Généralement 17 °C convient au sommeil, 20 °C aux pièces de vie occupées et 22 °C dans la salle de bain à l'heure de la douche.



PHOTO 6 ■ **Robinet thermostatique.**

Robinets thermostatiques et thermostats d'ambiance maintiennent la température de consigne à 19 °C, ou une autre valeur selon les programmations. Ils sont indissociables de la notion d'efficacité énergétique. Cependant 90 % d'entre eux sont mal exploités. Optimiser l'existant est un élément clé de la transition énergétique.

La clé de moindres dépenses de chauffage dans un immeuble préexistant est bien sûr une excellente isolation thermique. Toutefois, d'autres paramètres influencent fortement les dépenses sur ce poste. Le réglage des thermostats d'ambiance ou des robinets thermostatiques figure au premier plan des actions efficaces à moindre coût.

Veiller aux veilles

Quelque 31 millions de compteurs électriques répartis sur l'ensemble de l'Hexagone enregistrent annuellement plus de 31 milliards de kilowattheures pour les seuls usages domestiques en veille. Les équipements professionnels, universités, collectivités, commerces, représentent une somme de consommations évitables très supérieure à celle de nos habitations. Dans la plupart des cas, ces dépenses non essentielles sont effaçables avec de simples interrupteurs centralisés et des rupteurs automatiques, notamment dans les immeubles de bureaux.

TABLEAU 10 ■ Consommation d'appareils courants en veille (source : La Maison économe).

Appareils	Consommations en veille (kWh/an)	Appareils	Consommations en veille (kWh/an)
Antenne satellite	99	Lecteur DVD	29,7
Scanner	43	Hi-fi	47,9
Photocopieur	87	Décodeur	52,5
ADSL	39,8	Radio CD	8,7
Écran plat ordinateur	61,3	Antenne TV intérieure	2,6
Unité centrale	96,3	Téléphone sans fil	23,6
Imprimante	51,8	Chargeur de téléphone portable	34,8
Ordinateur portable	20,7	Radio réveil	7,3
Enceinte PC	3,5	Micro-onde programmable	11,5
Disque dur externe	76,9	Cafetière programmable	22,7
Lampe de bureau 12V	78,8	Épilateur	53,3
TV écran plat	98,9		
TV cathodique	29,9	Total	> 1 081,5 kWh/an

En France, limiter les veilles domestiques à l'indispensable réduirait la production d'électricité de 34 milliards de kWh par an. Souhaitons que le mix électrique du futur prenne acte du potentiel de l'efficacité énergétique.

Éclairage : la beauté fonctionnelle

La recherche d'économie d'énergie devient durablement crédible si elle est associée à un confort de vie accru. Ceci est particulièrement vrai pour l'éclairage.

La disparition des ampoules à incandescence se traduit par une baisse progressive de la fourniture d'électricité, significative à l'échelle d'un pays. À terme, seules les diodes

électroluminescentes (LED) subsisteront. Ces dernières ajoutent désormais les lumières chaudes aux qualités de sobriété et durabilité qui font leur réputation. Les LED minérales que nous côtoyons quotidiennement ne sont pourtant qu'une étape vers les OLED (diodes électroluminescentes organiques), encore coûteuses et fragiles, mais présentes dans la technologie d'écrans de tablettes tactiles et smartphones haut de gamme.

À l'intérieur de l'habitation, l'éclairage artificiel doit s'adapter à des nécessités très diverses : séjour, cuisine, chambre d'enfants, bureau ou atelier en restant efficace, chaleureux et économique. Par exemple, les enfants en bas âge jouent fréquemment au sol et leur acuité visuelle est environ deux fois inférieure à celle d'un jeune adulte. L'ergonomie et la sécurité sont l'objet d'une attention particulière.

Plus polyvalent, le séjour doit accueillir des ambiances variées ; son aménagement requiert un grand soin, car il est révélateur de la personnalité des locataires des lieux. Ainsi, le salon, la bibliothèque, le coin repas, parfois la cuisine et un poêle finlandais cohabitent intimement dans un même espace. C'est la pièce où la famille et les amis dégustent des tranches de vie conviviales et détendues. Il s'agit certainement de l'endroit le plus difficile à éclairer, un véritable casse-tête pour l'architecte et le décorateur.

L'usage auquel est destiné un local (voir tableau 11) et sa surface sont les principaux facteurs permettant d'optimiser le flux lumineux d'un éclairage.

Dans une large mesure, nos comportements et notre perception des événements sont régis par l'ambiance de nos cadres de vie.

TABLEAU 11 ■ Flux lumineux spécifique (lm/m²).

Dans quelle pièce ?	Flux : lumens*/m ²
Cuisine	300 à 500
Salle de bain	300 à 500
Séjour	200 à 300
Bureau/dessin	300 à 500
Chambre/repos	70 à 150
Atelier	500 à 1000

Le flux lumineux mentionné sur l'emballage des lampes permet de construire l'éclairage de chaque recoin de la maison. Par exemple, la cuisine de 9 m² devra recevoir un total de 2 700 à 4 500 lumens (surface × lumens/m²).

* Le lumen (symbole lm) est l'unité de flux lumineux.

Généralement, les pièces de faible volume sont de couleur claire pour offrir un espace visuel plus important et amoindrir la sensation d'oppression. Les possibilités de décoration des grands volumes sont plus étendues, il peut être judicieux de les meubler avec des couleurs marquées.

Le confort visuel et l'intensité lumineuse installée varient selon la nature et la couleur des matériaux de la décoration. Ainsi, un divan de cuir marron foncé absorbe la plus grande partie de la lumière qu'il reçoit. Par contre, le facteur de réflexion d'une paroi « coquille d'œuf » est favorable à la répartition lumineuse.

Outre l'influence des tons, l'économie d'énergie est également liée au type d'éclairage utilisé, direct, diffus ou indirect. Par exemple, une lampe de bureau émet sa lumière au-dessous du plan horizontal.

L'éclairage général d'ambiance indirect atténue les contrastes, le flux lumineux est émis vers le haut et réparti par la réflexion sur le plafond, les murs et les éléments de décoration clairs.

TABLEAU 12 ■ Influence des couleurs.

Couleur	Impression	Influence
Vert	Lointain/modérément froid	Très reposant
Bleu	Lointain/froid	Reposant
Rouge	Proximité/chaud	Stimulant
Jaune	Proximité/très chaud	Excitant
Orange	Très proche/très chaud	Excitant
Marron	Claustrophobie/neutre	Excitant
Violet	Proximité immédiate/froid	Agressivité-fatigue

Une lumière feutrée dans un intérieur peu contrasté, agrémenté de couleurs pastel froides (bleu, vert, turquoise...) distille une sensation d'espace et inspire le calme, la détente et la sérénité ; l'ambiance repose l'esprit et suggère la méditation. En revanche, un éclairage vif sur un séjour aux couleurs chaudes marquées (rouge, orange, jaune, rose) stimule le dynamisme et la tonicité.

TABLEAU 13 ■ Facteur de réflexion (Fr) des matériaux et couleurs (par ordre d'efficacité décroissante) (source : encyclopédie Techniques de l'Ingénieur).

Matériaux/couleurs	Fr	Matériaux/couleurs	Fr
Blanc brillant	0,84	Chêne clair	0,34
Blanc mat	0,82	Cuir naturel clair	0,34
Coquille d'œuf	0,80	Ciment naturel	0,25
Pierre calcaire	0,76	Rouge cardinal	0,20
Rose pâle	0,74	Cuir naturel foncé	0,19
Aluminium	0,65	Chêne foncé	0,13
Vert clair	0,56	Brique naturelle	0,13
Bleu clair	0,55	Acajou	0,08
Ivoire (couleur)	0,48	Noyer	0,07

Un éclairage optimisé utilise des couleurs claires. Les ambiances foncées absorbent la lumière. Pour un éclairage équivalent, la puissance des lampes doit être plus importante.

En 2013-2014, l'éclairage dans l'Hexagone représente 35 % de l'approvisionnement en énergie du secteur tertiaire, 50 % des consommations du domaine de la santé et des collectivités, et 60 % pour les lycées, collèges et universités. Ce gouffre est intimement lié aux défauts de conception des bâtiments et aux carences d'information des usagers.

La généralisation des technologies LED, secondée par des systèmes de gestion performants associant détection de présence et variation d'intensité lumineuse selon l'ensoleillement permettra, à terme, d'économiser 75 % de la dépense sur le poste éclairage en milieu scolaire, par exemple.

Dans nos rues, l'intensité de l'éclairage public est soumise à réglementation mais aussi à une obligation d'économie de ressources. De nombreuses collectivités s'orientent vers les technologies émergentes performantes. L'arrêté du 25 janvier 2013 pose des règles d'économie de l'éclairage nocturne. Les immeubles à usage tertiaire, les commerces et tous les bâtiments autres que les habitations, doivent éteindre leurs éclairages entre 1h00 et 6h00 du matin.

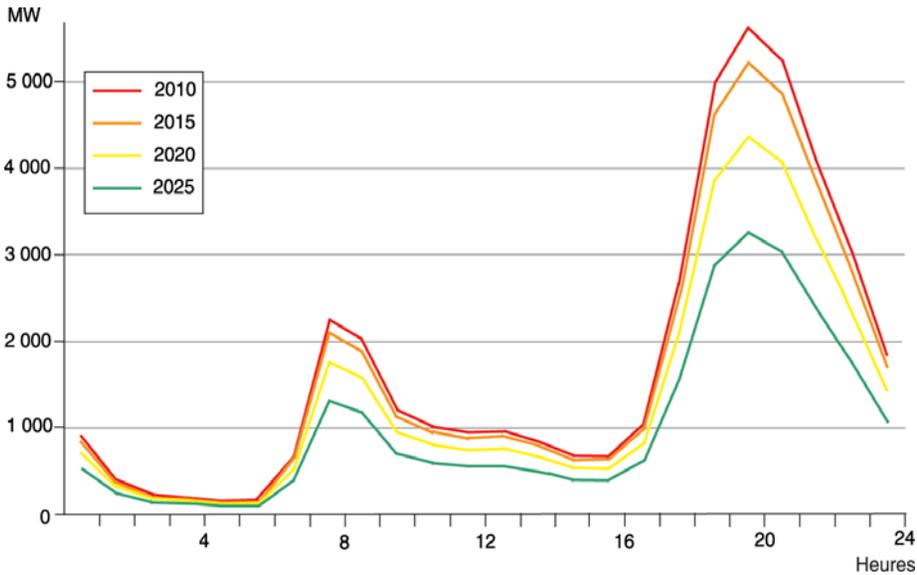


FIGURE 13 ■ Évolution des puissances absorbées par l'éclairage résidentiel de 2010 à 2025 (mégawatts) en France. Exemple d'un jour de janvier (d'après RTE).

L'éclairage domestique devient plus sobre. En 2013, la part de l'éclairage avoisine 10 % de la consommation d'énergie d'une habitation française, ce poste aura diminué d'un tiers en 2025. La généralisation des lampes fluorescentes fera sentir ses premiers effets dès 2015. En 2030, les LED permettront de réduire les pics de puissance de façon encore plus significative.

Vers une généralisation des smart s ?

Tout juste arrivés sur le marché technologique, les smart homes, réseaux de gestion d'efficacité énergétique proposés aux particuliers et entreprises, compléments techniques des smart grids, ouvrent à leurs utilisateurs la porte vers des consommations nettement moindres. Ces systèmes intelligents télépilotent à la baguette les consommations d'énergie à la maison.

Deux directions complémentaires sont explorées :

- les smart grids améliorent la rentabilité des outils de production d'électricité au bénéfice des producteurs et distributeurs mais devraient permettre une meilleure maîtrise des coûts du kilowattheure final ;
- les smart homes, systèmes d'optimisation et de gestion des consommations à la maison, œuvrent pour le compte des utilisateurs.

Sur ce dernier point, selon le niveau d'équipement d'un bâtiment, les gains pourraient s'échelonner entre 15 et 40 %, sans réduire les usages ou le confort.

La collaboration des smart s repose sur une logique mécanique : un kilowattheure consommé est forcément produit mais inversement, chaque kilowattheure non consommé ne doit pas être fabriqué.

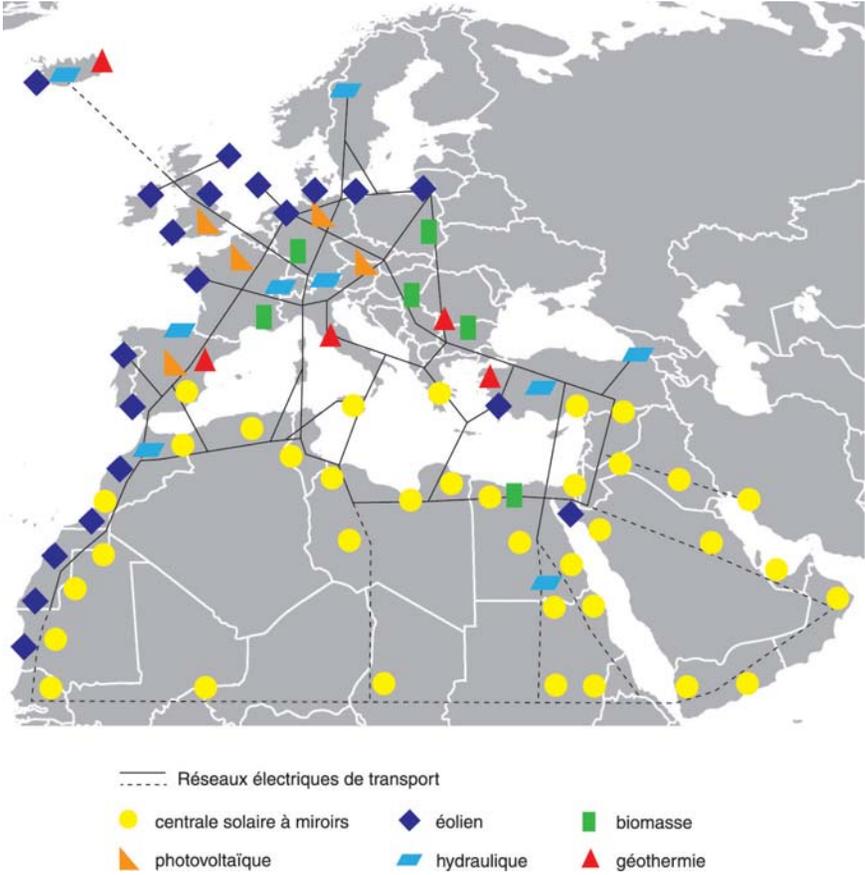


FIGURE 14 ■ **Projet Désertec** (d'après Désertec).

Sous réserve de viabilité économique et géopolitique, l'interconnexion de réseaux haute tension en courant continu entre l'Europe, l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient ouvrirait de nouvelles perspectives d'évolution aux énergies renouvelables de grande puissance et à des échanges commerciaux durables.

Les smart grids détiennent une clé du développement efficient des énergies renouvelables décentralisées, à condition de leur associer des moyens de stockage d'électricité pertinents. Ils permettraient, par exemple, l'optimisation d'une constellation d'apports photovoltaïques de faible puissance ou éoliens, fonctionnant sur un principe de partage des ressources, à l'instar des réseaux intranet. Les investissements nécessaires à la construction de réseaux électriques intelligents pourraient dépasser 1 000 milliards d'euros. L'Europe, particulièrement la France avec RTE et l'avènement des compteurs électriques pilotables ainsi que l'Allemagne, les États-Unis et les grands pays émergents sont lancés dans la course au watt efficient.

HYDROCARBURES FOSSILES, LA QUÊTE DU GRAAL

76 % des pétroles extraits du sous-sol transportent les Terriens. Ils sont les principaux acteurs de la mondialisation et des arcanes de l'économie ; rares sont les domaines installés hors de leur champ d'influence ; les pétroles et dérivés sont omniprésents dans notre quotidien.

Cependant, ils n'ont plus la cote, écornés par des pressions excessives sur nos cartes bleues. On leur reproche de nombreux maux de la Terre, les misères de la société, le triste spectacle des oiseaux mazoutés et le réchauffement du climat. La dernière goutte d'or noir se joue des prévisions. Contre toute attente, la progression des techniques d'extraction et l'avènement des hydrocarbures de schistes repousseraient le « *peak oil* » au-delà de la vision humaine.

Le gaz naturel peaufine son image propre. Dans quinze ans, il aura grignoté 5 % du marché de son aîné.

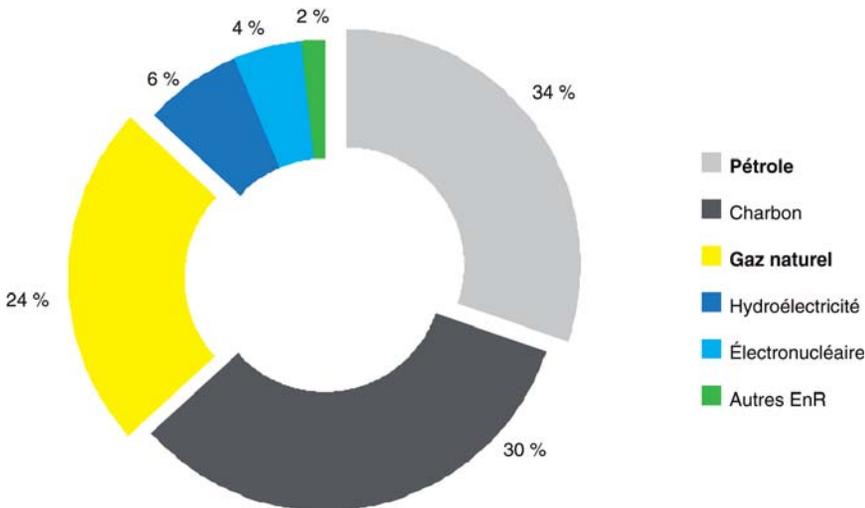


FIGURE 15 ■ Production d'hydrocarbures dans le monde

(source : BP Statistical review of world energy, 2013).

4 118,9 millions de tonnes de pétrole et 3 033,5 Mtep de gaz naturel ont été produites en 2012 (11,3 millions de tonnes/jour et 8,3 Mtep/jour).

LE PÉTROLE PEUT-IL ÊTRE INÉPUISABLE ?

Peak oil

Malgré une fin régulièrement remise à jour et le fameux *peak oil* atteint depuis 2004 ou 2012 selon les sources, les pétroliers poursuivent leur production. Il semble difficile de quantifier les réserves avec certitude ; néanmoins, les cinq plus importants producteurs (Exxon, BP, Shell, Chevron et Total) s'accordent sur au moins deux points. Le plus accessible de l'or noir a déjà été pompé et il devient plus difficile d'aller chercher les gisements. Ensuite, malgré les difficultés techniques croissantes, il faut trouver une quantité équivalente à quatre fois la production de l'Arabie Saoudite avant 2030 pour faire face à la demande mondiale. L'épineux problème ne nous privera pas de carburant mais en multipliera le prix. Cette transition en douceur conduit tout droit vers l'exploitation des huiles de schistes et une dépendance inédite. Pour la première fois de son histoire, la clé de l'avenir pétrolier est dans la capacité des foreurs à recueillir les précieuses molécules combustibles dans les profondeurs des océans à des coûts encore accessibles au plus grand nombre. Le pétrole n'est pas rare, nous approchons seulement du bout d'une technologie permettant à l'économie d'en tirer un bénéfice conséquent.



PHOTO 7 ■ Watts cosmopolites (© Kara- fotolia.com).

Les flux renouvelables, notamment l'éolien, intègrent les mix électriques mais les hydrocarbures sont les moteurs économiques de la planète. Sous des formes diverses, gaz et pétroles accompagneront l'humanité pendant de nombreux siècles. Les huiles et gaz de schistes assurent déjà la relève des gisements conventionnels et renflouent les caisses des États-Unis.

Huiles de schistes

Aucun élément chimique ne différencie les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels. Le classement sous l'une ou l'autre appellation tient essentiellement au conditionnement des fluides dans les strates géologiques et aux moyens mis en œuvre pour les extraire. S'ils se révélaient exploitables techniquement et rentables, les hydrocarbures de schistes repousseraient l'image pathétique de la fin du pétrole, y compris dans l'Hexagone, et redistribueraient les cartes de l'économie mondiale. Par exemple, la France importe la quasi-totalité de ses hydrocarbures fossiles. Toutefois, l'Hexagone est copieusement servi par une zone économique exclusive étendue au large de ses côtes, incluant les départements et territoires d'outre-mer, soit un territoire propre de 10 millions de km² exploitables. En théorie, le pays pourrait devenir un interlocuteur pétrolier majeur dès les prochaines décennies ; dans la réalité, l'accès à l'Eldorado dépend de l'évolution des techniques de forage et fracturation à moindres nuisances, et de leur rentabilité.

En première lecture, le potentiel des roches-mères semble très supérieur au volume de gaz et de pétrole exploité depuis le début de l'ère pétrolière, ou restant à découvrir par des moyens conventionnels. Dans les faits, les stocks conventionnels seraient seulement des avatars émanant de réservoirs profonds couvrant 70 % du globe, soit approximativement la surface des océans. Si elle se confirmait, l'hypothèse ouvrirait des perspectives à très long terme, remettant à plat les composants d'une transition énergétique chahuté par des capacités de production alternatives incertaines.

La complexité des forages

À plus de 2 500 mètres sous nos pieds, les trépan ouvrent la porte d'un monde fascinant, contemporain de la genèse. Forer la croûte terrestre est un acte à part qui mêle géologie, précision, sensibilité, sens de l'observation et bien d'autres alchimies humaines.

Le premier forage vertical connu, réalisé pour la recherche pétrolière, a été creusé à 58 mètres en 1813 près de Pechelbronn en Alsace du nord (France). Depuis, l'idée a fait son chemin, les puits de recherche et d'exploitation pétrolière, gazière ou géothermale sont légions, probablement plusieurs millions. Presque ordinairement, les puissantes machines Rotary fouillent de lointaines histoires de la Terre.

Réaliser un trou vertical profond ne suffit plus, les hydrocarbures deviennent difficiles d'accès. Pour augmenter artificiellement la perméabilité des strates et drainer plus efficacement pétrole et gaz vers les pompes d'exhaure et les supertankers, les gisements sont stimulés par des fluides de fracturation. Le « jeu » consiste à casser la roche autour des forages pour permettre aux hydrocarbures espérés de s'écouler plus facilement. La pression (300 bars) exercée dans les tubes du puits doit alors dépasser la pression de confinement de la planète (environ 250 bars à 2 500 mètres de profondeur).

La conjugaison des techniques de forages dirigés horizontaux et de fracturation hydraulique est validée par une kyrielle de champs pétroliers et gaziers répartis sur la surface du globe, à terre et en mer.

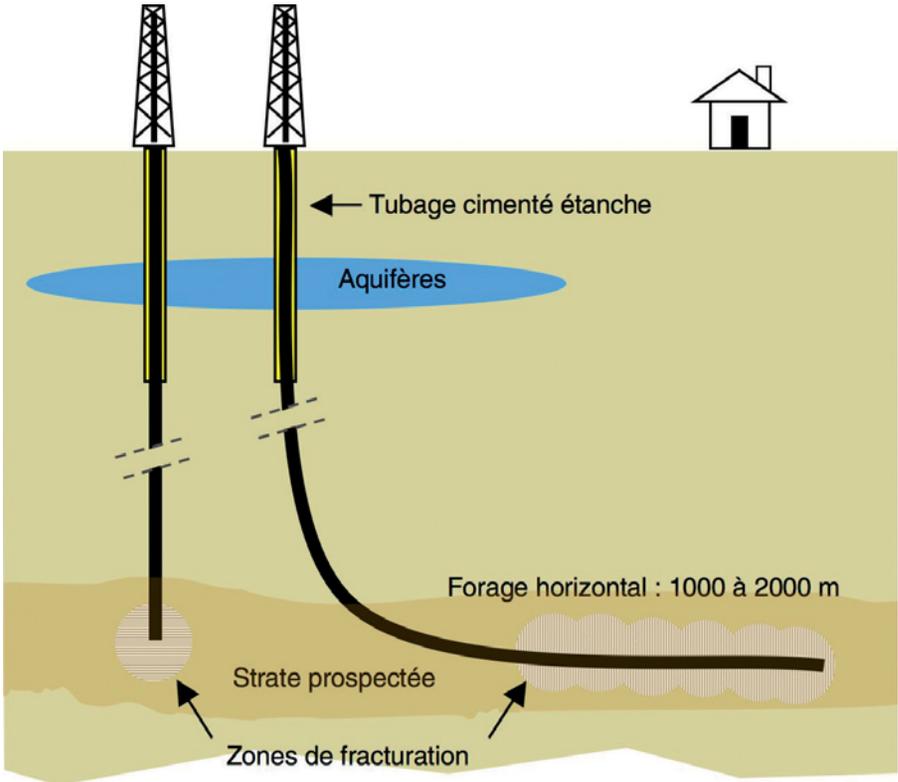


FIGURE 16 ■ Forages et fracturation hydraulique.

L'adoption de moteurs de forage de fond permet de modifier aisément la trajectoire des puits pour réaliser des forages horizontaux, beaucoup plus productifs. La télémétrie permet un contrôle rigoureux de la position des trépanes en fond de fouille.

Par principe mécanique, la fracturation hydraulique déstabilise les couches rocheuses et engendre des microséismes, 1,5 à 3,6 sur l'échelle de Richter, imperceptibles en surface et communs à l'état naturel. Malgré quelques incidents connus, les forages liés à la recherche en géothermie profonde sont généralement maîtrisés. Toutefois, il n'en a pas toujours été ainsi, tant dans l'exploitation de la chaleur terrestre que dans la recherche pétrolière ou gazière, y compris l'extraction des hydrocarbures de schistes.

Les foreurs exerçant aux États-Unis d'Amérique défrichent l'univers du forage profond. Comme la plupart des pionniers dans d'autres domaines, ces hommes vivent de réussites et d'échecs. Leur maîtrise des technologies, reconnue dans la profession, est parvenue à maturité. Cependant, les dysfonctionnements ont bâti une multitude de communications négatives et freiné les velléités d'exploitation de gaz et pétroles de schistes dans d'autres régions du monde.

Outre-Atlantique comme ailleurs, le monde progresse et les forages sont désormais encadrés par une législation draconienne. En France, les nouveaux hydrocarbures sont encadrés par le Code minier et la loi 2011-835 du 13 juillet 2011 (JORF n° 0162 du 14 juillet 2011, page 12217, texte n° 2) qui interdit l'usage de la fracturation hydraulique pour toute activité de recherche et d'exploitation de gisements d'hydrocarbures liquides ou gazeux, conventionnels et non conventionnels.

DES PAROLES ET DES ACTES

Daniel Rodier, vice-président du Musée du Pétrole, <http://www.musee-du-petrole.com/>

Dans le nord-est de l'Alsace, le gisement de pétrole de Pechelbronn s'étendait sur une trentaine de kilomètres, on en parlait dès le Moyen-Âge. Il s'agissait alors d'une petite source qui entraînait quelques gouttes d'huile dans un filet d'eau. Ce liquide épais était utilisé comme lubrifiant ou comme remède médical. Les premiers essais de distillation au laboratoire datent de 1734. Ils sont dus à un étudiant, médecin de l'Université de Strasbourg, Théophile Hoeffel. En 1745, on forait le premier puits et un siècle plus tard, en 1857, naissait la première raffinerie. C'est en 1889 que l'exploitation de Pechelbronn passe du stade artisanal à la complexité d'une grande affaire industrielle qui sera à l'origine de l'industrie pétrolière française. Entre les deux guerres mondiales, les responsables politiques ne pourront entrevoir une question pétrolière qu'à travers Pechelbronn. S'agissait-il de l'élaboration ou de l'amorce d'un plan ? C'est Pechelbronn qui sera consulté. Aucune recherche pétrolière en France, dans les colonies de l'époque, voir à l'étranger, ne pouvait se faire en dehors de Pechelbronn. N'est-ce pas d'ailleurs là que le Gouvernement avait créé l'École supérieure du pétrole, de même que l'École des maîtres-sondeurs. Ce fut, il est certain, le premier centre théorique et pratique de l'activité pétrolière de la France.

Si cette histoire du pétrole de Pechelbronn s'est écrite pendant deux cent cinquante ans, si elle fut marquante, voir parfois décisive, ce n'est pas par la quantité de pétrole produite, environ 4 millions de tonnes mais par la mise en œuvre de techniques minières de récupération du pétrole. C'est par le site de Pechelbronn que fut réalisé en 1813 le premier forage mécanique de recherche et c'est là aussi que fut effectué en 1927, le premier carottage électrique mis au point par les frères Schlumberger. Tombée en désuétude au début des années 1960, l'industrie pétrolière alsacienne a laissé place à une exploitation quasi-artisanale. À l'heure actuelle, deux firmes exploitent le sous-sol alsacien à hauteur d'environ 8 000 tonnes de pétrole par an, autant dire qu'il faudrait un miracle pour que l'Alsace redevienne le nouvel Eldorado de l'or noir.



PHOTO 8 ■ Une résurgence de pétrole brut en Alsace. À gauche.

PHOTO 9 ■ Louis Hebling, le « Karischmiermann » de Pechelbronn. À droite.

L'histoire des premières exploitations pétrolières débute en Alsace (France). Il n'y a pas si longtemps l'illustre Louis Hebling le « Karischmiermann », personnage mythique du pays de Pechelbronn (1854-1933), poussait sa brouette chargée de graisse noire. Les sangliers, premiers utilisateurs de l'onguent odorant, se vautrent toujours dans les résurgences de brut.

Boues de forage

La création de puits nécessite l'usage de boues de forage assurant un rôle de moteur, de lubrifiant et d'extracteur de déblais. Sans elles, point de gazole à la pompe ni de kérosène dans les avions, le CO₂ serait maîtrisé et les trépan cesseraient de forer le granite après quelques mètres, usés prématurément.

Outre la lubrification des outils de forage, les boues injectées sous des pressions et des débits adaptés *via* les tiges d'entraînement assurent l'évacuation des déblais de fond de fouille vers la surface. Les fluides sont alors séparés des solides par des filtres, tamis vibreurs et bâches de décantation. L'analyse des remontées permet un suivi constant du forage, leur composition étant révélatrice de la position du trépan au regard de la cartographie du sous-sol.

Les boues sont des structures complexes, suffisamment denses et visqueuses pour limiter la sédimentation des particules de roches et d'argiles lors de la manipulation des tiges et assurer le soutènement des parois du puits avant tubage. Ces boues de forage circulent en circuit fermé. Elles sont continuellement reconstituées, notamment en densité, afin de limiter leur infiltration dans les gisements exploitables, mais aussi maîtriser les risques d'éruptions en cas de surpression de gaz ou d'huile.

Leur formulation physico-chimique, précisément adaptée à chaque usage, est encadrée par les normes éditées par l'Institut américain du pétrole (API, *American Petroleum Institute*).

Selon la longueur de forage et la composition du sous-sol, le volume de boues utilisé varie de 100 m³ à 700 m³, les besoins en eau quant à eux, avoisinent 1 000 m³.

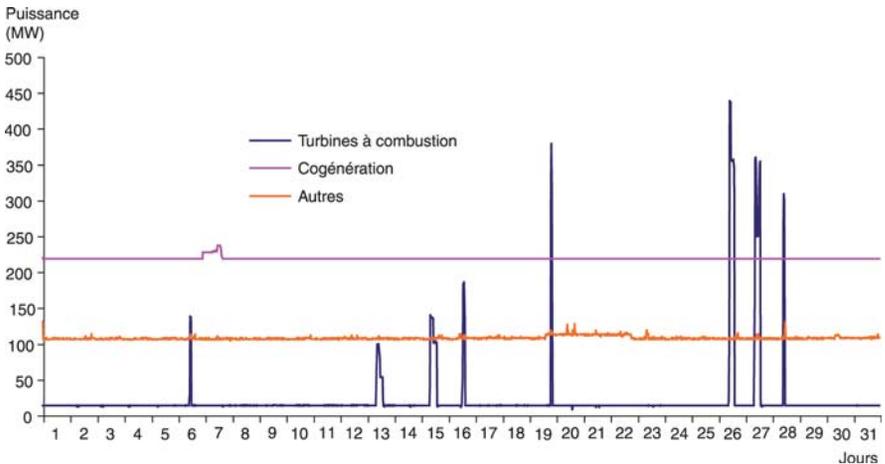


FIGURE 17 ■ Mégalwatts fournis au réseau par les centrales électriques fioul en France. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014 (d'après RTE).

Les turbines à combustion fioul sont sollicitées en hyperpointe pour des durées très brèves, le plus souvent sur programmation. Les cogénérations produisent inlassablement chaleur et électricité en base. Les groupes diesel classiques, quant à eux, assurent également une fourniture remarquablement linéaire et sont incontournables dans l'approvisionnement des territoires et départements d'outre-mer.

La masse de déblais extraits du puits, majorée de l'imprégnation des fluides, représente quelques centaines de tonnes, gérées et recyclées selon la réglementation relative au traitement des déchets industriels.

Fluides de fracturation

Avant fracturation de forages pétroliers ou gaziers, les parois des puits sont nettoyées par un traitement injecté à faible débit.

Le rôle attendu des fluides de fracturation sous pression est complexe. Ils doivent notamment :

- créer et étendre des réseaux de drains dans les strates contenant les ressources exploitables (pétrole, gaz) ;
- maintenir l'activité des drains en déposant des particules solides dans les fissures (sable, microbilles de céramique ou particules d'oxyde d'aluminium).

À l'issue de ces opérations, les puits et réseaux drainés sont vidés (dégorgement) et mis en exploitation. Entre 20 % et 80 % des fluides injectés sont récupérés et recyclés par des unités spécialisées. La difficulté est fréquemment accrue par la présence d'éléments radioactifs naturels collectés dans les strates argileuses, entre autres. Les déchets concernés sont donc orientés vers des sites de traitement de déchets radioactifs.

À l'instar des boues de forage, les formulations utilisées pour la fracturation sont caractérisées par une viscosité forte mais suffisamment liquide pour s'évacuer aisément lors du dégorgement des puits. Au jeu de « ni trop ni trop peu » bâti à coup d'expériences, l'initiative laissée aux foreurs a été un ingrédient de la composition des fluides de fracturation. Revers de la médaille, cette liberté a longtemps entretenu « une certaine discrétion » sur les recettes de fond de fouille.

La fracturation est réalisée avec un mélange constitué à 99 % d'eau et de microparticules solides. Les additifs destinés à affiner les caractéristiques physiques du fluide représentent environ 1%. Il s'agit pour l'essentiel de :

- contrôleurs de viscosité. Généralement de la gomme de guar réticulée, issue d'un haricot originaire d'Inde (*Camousis tetragonoloba*) utilisé dans l'agroalimentaire comme gélifiant et épaississant (sauces, glaces, sorbets, etc.) ;
- bactéricides. Ils préservent la gomme de guar, biodégradable, d'une éventuelle dégradation bactérienne ;
- lubrifiants. Ils diminuent les pertes de charge lors de la fracturation ;
- contrôleurs de pH.

Jusqu'en 2009, bien d'autres ingrédients ont été utilisés dans les formulations de fluides de fracturation ; le plus commun d'entre eux est le méthanol. On identifie aussi le propane, la soude caustique et le silicium. Sur cette période, une multitude de composants chimiques différents ont fracturé les roches-mères.

La France fait preuve de prudence en matière de chimie de forages et dissèque attentivement l'expérience américaine.

Selon le rapport du Conseil général de l'Environnement et du développement durable CGEDD 007318-01, « il est possible d'imposer une liste positive de produits permettant de couvrir toutes les fonctionnalités attendues du mélange et bien adaptées au sous-sol français. (...) Pour ne pas figer le progrès technique, cette liste devra être régulièrement tenue à jour. Un dispositif dérogatoire pourrait être prévu afin d'autoriser, à titre exceptionnel, un opérateur à utiliser un produit non visé dans la liste des produits autorisés, à la double condition de la démonstration par le demandeur de l'innocuité du produit concerné et de l'accord du comité scientifique ».

Les additifs issus de la chimie verte sont au centre des préoccupations scientifiques spécialisées. Ils permettraient, par exemple, d'intégrer des formulations biodégradables autorisées par l'industrie agro-alimentaire. L'évolution de cette nouvelle génération de fluides de fracturation détient l'une des principales clés de l'exploitation des pétroles et gaz de schiste, et peut-être de l'avenir des filières hydrocarbures.

Étanchéité

Les États-Unis s'engagent dans une transition énergétique à grande échelle en remplaçant massivement le charbon combustible par du méthane issu des roches-mères. Ainsi, la consommation de charbon a diminué de 5 % en 2011 et celle du gaz naturel a augmenté dans les mêmes proportions sur la période. Selon l'AIE, les émissions de CO₂ auraient atteint leur plus bas niveau depuis 20 ans. Malgré ce bilan relativement positif, d'importants travaux de réduction des fuites émanant d'exploitations en service ou abandonnées restent à accomplir. Les cuvelages acier-ciment sensés protéger l'eau de consommation cèdent parfois à la pression des pompes de fracturation et à la corrosion. Malgré de meilleurs résultats globaux, les puits fuyants seraient encore émetteurs de 14 millions de tonnes équivalent CO₂ par an (source EPA, Agence américaine de protection de l'environnement). Des solutions pérennes sont progressivement mises en œuvre. Le voisin canadien a également pris en compte les risques représentés par les fuites de gaz relevées sur plus de 18 000 puits, notamment en Alberta. Les autorités imposent désormais des méthodes de cimentation des cuvelages et de bouchonnage de puits abandonnés beaucoup plus rigoureuses. En conséquence, les fuites intempestives par migration de gaz vers les nappes phréatiques et la surface sont réduites.

Sous des formes nobles, les pétroles seront indissociables du quotidien des hommes pendant longtemps. La maîtrise des pollutions afférentes à leur nature concerne autant l'exploitation que la recherche et ne peut faire l'économie de progrès technologiques et réglementaires importants. En première ligne, les forages vont devoir imaginer le risque zéro... ou occire durablement la poule aux œufs d'or noir !

Pétroles omniprésents

Les pétroles et leurs dérivés, universellement présents, sont les principaux acteurs de la mondialisation et des arcanes de l'économie ; rares sont les domaines du quotidien installés hors de leur champ d'influences. Cette hégémonie est incontestable dans les transports aériens et maritimes, totalement inféodés aux hydrocarbures fossiles ; seuls quelques navires et engins sous-marins à propulsion électronucléaire échappent en partie à la domination technologique

de l'or noir. Version terrestre, les déplacements de personnes et de marchandises sont soumis à la même loi. Le fonctionnement des trains électriques, les agrocarburants et le gaz grignotent quelques miettes du monopole pétrolier. À cette échelle, la traction électrique automobile est anecdotique.

Les pétroles possèdent des atouts certes, mais aussi des lacunes proportionnelles à leurs qualités, notamment en termes de gestion des effluents de combustion. Il est relativement aisé de les raffiner, de les stocker et les utiliser. Leur disponibilité en accès libre aux stations services recommande simplement le respect de règles de sécurité et un compte en banque suffisamment fourni.

La production mondiale de brut, en croissance depuis 1945 (7,5 Mb/jour), oscille autour de 85 millions de barils par jour en 2013 (1 baril = 159 litres). Ces quelque 13,5 milliards de litres comptabilisés toutes les 24 heures sont transformés en produits utilisables par raffinage, avec des rendements variables selon les crûs. Par exemple, les huiles de schistes Bakken produisent 4 % d'essence automobile et aviation de plus que le brut conventionnel WTI (brut référent aux États-Unis). En conséquence, ces excellentes performances des raffineries américaines ont considérablement réduit les importations d'essence du pays, en net excédent sur le vieux continent.

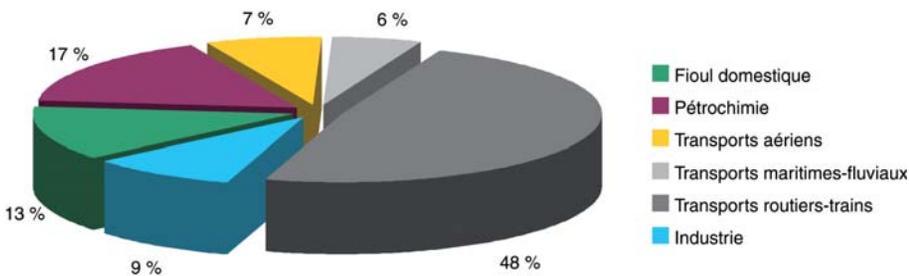


FIGURE 18 ■ Usages du pétrole dans le monde (source : AIE).

Les trois quarts du pétrole raffiné dans le monde sont brûlés par les transports, trafic aérien, transports maritimes et fluviaux, avec une écrasante part pour les véhicules routiers. Dans l'industrie, le fioul est transformé en chaleur et en électricité via des turbines à combustion ou turbo-alternateurs (productions électriques de pointe en France continentale). La rubrique « fioul domestique » inclut tous les usages de ce combustible, chauffage, machines agricoles et engins de chantiers notamment. La pétrochimie représente près de 17 % des consommations, elle fabrique des plastiques pour une multitude d'usages, des huiles, fibres textiles, produits ménagers, bitumes, engrais, médicaments, prothèses, etc. indissociables de notre quotidien.

L'Europe, capitale mondiale du diesel pour les véhicules particuliers, est déficitaire en production de gazole routier mais excédentaire en essence. Une taxation du carburant diesel français serait-elle une incitation à la consommation d'essence en surproduction ? L'issue de la lutte pour la survie de l'industrie de raffinage locale pourrait en dépendre.

La fin du pétrole combustible, souhaitée par nombre de Terriens pour des raisons de pollutions insuffisamment maîtrisées, ne semble pas envisageable à un horizon prévisible. Certes, des agrocarburants sont intégrés aux essences et gazoles, les motorisations hybrides font parler d'elles et le gaz propulse quantité de flottes utilitaires. Cependant, pour 94 % des moyens de locomotion motorisés européens, le pétrole est incontournable (85 % en 2030).

De son côté, la chimie des plastiques de substitution ne ménage pas ses efforts pour limiter l'addiction de la civilisation au naphta ; les « agroplastiques » et recyclages atteindront tout juste 1% de la production mondiale en 2020.

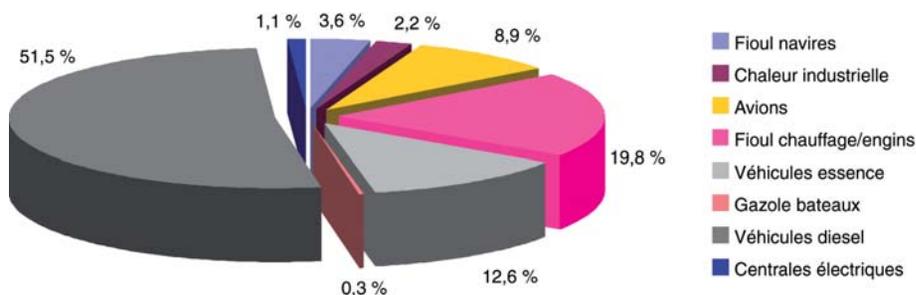


FIGURE 19 ■ **Consommateurs de carburants pétroliers en France** (source : CPDP).

En France, les carburants pétroliers consommés annuellement représentent plus de 65 millions de tonnes. 51,5 % sont transformés en énergie par les véhicules diesels. Une taxe sur le gazole peut-elle changer la donne ? Pas sûr... Ces moteurs débordent de qualités et tiennent la corde, tant dans les compétitions d'endurance que sur la route. Version chauffage, le fioul domestique est supplanté par le gaz et la pompe à chaleur. Les avions, quant à eux, sont de gros consommateurs : 9 % de carburacteur, soit près de 5,9 millions de tonnes de combustibles brûlés annuellement dans la haute atmosphère.

Le fioul lourd destiné aux centrales électriques représente 1,12 % du volume de carburants consommés en France, soit 57,2 fois moins que les véhicules routiers. La combustion de chaque litre de fioul ou d'essence engloutit 15 m³ d'air comburant. L'avenir des hydrocarbures passe par de moindres consommations au quotidien.

Réduire l'addiction aux carburants

Transports efficaces et auto-partagés

L'éco-conduite et l'auto-partage tracent leur chemin. En France, avec sa société Mobigreen, La Poste développe une importante politique d'économie de carburant sur la distribution du courrier, associée à la formation de ses collaborateurs à l'éco-conduite.

Ainsi, soixante mille facteurs français réalisent annuellement une économie de 10 millions d'euros sur la dépense carburant de l'entreprise et évitent le rejet de 10 000 tonnes de CO₂ dans l'atmosphère.

Après formation des utilisateurs, les baisses de consommation oscillent autour de 20 % par véhicule. Autres bénéfiques, les coûts d'entretien sont, quant à eux, minorés de 6 à 10 % et le nombre d'accidents de la circulation baisse également de 10 à 15 %.

Version sans partage : nos chères autos vivent 80 à 95 % de leur existence à l'arrêt. Elles sont logiquement confrontées aux impératifs de réduction de circulation urbaine pour cause de pollution, de saturation des réseaux routiers et des aires de stationnement. Serait-il possible d'optimiser la dépense ?

Auto-partage cette fois : les initiatives se multiplient. Par exemple, lancé en septembre 2012 par l'industriel automobile Renault en partenariat avec une communauté d'agglomération de la région parisienne, un service d'auto-partage de véhicules électriques est ouvert au grand public pour des trajets urbains et périurbains. Un nombre croissant d'agglomérations françaises propose un service d'auto-partage : Paris, Lyon, Marseille, Lille, Rouen et beaucoup d'autres. La séduisante formule préparerait-elle l'alternative à la taxation de la circulation automobile en ville ?

Les motorisations hybrides et électriques

Les véhicules électriques de première génération affichaient une autonomie théorique de 45 km à peine, variable selon les départs négociés pied au plancher. La vraie vie citadine leur était quasiment interdite et les batteries plomb/acide ont failli anéantir les espoirs des concepteurs. Il a fallu toute la ténacité de quelques passionnés pour franchir le pas de la commercialisation.

La traction électrique tend maintenant ses trajectoires décomplexées sur les pistes glacées du Trophée Andros où elle rivalise avec des bolides thermiques surpuissants. Plus près du quotidien, les grands constructeurs se jettent à l'eau en proposant enfin de vrais véhicules affichant des performances compatibles avec les trajets « maison-travail » et les courses du samedi après-midi.

Les ambitions renouvelables du mix énergétique 2030 et l'automobile électrique pourraient évoluer de concert ; les nécessités de stockage d'énergie de nos futures habitations exploiteraient alors les batteries li-ion des déplacements quotidiens, chargées sur des stations services photovoltaïques pendant les heures de travail.

Les hybrides, quant à eux, sont opérationnels depuis quelques années, notamment avec Toyota, récemment rejoint par d'autres constructeurs. En demi-teinte, cette motorisation constitue un point d'étape technologiquement accessible vers le tout électrique du futur, attendant de nouvelles évolutions des batteries, et davantage d'autonomie. La généralisation des automobiles hybrides entraînerait une réduction de 30 % de la consommation d'hydrocarbures des transports routiers.

GAZ DE COMBUSTION

Gaz naturel, le grand frère

L'ensemble des Terriens consomme plus de 3 200 milliards de m³ de gaz naturel chaque année. Tous gisements confondus, il représente 24 % du panel énergétique mondial, derrière le pétrole et le charbon ; *a priori*, l'ordre du tiercé serait inchangé en 2030.

Environ 187 000 Gm³ de réserves, hors gaz de schiste, laissent entrevoir 50 à 60 ans d’approvisionnement au rythme actuel de consommation mondiale.

Les trois plus importants producteurs de la planète sont les États-Unis (611 Gm³/an), la Russie (589 Gm³/an) et le Canada (160 Gm³/an).

Les Européens de l’Union brûlent annuellement 448 milliards de m³ et les Français près de 50 milliards de m³, soit 14,9 % de la consommation d’énergie primaire du pays. Le méthane fossile brûlé dans nos chaumières provient d’horizons et de contrats d’approvisionnements liés avec la Russie, les Pays-Bas, la Norvège, le Royaume-Uni, l’Algérie, le Nigéria, l’Égypte, Trinidad et Tobago, et le Qatar.

Malgré une image « naturelle » aux couleurs des circonstances, il est contesté par des ressources moins onéreuses pour nombre d’usages quotidiens, notamment les pellets de bois, la pompe à chaleur 4 en 1 et l’électricité pour la cuisine. De plus, son prix en évolution constante freine nettement son développement en France.



PHOTO 10 ■ Méthanier à quai © Richard Villalon – fotolia.com.

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est transporté par des navires méthaniers ultrasophistiqués capables de maintenir le gaz naturel à - 163 °C entre sa liquéfaction et le site de déchargement. Les navires de dernière génération contiennent 265 000 mètres cubes de gaz liquide. La flotte mondiale est estimée à 386 navires :

- les méthaniers à réservoirs sphériques sont reconnaissables à leurs cuves en aluminium isolé dépassant du pont ;
- les méthaniers à membrane sont, quant à eux, équipés de cuves cryogéniques de plus grande capacité intégrées à la coque du navire. Leur isolation thermique est assurée par une double membrane métallique.

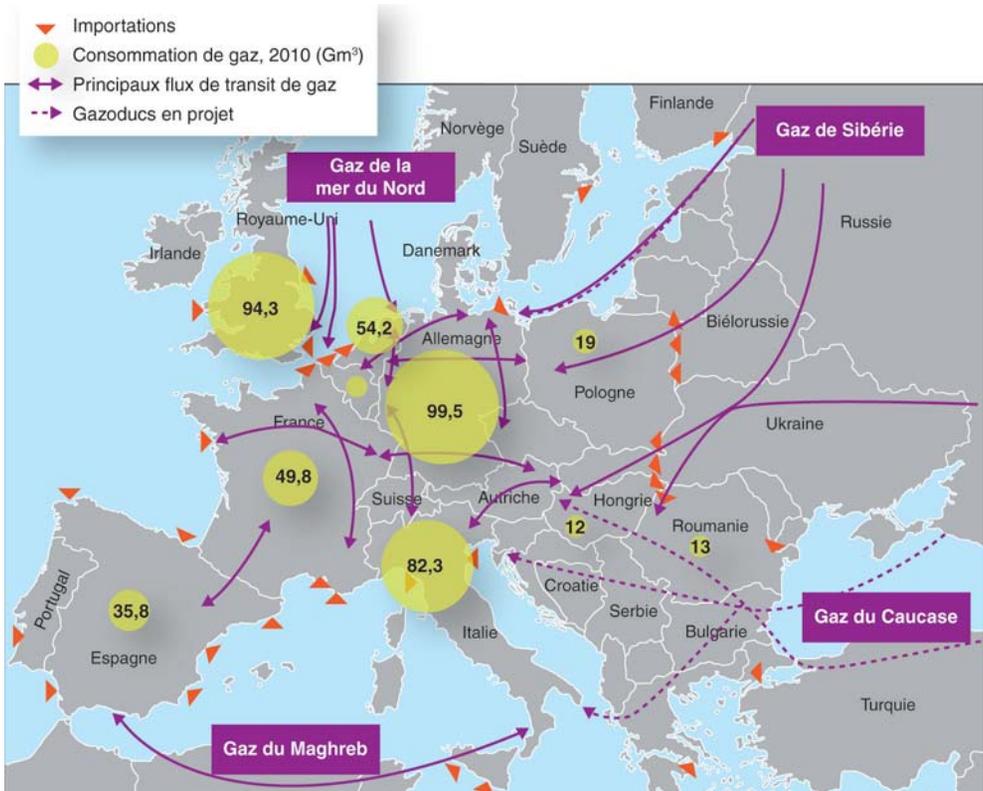


FIGURE 20 ■ Le gaz naturel en Europe.

Avant d'être transformé dans les brûleurs de nos chaudières ou dans le four de la cuisine, le gaz naturel parcourt de longues distances, sur terre et dans les cuves de navires méthaniers, véritables thermos flottants très particuliers. Ces derniers font le plein de gaz naturel liquéfié à -163 °C en Algérie, Égypte, Nigéria ou Qatar et vident leurs cargaisons sur les terminaux français de Montoir de Bretagne, Fos Tonkin ou Fos Cavaou. Les gazoducs en provenance des Pays-Bas et de Russie arrivent en France à Taisnières-sur-Hon près de Maubeuge pour le premier et Obergalbach près de Sarreguemines pour le second. Le gaz norvégien de Troll et Sleipner se pose à Dunkerque puis est acheminé par gazoduc vers le réservoir souterrain de Gournay-sous-Arandon (près de Compiègne) pour alimenter Paris et sa région.

Le gaz de combustion sort difficilement des sentiers battus mais grignote quelques exclusivités électriques et pétrolières, par exemple les carburants et le rafraîchissement d'ambiance avec un niveau de pollution bas et une fiabilité remarquable.

Les caractéristiques physiques et chimiques du gaz naturel varient selon ses origines. Il est constitué de méthane (70 % à 98 %) et d'autres gaz, parmi lesquels le butane, propane, éthane, diazote, CO_2 , sulfure d'hydrogène, hélium, etc.

Plus léger que l'air avec une densité de 0,55, il se confine sous les plafonds et dans les volumes hauts en cas de fuite. Il est explosif entre 5 % et 15 % dans l'air et s'auto-enflamme à 595 °C .

Le gaz naturel commercialisé est odorisé avec un additif nauséabond très caractéristique, tétrahydrothiophène ou éthanethiol (mercaptan éthylique). Sa teneur en eau est inférieure à 46 mg/m^3 , « l'eau dans le gaz » n'est plus d'actualité.

TABLEAU 14 ■ Caractéristiques de quelques exploitations de gaz naturel (source : GRDF).

	Frigg (Mer du Nord)	Urengoi (Russie)	Hassi R'Mel (Algérie)	Groningue (Pays-Bas)
Réserves initiales exploitables (Gm ³)	230	6 200	2 000	2 000
Méthane (%)	95,7	98	83,5	81,3
Éthane (%)	3,6	-	7,9	2,9
Propane (%)	0,04	-	2,1	0,4
Butane (%)	0,01	-	1,0	0,2
Diazote (%)	0,4	1,2	5,3	14,3
Dioxyde de carbone (%)	0,3	0,3	0,2	0,9
Pouvoir calorifique final (kWh/m³)	11,6	10,8	11,3	9,2

La France est séparée en régions raccordées au plus près des approvisionnements de gaz naturel aux frontières. Le pouvoir calorifique du gaz naturel diffère selon le taux de méthane, variable selon les sources. Pour un besoin égal en kWh, un habitant de Marseille alimenté par l'Algérie consomme moins de gaz que son cousin de Lille raccordé à Groningue. Par exemple, 10 000 kWh représentent 1 086 m³ de gaz dans les régions du Nord et 885 m³ dans la cité phocéenne.

Le gaz naturel en France

En France, la production de gaz naturel épuré représente environ 0,88 milliards de m³ par an (2010), provenant presque en totalité du Bassin aquitain. Le pic de production, près de 8 milliards de m³/an en 1978, n'a jamais couvert les besoins du pays. Les importations annuelles oscillent autour de 47 milliards de m³ majoritairement dédiés à la production de chaleur.

Cependant, plus de 1 000 camions collecteurs d'ordures ménagères, 2 200 bus de transports urbains et 9 500 véhicules légers remplissent leurs réservoirs *via* des stations de compression de gaz naturel. La traction terrestre représente 0,2 % de la consommation de gaz naturel en France (hors navires méthaniers).

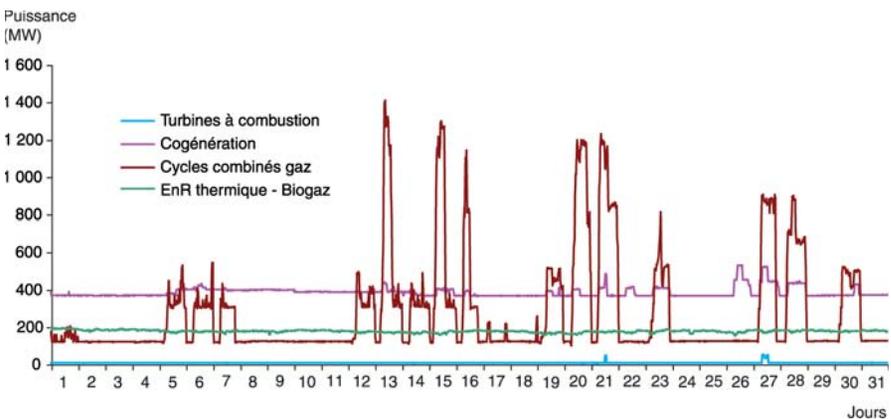


FIGURE 21 ■ Mégawatts fournis au réseau par les centrales électriques gaz en France. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014 (d'après RTE).

L'essentiel du parc de turbine à combustion gaz est dédié aux pointes de consommation. Les cycles combinés, turbine à combustion associée à un cycle vapeur, sont encore embryonnaires. Le biogaz et les cogénérations assurent une fourniture de qualité remarquable.

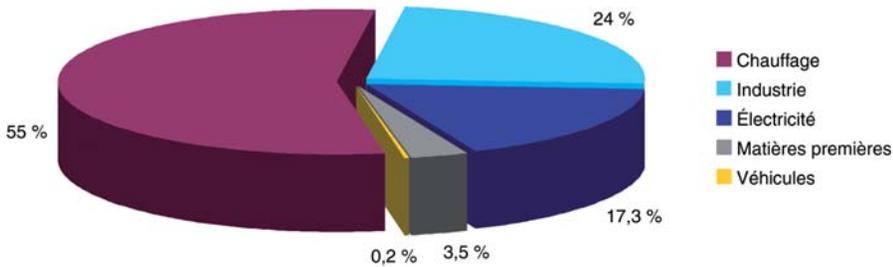


FIGURE 22 ■ Utilisation du gaz naturel en France (source : ministère de l'Industrie).

Selon les hypothèses, en 2030, le gaz naturel représenterait près du quart de la consommation d'énergie dans le monde, avec une large part de production de chaleur. En 2014, les chaudières de chauffage françaises consomment 55 % du gaz naturel distribué, les pics de puissance électriques 17,3 % et l'industrie 24 %. Les véhicules et la fabrication de matières premières se contentent de 3,7 %.

Côté approvisionnement, près de 37 000 kilomètres de canalisations de transport en acier sous 67,7 bars approvisionnent quelques 193 000 km de réseau de distribution. Les branchements particuliers sont, quant à eux, généralement alimentés en polyéthylène ou acier, sous 4 bars. Le gaz naturel est à nouveau abaissé à 21 mbars pour les usages domestiques (37 mbars pour les réseaux propane).

Contrairement à l'électricité, ce gaz est stockable. Il est emmagasiné dans 14 sites souterrains répartis sur le territoire dans des strates géologiques propices, dont trois cavités entre 800 et 1 200 m de profondeur obtenues par dissolution de sel, à Manosque, Etrez et Tersannes.

Le réservoir de Chémery (Indre-et-Loire) est à ce jour le plus important stockage au monde (7 milliards de m³). Ce site détient le record de fourniture de gaz naturel en 24 heures avec près de 47 millions de m³ le 6 février 1991, soit l'équivalent de la production de 13 réacteurs nucléaires de 1 500 MW sur la même période. La plus forte consommation française enregistrée en une seule journée, hors alimentation de la région sud-ouest par le gaz de Lacq, est établie depuis le 2 janvier 1997 avec 210 millions de m³ (2,4 TWh). La consommation de gaz naturel des Français dépasse annuellement 520 TWh, soit environ 80 % du gaz de combustion commercialisé (consommation électrique 2014 : 546 TWh).

La capacité de stockage de l'Hexagone représente environ 5 mois de consommation lissée sur une année, mais n'excède pas quelques semaines en période de froid. D'autres fluides gazeux combustibles sont également exploités.

Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)

Issus du raffinage du pétrole et de gisements de gaz naturel (respectivement 40 % et 60 % de la production mondiale), le carburant GPL disponible en station service est composé de butane (C₄H₁₀) et de propane (C₃H₈) dans des proportions égales (50 %/50 %) :

- butane - GPL à haut pouvoir calorifique, 38,3 kWh/m³ disponible en recharges, surtout destinées à la cuisson. Plus lourd que l'air avec une densité de 2,05, il se confine au ras du sol et dans les fonds de placards en cas de fuite. Il est explosif s'il est présent entre 1,8 % et 8,4 % dans l'air et s'auto-enflamme à 365 °C.

- *propane* - GPL à haut pouvoir calorifique, 27,3 kWh/m³, le propane ne gèle pas et peut donc être distribué par des réseaux de canalisations. Également plus lourd que l'air avec une densité de 1,56, il se confine au ras du sol en cas de fuite. Il est explosif s'il est présent entre 2,1 % et 9,5 % dans l'air et s'auto-enflamme à 470 °C.

Les gaz de pétrole liquéfiés conditionnés en recharges transportables offrent l'indéniable avantage de l'autonomie. Aucune source d'énergie domestique ne rivalise avec la puissance mobile des « bouteilles de gaz » ; bleues, vertes, rouges, grises ou cabossées, elles alimentent les fourneaux de la moitié des Européens et d'un milliard et demi de Terriens. En France, quelques milliers d'îlots autonomes distribuent du propane, butane, air propané ou butané à des hameaux, des quartiers ou des lotissements non alimentés en gaz naturel.

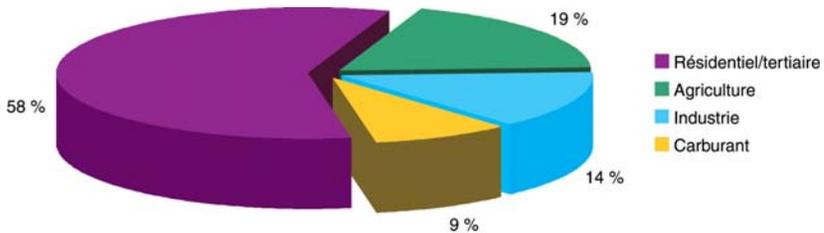


FIGURE 23 ■ **Utilisation des GPL en France** (source : Comité français du butane et du propane).

Propre, la flamme des GPL peut être en contact avec les aliments, par exemple la caramélisation de crèmes brûlées, mais aussi l'élaboration d'objets d'art en verre, etc. Le propane chauffe de nombreux élevages de poulets, porcs, lapins, mais également une multitude de serres horticoles et habitations. Par ailleurs, en France, 160 000 véhicules brûlent du carburant GPL ; le record européen est détenu par les Italiens avec plus de 1 million de motorisations GPL.

Gaz de charbon, le grisou du fond de trou

Le grisou est un gaz naturel, contenu dans les pores du charbon, tristement connu pour sa dangereuse omniprésence dans les mines. Parmi de nombreux drames de fond de puits, la catastrophe de Courrières, le 10 mars 1906, a officiellement tué 1 099 galibots et mineurs âgés de 13 à 56 ans. Cent dix kilomètres de galeries avaient alors été dévastés en quelques secondes par une explosion de gaz suivie de l'auto-inflammation de poussière de charbon.

Aujourd'hui, les mines du nord sont fermées, restent les corons et le grisou, toujours présent. Son pouvoir calorifique varie de 6 à 9 kWh/m³, selon sa composition (54 à 60 % de méthane).

Depuis 1993, il est capté sur quelques puits désaffectés du Nord-Pas de Calais et de Lorraine, le grisou redouté des mineurs approvisionne des chaufferies collectives, notamment à Forbach et Merlebach (Moselle). Aux États-Unis et en Chine, son exploitation recourt à la fracturation hydraulique de strates de charbon trop profondes pour être extraites de façon conventionnelle mais riches en gaz.

Les gaz de combustion sont des combustibles performants, peu polluants voire propres, et facilement transportables. Depuis plus d'un siècle, ils officient dans de nombreux usages, domestiques et industriels. Au-delà des habituels chauffages et cuissons, ils prennent pied dans les transports publics. Cependant, malgré de vrais avantages, les perspectives de

développement des réseaux piétinent, notamment en raison de l'augmentation de son prix. Le gaz naturel perd son statut de premier de la classe dans les usages domestiques très performants au profit de l'électricité, désormais pertinente dans le bâti neuf notamment avec l'arrivée des pompes à chaleur 4 en 1 et le renouveau du vecteur air. La tendance pourrait s'inverser si l'avènement des gaz de schiste et des biogaz aboutissait à la maîtrise des coûts et du prix final.

Signe de temps ouverts à l'innovation, les sites de traitement de déchets organiques dédiés à la production de biogaz créent des filières énergétiques locales et s'intègrent très positivement dans l'économie des collectivités.

Le gaz est un incontournable de la sûreté du mix énergétique. Très réactif dans le suivi des pics de puissance du réseau électrique, il permet une compensation plus précise des pertes de production.

AU BOUT DU FIL, LES ÉLECTRO-CHARBONS

2,3 millions de familles danoises dévorent 90 tonnes de charbon à l'heure, pourtant les chaudières d'Avedøre 1 et 2 sont les plus performantes de la planète.

Les charbons et leurs vieux cousins pétroles ont connu des décennies insouciantes, bâti les Trente glorieuses, tissé cinquante ans de lingerie fines et mille autres choses affriolantes. Le méthane, laissé en retrait, attend la relève d'un frère gazeux puisé dans les roches-mères pour venir sur le devant de la scène.

Les trois comparés, états différents des mêmes sources organiques, ont échafaudé une fantastique aventure industrielle et entendent bien ne pas en rester là. Les « Gueules noires » produisent 40,3 % de l'électricité et près du tiers de l'énergie consommée sur Terre. Les haveuses tiennent sous leur dépendance l'industrie de l'acier. Tourbes, lignites, houilles et anthracites animent la planète industrie avec un air de déjà vu.

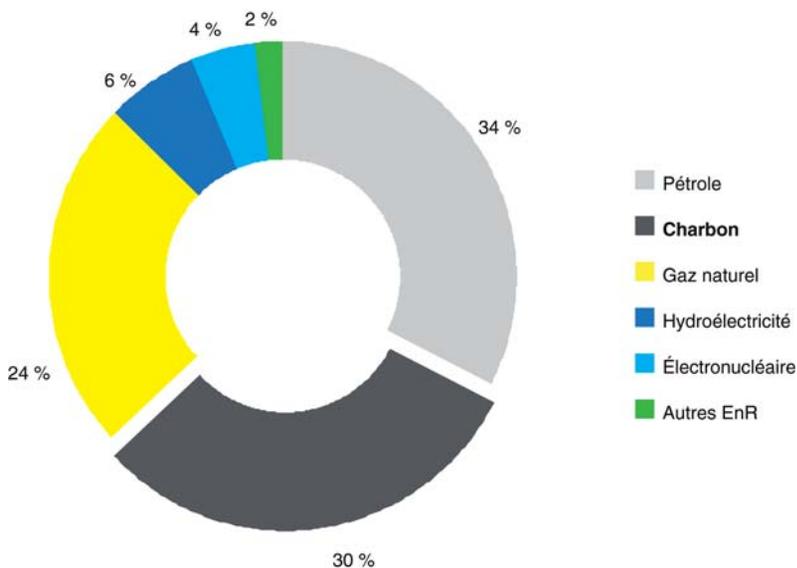


FIGURE 24 ■ Production de charbon dans le monde

(source : BP Statistical review of world energy, 2013).

3 845,3 Mtep de charbon ont été produites en 2012 (10,5 Mtep/jour).

Une très vieille histoire

360 millions d'années de compression et de maturation des biomasses du passé ont formé des combustibles fossiles solides, inégalement répartis sur le globe.

Environ 20 % des charbons proviennent du Carbonifère (360 millions d'années), 35 % des gisements sont consécutifs à l'extinction massive Permien-Trias (252 millions d'années), 17 % du Jurassique (205 millions d'années), 13 % du Crétacé (90 millions d'années) et 13 % du Tertiaire (65 millions d'années).

Principaux gisements répertoriés :

- Permien-Carbonifère de Russie, du Kazakhstan et du Donbass (Ukraine) ;
- Jurassique-Crétacé de Sibérie ;
- Jurassique-Tertiaire du Canada et de l'Ouest américain ;
- Permien-Carbonifère-Jurassique de Chine et Mongolie ;
- Carbonifère des Appalaches (États-Unis) ;
- Bassin de la chaîne varisque nord-européenne ;
- Permien-Trias d'Australie, d'Inde, d'Afrique et du Brésil ;
- Crétacé-Tertiaire de Colombie, du Venezuela et du Chili.

Les plus importantes strates charbonneuses sont recensées aux États-Unis avec 240 Gt (gigatonnes) de réserves estimées, contre seulement 160 Gt en Russie et 115 Gt pour la Chine, par ailleurs fortement importatrice. Au rythme actuel des consommations, les ressources planétaires rentables et exploitables avec des technologies maîtrisées sont estimées à un siècle et demi (860 Gt). Fort de cet argument majeur, le charbon version troisième millénaire joue un rôle prépondérant dans l'élaboration des mix énergétiques présents et futurs.

Charbons combustibles

Le pouvoir calorifique des différents charbons dépend de la biomasse fossile source, bois ou autres végétaux, et des conditions de maturation (gradient thermique et pression de la croûte terrestre). Les plus performants, houilles et anthracites, sont relativement coûteux. Probablement formés à plus de 10 km de profondeur, ils sont devenus accessibles grâce à une activité tectonique qui a pu les remonter vers la surface.

Le carbone est leur composant dominant (de 50 % à plus de 90 %). Lors de la combustion, il est presque intégralement rejeté sous forme de CO₂.

Charbon faiblement carboné (Tertiaire-Jurassique) :

- tourbes (50 % de carbone - Pouvoir calorifique supérieur : inférieur à 5 000 kWh/tonne) ;
- lignite (50 à 60 % de carbone - Pouvoir calorifique supérieur : 5 000 kWh/tonne) ;
- charbons sous-bitumineux (60 à 70 % de carbone - Pouvoir calorifique supérieur : jusqu'à 7 000 kWh/tonne).

Houille (Carbonifère-Permien) :

- charbons bitumineux (70 à 90 % de carbone - Pouvoir calorifique supérieur : jusqu'à 9 000 kWh/tonne) ;
- anthracite (plus de 90 % de carbone - Pouvoir calorifique supérieur : jusqu'à 10 000 kWh/tonne).

Outre le carbone, l'azote et le chlore, l'oxygène, l'hydrogène, le soufre et des particules volatiles non combustibles, le charbon contient de l'eau et du méthane, le fameux « grisou » redouté des mineurs.

Certes, sa combustion contribue à l'accroissement de l'effet de serre en rejetant d'importantes quantités de CO₂, oxydes d'azote, oxydes de soufre et poussières, mais cette puissante industrie prend acte des obligations environnementales et développe des combustions plus propres.

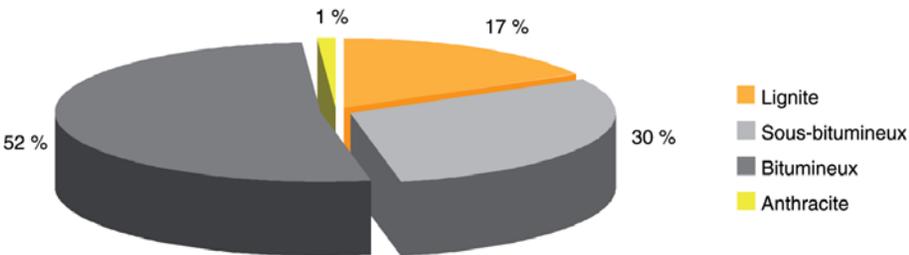


FIGURE 25 ■ **Réserves mondiales de charbons** (source : Institut français du pétrole).

Les ressources planétaires rentables et exploitables avec des technologies connues sont estimées à un siècle et demi (860 milliards de tonnes) au rythme actuel de consommation.

Les charbons basse énergie, lignites, sous-bitumineux et bitumineux à faible teneur en carbone, sont brûlés dans les groupes électriques et cimenteries.

Après transformation en coke (carbone presque pur), la houille à haute teneur en carbone est exploitée dans la composition des aciers.

Beaucoup moins abondante, l'anthracite entre dans la constitution de filtres et de joints synthétiques, mais alimente également des brûleurs à combustion propre.

En 2011, la production a atteint son plus haut niveau avec 7 678 millions de tonnes (+ 6,6 % par rapport à l'année précédente). Il pèse 30,3 % de l'énergie primaire consommée sur Terre et 40,3 % de l'électricité. En 2050, il devancera le pétrole et le gaz d'une courte tête.

Top 10 des producteurs de charbon (2011) (source : World Coal Association) :

- Chine : 3 471 Mt
- États-Unis : 1 004 Mt
- Inde : 585 Mt
- Australie : 414 Mt
- Indonésie : 376 Mt
- Russie : 334 Mt
- Afrique du Sud : 253 Mt
- Allemagne : 189 Mt
- Pologne : 139 Mt
- Kazakhstan : 117 Mt.

Centrales électriques hautes performances

Rares sont les débats abordant l'influence du charbon sur notre quotidien. L'opinion conteste plutôt le cousin nucléaire ou le grand éolien, pourtant rigoureusement contrôlés.

Le charbon dans la production d'électricité (2011) (source : World Coal Association).

- Afrique du Sud : 93 %
- Pologne : 90 %
- Chine : 79 %
- Australie : 76 %
- Inde : 69 %
- Israël : 63 %
- Maroc : 55 %
- Grèce : 55 %
- États-Unis : 45 %
- Allemagne : 44 %
- France : 13 % (13,1% en 2014).

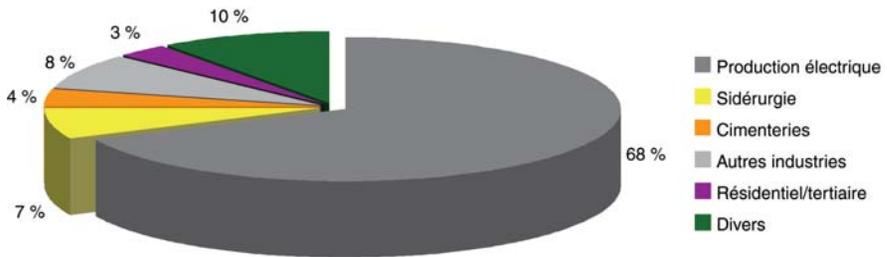


FIGURE 26 ■ Utilisations du charbon (source : Agence internationale de l'énergie).

Plus des deux tiers du charbon consommé sur Terre alimente des turbo-alternateurs de centrales électriques. Le combustible broyé est pulvérisé en fines particules dans des brûleurs plus performants et moins polluants. Les centrales à charbon françaises produisent annuellement près de 16 TWh électriques (2,5 % de la production totale), et sont surtout sollicitées lors des pics de consommation.

À condition d'en limiter le transport, le charbon exploité pour la génération électrique se révèle compétitif en termes de coût. Il produit 40,3 % de l'électricité consommée sur Terre, loin devant l'atome, le gaz et le fioul.

Haute technologie et moindres pollutions

Le volume d'émissions polluantes inhérentes à l'exploitation du charbon est inversement proportionnel au rendement des machines.

La plupart des centrales en service à ce jour sont de type « sous-critique à injection ». Le combustible charbon pulvérisé et préalablement séché est injecté sous pression dans les brûleurs. La température de combustion, environ 1 400 °C, produit de la vapeur à 540 °C sous une pression de 180 bars.

Les cycles « sous-critiques » conventionnels entraînent généralement des turbines à deux étages, haute et basse pression, couplées à des alternateurs de puissance relativement modeste (400 MW à 500 MW).

Selon l'Agence internationale de l'énergie, le rendement moyen des installations en service hors OCDE ne dépasserait guère 30 % (2 083 kWh/tonne de combustible). En Europe et en France en particulier, la recherche de performance élève le niveau à 38 % (2 630 kWh/tonne). La majorité des centrales européennes est équipée de moyens de traitements des gaz et poussières. Chaque point de pourcentage ajouté au rendement thermique réduit les émissions CO₂ de 2 à 3 %.

Plus performants, les cycles désignés par l'appellation « supercritiques » et « ultra-critiques » en raison de leurs conditions thermodynamiques supérieures, dépassent 45 % de rendement. Ils contribueront à terme, au remplacement des groupes charbon classiques et représentent environ la moitié des nouvelles installations.

Ces machines améliorent leurs performances thermiques par des températures et des pressions de fonctionnement remarquablement élevées :

- cycle supercritique (vapeur jusqu'à 585 °C – 221 bars) ;
- cycle ultracritique (vapeur jusqu'à 620 °C – 275 bars).

L'unité supercritique RDK8 (912 MW électriques et 220 MW thermiques) installée pour EnBW à Karlsruhe en Allemagne revendique un rendement net supérieur à 46 %. Cet important progrès est un facteur de réduction des pollutions de 50 %, notamment CO₂, poussières et oxydes d'azote (NO_x).

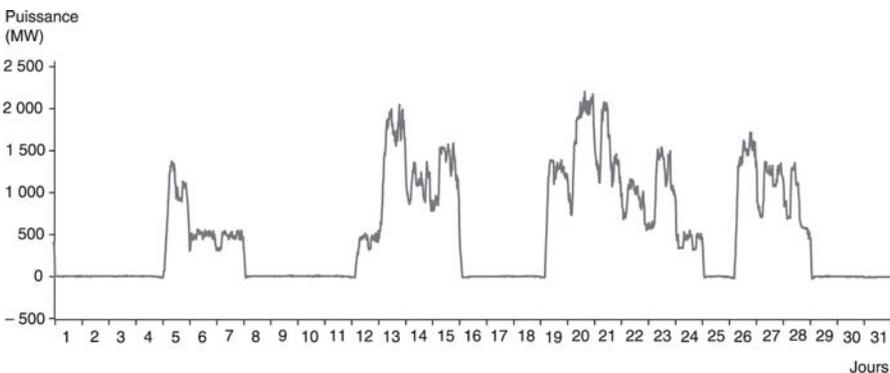


FIGURE 27 ■ **Mégawatts fournis au réseau par les centrales électriques charbon en France. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014** (d'après RTE).

Plus des deux tiers du charbon consommé sur Terre sont dédiés à la production d'électricité (France 13,1 %, Allemagne 44 %, Maroc 55 %, Afrique du Sud 93 %) et les réserves certaines ouvrent l'horizon au-delà de deux siècles. Les technologies propres sont loin d'être généralisées et les plus importants consommateurs sont toujours fortement émetteurs de gaz à effet de serre. Le mix électrique français remplace progressivement le charbon par des cycles combinés gaz.

Les technologies identifiées par la dénomination « chaudière à lit fluidisé circulant » (atmosphérique ou pressurisé) ou plus communément « charbon propre » ont la particularité de

brûler un lit de charbon concassé maintenu en sustentation par une injection d'air verticale. Le calcaire broyé ou la chaux ajoutés au combustible limitent la formation d'oxydes de soufre (désulfuration). Les effluents sont aspirés et réinjectés jusqu'à 30 fois dans le circuit de combustion, 96 % du minerai est ainsi consommé par le brûleur. Les oxydes d'azote, quant à eux, sont réduits par la température de combustion relativement basse (dénitruration à 800 °C). Les chaudières à lit fluidisé sont aptes à brûler des charbons contenant jusqu'à 35 % d'humidité.



PHOTO 11 ■ Centrale bi-combustible de Cordemais (© EDF).

Les plus récentes et les plus puissantes centrales à charbon françaises sont en cours de mise en conformité avec les normes européennes 2016. Ainsi, la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique) bénéficie d'un investissement de 350 millions d'euros. L'activité des deux tranches charbon de 600 MW à la pointe de la technologie sera ainsi pérennisée jusqu'en 2035, essentiellement dans le but d'accompagner le développement de l'éolien et du photovoltaïque. Les deux équipements fioul de 700 MW devraient cesser de fonctionner en 2023.

La centrale thermique charbon à lit fluidisé de Gardanne était la plus puissante au monde (250 MW). Peu rentable et partiellement convertie en centrale biomasse-charbon de 150 MW, elle consommera annuellement 855 000 tonnes de combustible bois (335 000 tonnes d'importation). L'investissement avoisine 230 millions d'euros et le démarrage de l'exploitation est prévu début 2015.

Maîtriser les effluents

L'un des plus importants défis des prochaines années concerne la gestion du CO₂ et la stabilisation de l'effet de serre. À ce jour, seul le cycle naturel du carbone est en mesure d'absorber et stocker significativement les émissions de gaz carbonique. L'élaboration de technologies aptes à remplir artificiellement ce rôle ressurgit régulièrement dans les actes des grands colloques internationaux.

Moins sensibles, les cendres de combustion des centrales charbon représentent néanmoins une masse relativement importante. Selon la qualité du combustible et la particularité des chaudières, les électriciens filtrent et évacuent 50 grammes à 130 grammes de poussière par kilowattheure électrique produit.

Annuellement en France, la fourniture au réseau de 16 TWh électriques produit 800 000 tonnes de cendres en brûlant un charbon bitumineux de bonne qualité, mais pourrait dépasser 2 millions de tonnes avec la combustion de lignite, nettement moins performant. Les cendres, recyclées par les cimentiers, ne posent pas de problème particulier. Le mâchefer, quant à lui, est inclus dans la réalisation des routes, autoroutes ou pistes d'aéroports.

En France, la combustion de charbon produit principalement des kilowattheures hivernaux. Certes, ils ne sont pas les plus propres mais répondent à une consommation en croissance permanente.

ÉNERGIES DE L'EAU, LE MAÎTRE DES FLUX

Certes, l'impressionnante stature de l'helvète Grande Dixence suggère le respect mais les équipements hydroélectriques québécois jouent leur partition exemplaire en virtuoses. Les grands barrages imposent leur force minérale parmi les principaux moyens de production d'électricité de la planète. Ces colosses de roc, de béton et d'acier poursuivent leur route, à peine effleurés par des hypothèses de transitions énergétiques en quête de certitudes.

Chapitre gestion de l'environnement « made in France », la vallée de la Haute Dordogne et ses aménagements hydroélectriques sont entrés au patrimoine mondial de la biodiversité. L'Unesco veille désormais sur les profondeurs de l'Aigle. La passion de six mille hydrauliciens protège et partage annuellement 30 milliards de mètres cubes d'eau des grands barrages de l'Hexagone.

Quelque part en mer, d'autres énergies affûtent de redoutables démonstrateurs.

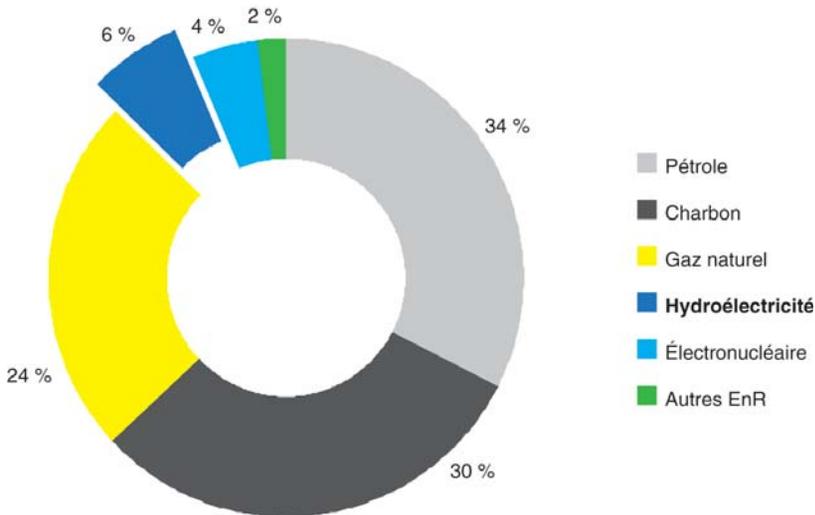


FIGURE 28 ■ Production d'énergie hydroélectrique dans le monde
(source : BP Statistical review of world energy, 2013).

831,1 Mtep hydroélectriques ont été produites en 2012 (2,27 Mtep/jour).

Une répartition inégale

L'hydroélectricité avance des arguments solides : faible coût à la production, fiabilité, disponibilité ultrarapide, émissions de CO₂ et de polluants quasiment nulles, régulation des cours d'eau, tourisme, développement des collectivités locales.

Toutes ressources primaires confondues, l'énergie mécanique de l'eau est la troisième puissance électrique de la planète, avec 16,3 % de la production mondiale, soit l'équivalent consommation de l'UE 28. Cette capacité pourrait doubler à l'horizon 2050 et atteindre 7 100 TWh (3 500 TWh en 2013). Les STEP, stations de transfert d'énergie par pompage, verraient quant à elles leur potentiel multiplié par 5 et grimper à 730 GW (gigawatts), évolution nécessaire à l'intégration d'un haut niveau de production éolienne et solaire photovoltaïque.

De grands pays comme la Chine, les États-Unis ou le Brésil, importants acteurs de l'électricité hydraulique, ont élevé et bâtissent encore des géants de roche ou de béton. Les Trois Gorges, Hoover, Itaipu ou Belo Monte comptent parmi les plus puissants ensembles hydroélectriques de la planète. À lui seul, Belo Monte fournira à terme de l'électricité à 12 millions de Brésiliens, soit l'équivalent de trois fois la population norvégienne. Ce pays scandinave est également avantagé par l'omniprésence de l'eau et un volume de consommation relativement faible. Il produit la quasi-totalité de ses besoins électriques grâce à ses torrents.

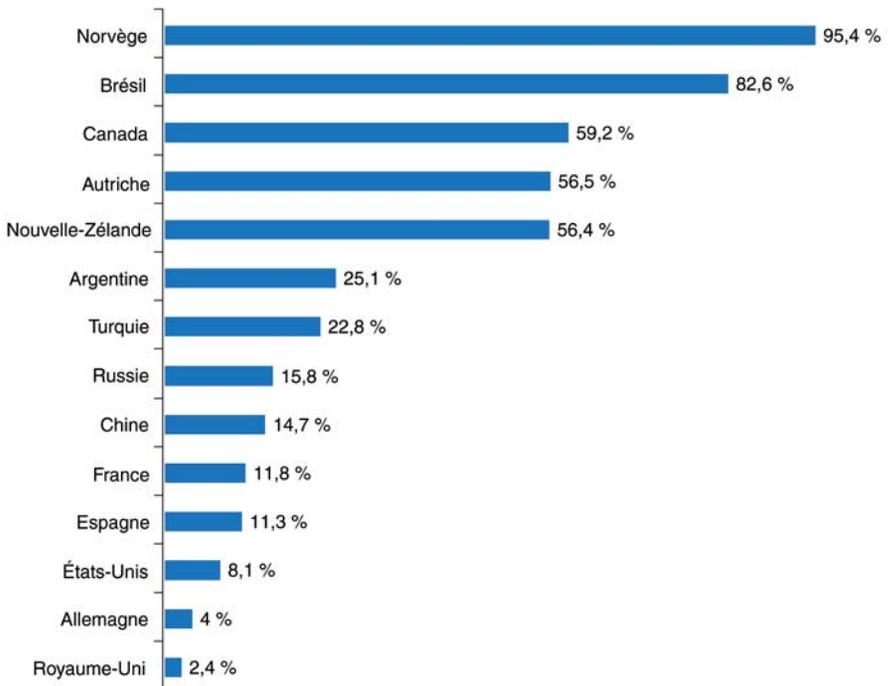


FIGURE 29 ■ L'hydroélectricité dans le mix énergétique 2012 (baromètre Observ'ER-EDF).

Puissants, réactifs, fiables, les équipements hydroélectriques délivrent leurs mégawatts à bas coût depuis près d'un siècle sans faire de vagues. La France exploite le plus important parc hydraulique du Vieux Continent, essentiellement destiné à la stabilisation du réseau. Quelques régions du monde (Norvège, Québec, Brésil) assurent la quasi-totalité de leur production d'électricité grâce aux grands barrages et à une importante disponibilité des cours d'eau.

De l'autre côté de l'Atlantique, les turbines d'Hydro-Québec et de ses partenaires produisent 98 % de l'électricité consommée par les Québécois. Sur l'ensemble du territoire canadien, l'hydraulique (73 436 MW) fournit 59,2 % de la consommation électrique, loin devant les énergies fossiles (22,3 %) et le nucléaire (14,3 %).

Québec, des installations exemplaires

L'aménagement Robert Bourassa, sur « La Grande Rivière » (municipalité de la Baie James), fait référence aux centrales LG2A et LG2. Cette dernière est le plus puissant équipement hydroélectrique souterrain au monde, avec 7 722 MW. Il est animé par 22 turbines Francis de puissance unitaire 351 MW en rotation à 133 tr/mn. Les groupes sont abrités dans une cathédrale sculptée dans le roc à 140 mètres sous terre. Le réservoir du barrage couvre une superficie de 2 835 km² et pourrait fournir 10 mètres cubes d'eau à chaque habitant de la Terre.

Le Québec poursuit ses investissements dans la grande hydroélectricité avec un important programme de construction de nouvelles usines et d'augmentation de puissance d'ouvrages existants.

Par exemple, au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre (côte nord), les travaux en cours sur la Romaine vont ajouter 1 550 MW à la capacité de production électrique du pays. Le profil de la rivière autorise l'élévation de 4 barrages successifs, construits en enrochement. Leur mise en service s'échelonne de 2014 (la Romaine 2) à 2020 (la Romaine 4).



PHOTO 12 ■ Aménagement hydroélectrique Robert Bourassa (source : Hydro-Québec).

Les grands barrages d'Hydro-Québec produisent des kilowattheures « en base » parmi les moins chers du monde. Ces équipements ultramodernes fabriquent près de la totalité du courant consommé par les Québécois. Le réservoir Robert Bourassa ci-dessus couvre 2 835 km² et alimente les plus puissantes centrales souterraines du monde, notamment LG2 avec 7 722 MW.



FIGURE 30 ■ Cartographie des grands équipements hydroélectriques québécois

(source : Hydro-Québec).

Hydro-Québec TransÉnergie exploite le plus vaste réseau haute tension d'Amérique du Nord, soit 33 639 km de lignes haute tension, dont 11 422 km de lignes 765 kV - 735 kV et 1 218 km de ligne 450 kV en courant continu. Les grands barrages exportent leur production vers New York, l'Ontario, la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau Brunswick. L'énergéticien a dû développer des compétences et des métiers hors normes pour assurer la maintenance de ces équipements malgré des conditions climatiques difficiles.

LES CAPACITÉS DE PRODUCTION D'HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec en chiffres :

- équipements hydroélectriques en exploitation : 35 125 MW ;
 - hydraulique en projet ou en cours de réalisation : 1 700 MW ;
 - turbines à gaz : 573 MW ;
 - groupes diesels : 131 MW ;
 - consommation d'électricité du Québec en 2012 : 203,7 TWh ;
 - stockage d'énergie dans les retenues : 110,7 TWh au 01/01/2013.
- Hydro-Québec maintient a minima une réserve d'eau suffisante pour compenser un déficit d'apports équivalent à 64 TWh sur 2 ans consécutifs ou 98 TWh sur 4 années consécutives ;
- coût moyen du kWh en 2012 : 0,014 €.

Producteurs partenaires :

- équipements hydroélectriques (Churchill Falls) : 5 428 MW ;
- parcs éoliens : 1 349 MW ;
- cogénération biomasse : 114 MW ;
- petite hydraulique : 24 MW ;
- partenariats divers : 1 149 MW.

Hydro-Québec est le fer de lance de la production hydroélectrique dans le monde. L'entreprise québécoise dispose en propre d'une puissance installée de 35 829 MW, toutes sources confondues. Les centrales la Romaine 1 à 4 figurent parmi les plus modernes du moment.

Les 59 centrales hydrauliques de la Belle Province sont secondées par des turbines à gaz et des groupes diesels à hauteur de 704 MW. En 2013, l'éolien représentait un potentiel de 1 400 MW répartis en parcs appartenant à des producteurs indépendants. La cogénération biomasse, quant à elle, peut injecter jusqu'à 114 MW sur le réseau.

Comme en Europe, les systèmes de suivi de charge modulent la puissance hydraulique pour l'adapter à l'intermittence éolienne. Clin d'œil aux scénarios de transition énergétique européens, une condition essentielle au développement de l'éolien est la disponibilité de réserves de puissance annexes aptes à compenser les creux de production.

Indispensable au réseau européen

Le Vieux Continent, globalement pauvre en ressources hydrauliques exploitables à des fins électriques mais grand consommateur d'énergie, recourt pour une part importante à des turbines à gaz ou des centrales au fioul pour suppléer les productions de base, majoritairement thermique charbon et nucléaire. L'important développement de flux fortement intermittents (éolien et photovoltaïque) accentue le besoin de flexibilité.

En 2013, année marquée par de fortes précipitations, les barrages français ont fourni 13,8 % (75,7 TWh) de l'électricité consommée dans l'Hexagone. Leader européen, la France dispose d'un parc d'équipements opérationnels indispensables au fonctionnement du réseau électrique transfrontalier.

Par exemple, le 4 novembre 2006 à 21h38, l'Allemagne a subitement perdu l'équivalent de onze tranches nucléaires de 900 MW. La fréquence et la tension du réseau européen se sont effondrées et les protections électriques sont tombées, plongeant plusieurs pays dans l'obscurité.

À la demande des gestionnaires de réseau, les grands barrages de Bort, Montézic, Grand-Maison, Villarodin, Sarrans, Tignes, Super-Bissorte, La Bathie, Monteynard et les usines de la Durance ont lâché 4 940 MW.

À 22h50, la menace de coupure électrique générale était écartée et Allemands, Croates, Hongrois, Autrichiens, Français, Espagnols, Marocains revenus à une situation normale.

Les barrages constituent 99 % du stockage d'électricité des réseaux. Serre-Ponçon (Alpes-de-Haute-Provence, France) est la plus importante retenue d'Europe avec 1,2 milliard de m³ d'eau. L'ensemble du parc hydroélectrique français totalise environ 25 400 MW, dont 20 400 MW gérés par EDF.

D'autres ouvrages européens émergent des standards, par exemple Grande Dixence (Valais, Suisse), Tignes, l'Aigle et les STEP. Chaque type d'aménagement assume une charge différente. Les productions de base turbinent sans interruption au fil de l'eau et partagent le labeur journalier des productions nucléaires ou charbon. Les groupes de pointe sont sollicités lors des pics de consommations, été ou hiver, pour des durées prédéterminées.

En France, les grands barrages assurent également la sécurité des installations nucléaires par un jumelage électrique *via* le réseau haute tension 400 kV. Par exemple, Dampierre est associée à l'Aigle, Civaux et Chinon sont rattachées à Bort. En cas de coupure de courant généralisée et de non-fonctionnement des groupes électrogènes de secours, les alternateurs hydrauliques alimentent directement les systèmes de sûreté nucléaires auxquels ils sont affectés. Cette manœuvre dite « tension inverse » est éprouvée tous les trois ans.

L'hydraulique gravitaire, comment ça marche ?

Rien de nouveau, l'eau s'écoule par gravité du haut vers le bas, d'autant plus puissamment que le dénivelé et le débit sont importants. L'hydroélectricité pimente la loi universelle avec ses conduites forcées, réservoirs d'altitude et aménagements divers contraignant l'eau à exercer un couple important sur les aubes des turbines. Le diamètre des arbres d'entraînement témoigne de cette force herculéenne ; plus de 2 mètres d'acier massif transmettent 477 000 HP et 133 tr/mn à chacun des 22 alternateurs de la centrale LG2 (équipement Robert Bourassa, Québec).

Turbinage au fil de l'eau

À pleine puissance, le vidage de la retenue peut s'effectuer en moins d'une heure et se remplir aussi vite. Les centrales au fil de l'eau offrent peu de possibilités de modulation. Elles exploitent une faible hauteur de chute mais un fort débit, caractéristique des cours d'eau ou des canaux de plaine (Rhin, Rhône ou Durance). Ce type d'aménagement produit de l'électricité en base, peu coûteuse et remarquablement fiable.

Chapitre architecture et technique, les « usines » sont presque toujours installées sur une rive en aval du barrage, plus rarement intégrées à l'ouvrage lui-même.

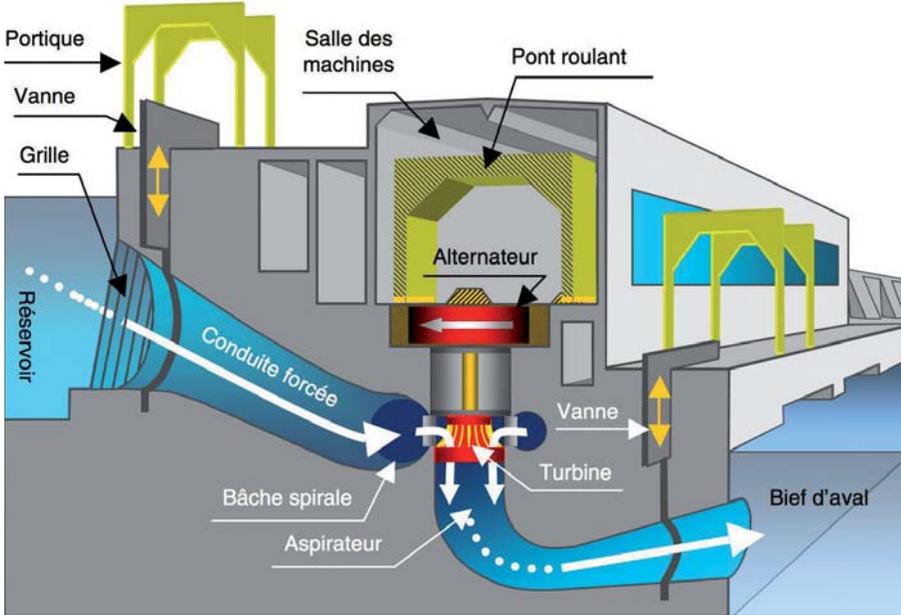


FIGURE 31 ■ Coupe d'un barrage de basse chute et groupe turbine Francis.

Plusieurs paramètres déterminent le type de turbine installé sur un ouvrage hydroélectrique. Parmi les plus importants, citons le débit d'eau et la hauteur de chute.

Les turbines Pelton à godets sont des machines à action de puissance maximale 350 MW, adaptées aux chutes supérieures à 100 m. Les machines Francis (ci-dessus) sont des turbines à réaction de puissance maximale 1 000 MW, installées sur des basses et moyennes chutes comprises entre 20 m et 900 m. Les hélices et groupes Kaplan animent des basses chutes, parfois quelques mètres, pour une puissance maximale de 400 MW.

Les groupes Pelton sont toujours dédiés à des fonctionnements en pointe et hyper pointe alors que les machines Francis et Kaplan produisent le plus souvent en base.

Les turbines affectées aux centrales « fil de l'eau » sont généralement de type Kaplan à pas variable. Leur dessin, très proche de celui des propulseurs de navires, privilégie un axe vertical. Cependant, pour jongler avec les marées, les groupes bulbes Kaplan de la Rance sont installés horizontalement.

Le nouvel aménagement de la centrale au fil de l'eau « Nouvelle Romanche » près de Livet-et-Gavet (Isère, France) ajoute 93 MW au parc hydroélectrique de l'Hexagone. Il est équipé de 2 turbines Francis et remplace avantageusement six installations vétustes moins productives. Le montant de l'investissement, 250 millions d'euros, est supporté à 90 % par EDF et reçoit un soutien de l'Europe.

Centrales éclusées

Généralement situées en moyenne montagne sur des rivières à faible débit, elles turbinent sur des lâchers d'eau nommés « éclusées ». Ces puissantes installations exploitent le volume de leurs retenues, généralement importantes, pour moduler leur fonctionnement au gré de la programmation des centres de conduite hydraulique. La reconstitution des réservoirs s'effectue sur une période variable selon l'hydrologie des bassins versants, mais est fréquemment inférieure à une semaine, voire une journée.

Les équipements hydroélectriques éclusés sont les « tout-terrain » de la production électrique, capables d'assurer un suivi de charge précis. Leur sollicitation peut s'étaler sur des constantes de temps très larges, quelques heures ou plus d'une semaine, et répondre à des besoins en base ou en pointe.

En France, selon les conventions d'usage de l'eau fixant les niveaux mini et maxi, les hydrauliciens préservent la vie aquatique en aval des barrages en évitant, par exemple, des éclusées trop abruptes. Les variations de débit représentent aussi un danger potentiel pour les riverains non avertis. Lors d'un lâcher d'eau, le flot peut en effet monter de 4 mètres en quelques minutes, mieux vaut se tenir en lieu sûr !

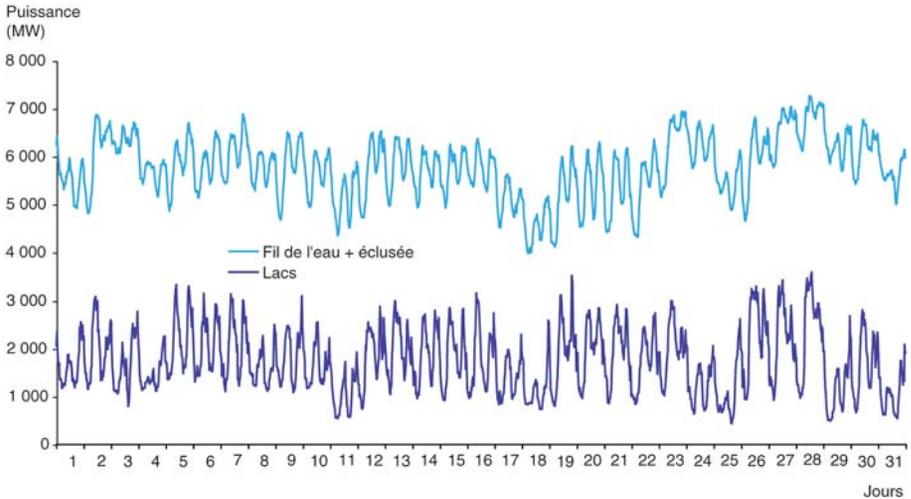


FIGURE 32 ■ **Mégawatts fournis au réseau par les centrales hydrauliques en France continentale. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014** (d'après RTE).

Avec une réserve de 7,5 Gm³ d'eau et 20 GW de puissance installée, l'hydroélectricité française ajuste continuellement la puissance disponible sur le réseau à la demande d'électricité. Ces usines sont pilotées par quatre centres de conduite situés à Toulouse, Lyon, Kembs et Sainte-Tulle.

Attention danger ! Les hydroguides rencontrent les promeneurs, pêcheurs, clubs de sports d'eau vive, campings, et rappellent les règles de prudence mentionnées sur les panneaux : « Calme apparent, risque présent, il est dangereux de s'aventurer dans le lit de la rivière ! ».

Côté technique, les équipements d'éclusées mettent généralement en œuvre des turbines à réaction, Kaplan à pas variable pour les chutes inférieures à 30 mètres, ou Francis jusqu'à 350 mètres avec un débit de 30 m³/seconde. La particularité de cette dernière est d'évacuer l'eau par son centre, avec des entrées périphériques. Le rendement optimal des machines (0,6) est un équilibre entre récupération d'énergie cinétique sur les pales et préservation de la vitesse de circulation de l'eau.

Centrales de hautes chutes

Presque aussi haute que la tour Eiffel mais autrement plus massive, la digue de Grande Dixence (Valais, Suisse) et ses 285 mètres jaugent le visiteur et suggèrent une certaine modestie. Il suffit d'approcher le pied de ce géant minéral, le plus haut barrage poids du monde, et lever le regard pour s'en convaincre. Cet aménagement totalise une puissance électrique de 2 000 MW.

Derrière 6 millions de m³ de béton (environ 15 millions de tonnes), Grande Dixence collecte 400 millions de mètres cubes d'eau provenant de 35 glaciers valaisans, des confins du Matternal jusqu'au Val d'Hérens. Par comparaison, le volume de béton coulé dans ce barrage permettrait d'ériger un mur de 1 mètre de haut, épais de 15 centimètres, autour de la Terre en suivant l'équateur ! Les structures de barrages se révèlent toujours étonnamment souples. Dans le cas présent, la poussée de l'eau déforme le couronnement de 10 centimètres vers l'aval.

En septembre 2011, la Grande Dixence a reçu le prix planétaire « International Milestone Concrete Dam Project » aux côtés des barrages Hoover (États-Unis), Itaipu (Brésil et Paraguay), les Trois-Gorges et Ertan (Chine).

Par définition, les hautes chutes sont toujours associées à des dénivélés importants (1880 mètres à Grande Dixence) et des réseaux de conduites forcées dans lesquelles la vitesse de l'eau sous haute pression peut atteindre 140 m/s (504 km/h). Elles sont donc la chasse gardée des turbines Pelton à godets, bâties pour encaisser des contraintes spécifiques.

Sprinters plutôt que marathoniens, les équipements de hautes chutes libèrent des puissances importantes en quelques minutes, mais sur de courtes périodes. Ils dédient leur énergie aux hyperpointes de consommation, notamment hivernales, et aux défaillances éventuelles de productions de base. Le remplissage initial des retenues s'étale parfois sur plusieurs années (14 mois pour remplir les 2 835 km² de Robert Bourassa).

Stations de transfert d'énergie par pompage

Les STEP sont caractérisées par un aménagement constitué de deux réservoirs situés à des altitudes nettement différentes. En période de kilowattheure bon marché, la retenue amont est remplie artificiellement par pompage du bassin inférieur, ce dernier transfère donc l'énergie cinétique de l'eau au moyen de pompes de relevage. À l'inverse, lorsque la demande d'électricité est importante et le prix du kilowattheure élevé, le turbinage s'effectue par gravité vers le bassin inférieur.

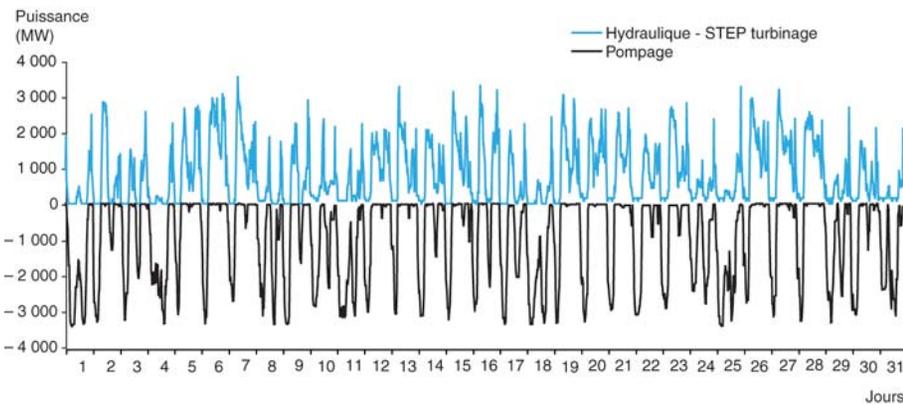


FIGURE 33 ■ Mégawatts fournis au réseau et puissance appelée par les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) en France. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014

(d'après RTE).

Les stations de transfert d'énergie par pompage turbinent de l'eau mais ne sont pas rangées dans le catalogue des énergies renouvelables, notamment à cause de leur rendement négatif. L'intérêt des STEP réside dans leur puissance et leur disponibilité. Cette filière en plein essor accompagne le développement de l'éolien et du photovoltaïque en comblant leurs creux de production.

Les STEP assurent un rôle de stockage d'énergie et ne sont pas assimilables à une ressource renouvelable. Leur production est inférieure à leur consommation, le déficit d'un cycle oscille autour de 25 %. Néanmoins elles assurent une prestation de service éminemment utile à l'équilibre offre-demande du réseau.

En amont des vallées de la Romanche et de l'Eau d'Olle, les 140 millions de m³ d'eau du barrage d'altitude de Grand'Maison (Isère et Savoie, France) alimentent la plus puissante STEP d'Europe. Le réservoir supérieur est relié à la retenue de Verney, 900 mètres en contrebas, via trois conduites forcées et les turbines de l'usine de Grand'Maison. Cette centrale exceptionnelle totalise 1 790 MW répartis sur deux installations. La première, visible sur la rive du barrage du Verney, est équipée de quatre groupes turbines Pelton exploitables en mode production, exclusivement. La seconde, souterraine, est dotée de huit groupes réversibles chargés de produire de l'électricité, mais aussi de remonter l'eau vers le bassin supérieur.

L'équipement du site inclut également la centrale du Verney (237 MW) et le groupe turbine d'Oz (11 MW).

Un nombre croissant de stations de transfert d'énergie régule la tension du réseau : citons Revin (Ardennes), Montézic (Aveyron), Cheylas (Isère). D'autres pays ont décidé de multiplier leur capacité de stockage d'électricité, en soutien au fort développement de l'éolien.

Le marché des pics de consommation et des semaines sans vent devient rémunérateur, les facturations négatives en témoignent. La Suisse conduit un programme visant à installer 3 600 MW supplémentaires. La Norvège regorge de cours d'eau et prend les devants de la scène avec 10 000 MW et un intelligent programme « *green electro-business* » européen. Les STEP vont multiplier leur potentiel mondial par 5 et grimper à 730 000 MW à l'horizon 2030, un nouveau livre des records est ouvert.

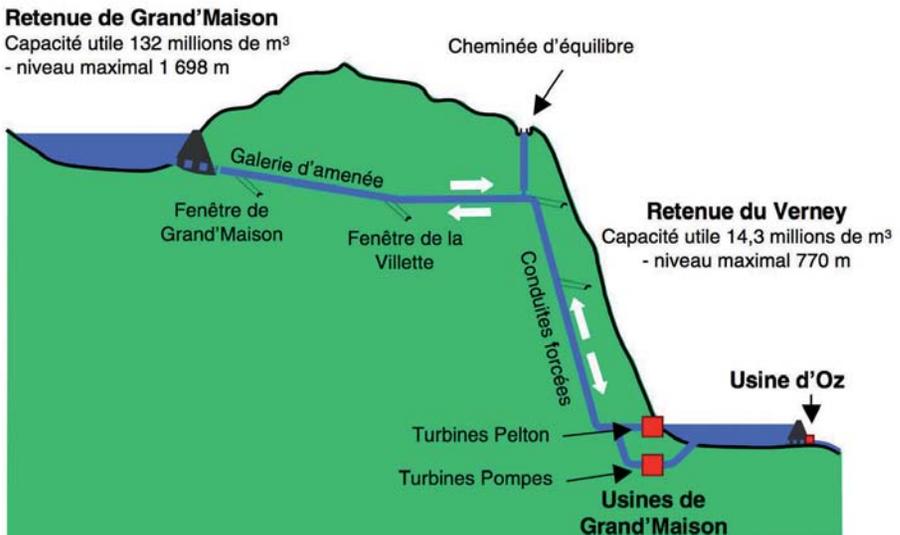


FIGURE 34 ■ Aménagement de Grand'Maison.

L'équipement de Grand'Maison peut délivrer 1 790 MW en deux minutes pendant une durée limitée à la capacité de son réservoir. À l'issue de chaque turbinage, les groupes réversibles remontent le volume d'eau dans la retenue supérieure.

Dordogne, la vallée des lacs

Sans avenir, la performance est inutile. Pour préserver demain, la vallée de la Haute Dordogne soigne ses relations avec la nature et l'histoire. Chacun garde en mémoire les sites jadis occupés par de lointains cousins hirsutes, Cro-Magnon aux Eyzies et Néandertal à Lascaux. Ces lieux mythiques ont porté la réputation d'une contrée parfois sauvage jusqu'aux confins de la Terre.

« L'Unesco a dit »

La vallée de la Dordogne, classée « réserve mondiale de biodiversité » depuis le 11 juillet 2012, compte désormais parmi les 600 sites d'exception répertoriés sur la planète. Avec 24 000 km², elle est devenue la plus grande réserve de France.

De La Bourboule à Bergerac, ce bassin généreux et ses 60 barrages, grands et petits, a gardé un subtil équilibre entre développement économique et préservation des écosystèmes.

Le barrage de la résistance

La construction du barrage de l'Aigle a écrit une page héroïque de l'histoire de France. Ses groupes turbines-alternateurs, respectivement Francis et Schneider de 54 MW chacun, installés au pied du barrage, apportent toujours une contribution sans faille au fonctionnement électrique du réseau français et européen.

Sous l'occupation allemande, plus de 4 000 résistants français, italiens, espagnols, etc. ont œuvré le jour sous le joug de l'occupant et saboté la nuit pour ralentir les travaux, attendant des moments meilleurs. Ces hommes courageux ont constitué le fameux bataillon Didier, pseudonyme du résistant commandant André Decelle, devenu quelques années plus tard directeur général d'EDF.

Le bataillon Didier, créé dès l'automne 1942 et armé par les parachutages de containers de l'US Air Force le 14 juillet 1944, a participé à la libération de la France.

L'Aigle a été inauguré le 15 octobre 1945 pour une première tranche, mais le dernier des 5 groupes raccordés au réseau à cette époque a produit ses premiers kilowattheures en 1956. La centrale a reçu un complément d'aménagement en 1982 ; son alternateur de 133 MW est également entraîné par une turbine Francis.

À chacun sa STEP !

Au nord d'Espalion, Montézic (Aveyron) est la seule station de pompage turbinage du Massif central. Elle est équipée de 4 groupes réversibles d'une puissance totale de 910 MW alimentés par une hauteur de chute de 400 mètres. Le réservoir supérieur ferme le cours de la Truyère par deux barrages poids en enrochement, Monnès et l'Étang. La retenue inférieure est assurée par le barrage de Couesque. L'usine souterraine, enfouie dans la montagne, 40 mètres sous la cote minimale du lac inférieur, bénéficie d'un approvisionnement gravitaire des pompes de relevage. Cette architecture commune à l'ensemble des STEP est indispensable pour éviter la création de dépressions et de poches d'air dans le conduit d'aspiration.



PHOTO 13 ■ Salle des machines du barrage de l'Aigle.

Malgré leur âge, les 4 groupes Schneider 54 MW de l'Aigle assurent sans faiblir leurs vacations quotidiennes et contribuent à l'équilibre du mix électrique européen. En 1982, ces machines vénérables ont reçu le soutien d'un nouvel ensemble de 133 MW installé quelques dizaines de mètres en aval du barrage.

En mode pompage, la puissance appelée par chacun des groupes moteur/alternateur de 225 MW n'autorise pas un démarrage direct par le réseau électrique, les installations ne résisteraient pas à l'intensité du courant. Après vidange de la pompe, le moteur est donc lancé par l'intermédiaire d'un convertisseur de fréquence. Une puissance de 25 MW suffit alors à assurer le démarrage d'un groupe. Lorsque la vitesse de rotation nominale est atteinte, les vannes d'eau sont ouvertes. À Montézic, le débit de pompage ou turbinage atteint 60 m³/seconde par turbine.

Juste au-dessus de Chastang, un autre grand barrage de la vallée voisine, la STEP de Redenat, est en projet depuis la fin des années 1970. Si elle voit le jour, cette nouvelle usine, dont le coût avoisinerait 1 milliard d'euros, ajouterait 1 100 MW à la capacité du réseau français ; elle serait construite sur la commune d'Auriac en Corrèze.

Son réservoir de 300 hectares s'étendrait sur le plateau de la Xaintrie et retiendrait 36 millions de m³. Le turbinage, 2 heures par jour et 5 jours sur 7, entraînerait des marnages de 1 à 6 mètres sur la retenue de Chastang. Redenat écrira peut-être une nouvelle grande page hydroélectrique du bassin de la Dordogne.

Énergies marines en démonstration

Moins pittoresques que les villages de Haute Dordogne ou de la Truyère, les énergies marémotrices, les éoliennes flottantes, les hydroliennes, les machines houlomotrices, l'énergie thermique des mers, l'énergie osmotique et l'énergie des algues révèlent néanmoins d'importants potentiels. Selon l'Agence internationale de l'énergie, les énergies marines planétaires pourraient assurer 748 000 MW en 2050, soit environ 6 fois la puissance électrique totale installée en France à cette échéance.

Peu de milieux naturels suscitent autant de promesses fantastiques. Cependant, si les représentations d'artistes et leurs carénages de plastique transforment *a priori* brillamment la mer en électricité industrielle, il en va autrement de la concrétisation de projets d'envergure. Nombre d'esquisses animent quelques candeurs politiciennes déjà observées sur d'autres ressources renouvelables.

Parmi les énergies marines renouvelables, l'éolien *offshore* flottant, l'hydrolien, l'énergie des marées et l'énergie thermique des mers sont les plus prometteuses. Moins matures et plus fragiles, les technologies houlomotrices pourraient cependant contribuer massivement à la production d'électricité dans la deuxième moitié du siècle. Le productible mondial estimé varie de 2 000 TWh à 29 500 TWh par an (consommation électrique française : 546 TWh en 2014). Outre Arcouest en nord Bretagne, plusieurs autres démonstrateurs alimentent les conversations, notamment sur les îles de Pico (Açores) et d'Islay (Écosse), mais aussi Mutriku (pays basque espagnol), etc.

Turbinage des marées

Peu d'exemples d'exploitation des marées à des fins électriques. La technologie est mature mais les conditions de réalisation se révèlent difficiles à réunir et le potentiel d'évolution limité à quelques sites de fort marnage. Cependant, la centrale marémotrice de la Rance

(Ille-et-Vilaine, France) assure ses vacances quotidiennes depuis 1966. Cette survivante d'un projet monumental est née avec la collaboration d'André Coyne, également contributeur à la réalisation du barrage de L'Aigle. Le projet initial, abandonné depuis 1966, visait l'élévation d'une digue de 80 km barrant l'océan de Saint-Malo aux Îles Chausey et au Mont-Saint-Michel.

Championne du monde durant quarante-cinq ans, l'usine marémotrice de la Rance et ses 24 groupes bulbes de 10 MW a été détrônée d'un cheveu par les 254 MW de Sihwa Lake, non loin de Séoul en Corée du Sud. D'autres démonstrateurs sont en service, en Chine, Canada et Russie. De son côté, le gouvernement britannique a mis entre parenthèses le projet marémoteur de l'estuaire de la Severn. Si elle voit le jour, cette usine devrait atteindre la puissance de 8 600 MW, soit l'équivalent de 5,3 réacteurs EPR, et fournir 5 % des besoins électriques du Royaume-Uni. La digue de 20 km relierait Cardiff à Weston pour une concession de 120 ans.

TABEAU 15 ■ L'énergie marémotrice dans le monde.

Sites opérationnels	Puissance	Mise en service
Sihwa (Corée du Sud)	254 MW	2011
La Rance (France)	240 MW	1966
Annapolis (Canada)	20 MW	1985
Jiangxia (Chine)	3 MW	1980
Kislaya Guba (Russie)	0,4 MW	1968
Projets marémoteurs		
Severn (Royaume-Uni)	8 600 MW	
Baie de Fundy (Canada)	5 300 MW	
San José (Argentine)	5 000 MW	
Kutch (Inde)	900 MW	
Mersey (Royaume-Uni)	700 MW	
Garolim (Corée du Sud)	480 MW	

Les énergies renouvelables marines représentent un potentiel important mais apprivoiser la mer est un défi permanent. Les centrales marémotrices sont rares. Le cumul de l'ensemble des équipements marémoteurs de la planète représente 517,4 MW exactement, soit une puissance treize fois inférieure à celle de la centrale hydraulique LG2 (Robert Bourassa-Québec). La Rance, usine marémotrice française de 240 MW, produit au fil des marées 500 GWh par an, l'équivalent consommation de la ville de Rennes.

Un important programme de rénovation de la centrale marémotrice de la Rance, lancé en 2012 pour 100 millions d'euros étalés sur 10 ans, prévoit une révision de l'ensemble de ses systèmes de gestion et de production.

La restauration des six vannes principales permettant le remplissage de la retenue a débuté en 2013. Les travaux prévoient la remise en état de leurs supports en béton, des parties métalliques et des circuits hydrauliques.

Les câbles haute tension à isolant papier, en service depuis 1966, sont également remplacés.

Organes clés de l'outil de production, les 24 groupes bulbes sont démontés et rénovés à tour de rôle afin de préserver la capacité de production du site pendant les travaux conformément à la politique de service d'EDF.

Hydroliennes

Nouvelles venues dans le monde des énergies marines, les hydroliennes ne manquent pas d'atouts. En effet, les courants marins sont prédictibles tant en vitesse qu'en débit et le déploiement des machines se révèle nettement moins coûteux que les équipements marémoteurs traditionnels. Autre argument non négligeable, la puissance d'un parc est évolutive.



PHOTO 14 ■ La belle de Paimpol ! Hydrolienne expérimentale Arcouest sur sa barge de transport (© EDF - Rémi Artiges).

L'hydrolien exploite l'énergie des marées et des courants sans les inconvénients d'un barrage. Le prototype Arcouest (450 kW) pourrait devenir le chef de file d'une nouvelle génération de machines hydroliennes de faible puissance dont la mise en œuvre est autrement plus aisée que celle des usines marémotrices.

Sous maîtrise d'œuvre EDF, l'hydrolienne expérimentale Arcouest est une turbine marine développée par l'irlandais OpenHydro et assemblée sur les chantiers navals DCNS à Brest, spécialisés dans l'armement. Depuis octobre 2011, cette première machine a été immergée à plusieurs reprises au large de Paimpol-Bréhat (Côtes d'Armor, France) pour une batterie de tests grandeur nature. À terme, d'autres hydroliennes seront immergées sur les mêmes fonds et composeront un parc démonstrateur unique au monde. La mise en place et l'atterrissage du câble électrique sous-marin de 15 km est prévue courant 2014.

D'autres projets de puissance industrielle soulignent l'imminence d'un déploiement commercial, probablement après 2015.

Plusieurs sites présentant des courants côtiers à fort potentiel sont identifiés en France métropolitaine. Les plus puissants sont le Raz-Blanchard entre le cap de la Hague et l'île d'Aurigny, le passage du Fromveur entre Molène et Ouessant, les Héaux de Bréhat au nord de Paimpol, le Raz de Sein entre la pointe du Raz et l'île de Sein, et le Raz du Barfleur devant l'île de Barfleur.

Les hydroliennes fonctionnent sur le même principe que les éoliennes mais turbinent de l'eau et non du vent. Un grand nombre de turbines pourrait être mises en place dans tous

les courants du monde, y compris dans le puissant Gulf Stream à quelques encablures des côtes de Floride. Cette filière industrielle naissante devrait créer des emplois à proximité des sites d'exploitation. À la pointe de l'innovation technologique, la direction de la Construction navale s'implante fortement sur le marché prometteur de l'éolien *offshore*, des énergies houlomotrices et des énergies thermiques des mers (ETM).

Énergie des vagues

Objectivement, le potentiel de l'énergie mécanique des vagues est l'un des plus importants au monde. Le rayonnement solaire et le vent pourraient potentiellement rivaliser avec l'omniprésence de la houle, l'éolien flottant étant d'ailleurs le fer de lance des énergies marines renouvelables.

Le mouvement des vagues est l'une des énergies renouvelables les plus denses. Sur l'Atlantique, leur puissance moyenne approche 45 kW/m en mer et 25 kW/m au plus près des rivages (kilowatt par mètre linéaire en front de vague).

Les prototypes se multiplient sur les rivages européens, ainsi WaveBob, Pelamis, Wavestar, Wave Dragon, Searev, Anaconda, Wave roller et autres concepts alignent des mécaniques aussi surprenantes que vulnérables.

Certains, orientés perpendiculairement à la ligne de crête, ondulent au gré de la houle côtière. Par exemple, Pelamis, constitué de 5 cylindres flottants de 3,5 m de diamètre, est capable de fournir une puissance remarquable de 0,75 MW. Wavebob est également une structure flottante mais se comporte plutôt comme un « culbuto ». Il peut s'installer au large et absorber les vagues de toutes les directions avec un encombrement réduit. Cette structure peut associer deux fonctions, balisage de hauts fonds et production d'électricité de 40 kW à 500 kW.

Sur l'Île de la Réunion, le projet « Houles australes » développé par EDF Énergies nouvelles et DCNS au large de Saint-Pierre est en phase de démonstration. En effet, un prototype a été immergé pour une batterie de tests en conditions d'exploitation. La montée en puissance des énergies marines à la Réunion s'inscrit dans un projet d'autosuffisance énergétique renouvelable en 2030. Cet objectif intègre 80 à 100 MW d'EMR et une forte action de maîtrise des consommations.

Dans un contexte insulaire, la houle présente des avantages permettant d'envisager un raccordement des générateurs au réseau en complément des autres énergies renouvelables et ressources conventionnelles. Cependant, toutes les machines houlomotrices doivent relever de nombreux défis technico-économiques tels que les contraintes de l'environnement marin et la concurrence des autres énergies marines.

Énergie thermique des mers (ETM)

Une idée jadis chère à Jacques Arsène d'Arsonval consiste à valoriser la différence de température mesurée entre les eaux de surface à 28 °C et les eaux profondes à 4 °C des mers intertropicales. L'énergie résultante anime une machine thermique très classique et produit de l'électricité en base, 24 h/24 h.

Les deux cycles thermodynamiques exploités sur les centrales ETM mettent en œuvre des technologies simples et éprouvées, canalisations, échangeurs thermiques, évaporateurs, condenseurs, fluides de travail, pompes et turbines. Les cycles ouverts utilisent exclusivement de l'eau dans le rôle de moteur et les cycles fermés exploitent de l'ammoniac. Cette dernière option offre de meilleurs rendements, environ 80 % au-delà de 10 MW.

TABLEAU 16 ■ Profil vertical de températures mesurées au large de Papeete (source : Eurocéan).

Profondeur (mètres)	Température (°C)
20	27,2
100	25,3
200	21,4
400	11,1
600	6,5
1 000	3,9

La différence de température entre les eaux de surface et les grands fonds marins permet la génération d'électricité via des cycles thermodynamiques largement éprouvés dans l'industrie, mais aussi la désalinisation d'eau de mer, la climatisation, etc. Chaque degré Celsius d'écart supplémentaire accroît la production d'électricité de 12,5 % à 25 %.

Des canalisations de fort diamètre collectent l'eau froide à 1 000 m de profondeur avec un débit d'environ 1,5 m³/seconde pour une station de puissance brute de 1 MW, ou travaillent en boucle avec un fluide caloporteur. Les systèmes sont supportés par des barges ancrées à la verticale de fonds appropriés. Dans ce cas, la production exclusivement électrique est transportée à terre *via* des câbles dédiés. D'autres démonstrateurs ETM installés à terre permettent la multivalorisation de la ressource sous forme de climatisation, production de chaleur et d'électricité, désalinisation, aquaculture, etc. Les infrastructures terrestres se révèlent nettement moins vulnérables aux cyclones et plus accessibles, mais nécessitent la pose de conduites d'adduction d'eau froide plus longues.

L'île de la Réunion vise une autonomie électrique 100 % renouvelable en 2030, les versions commerciales des prototypes ETM permettraient l'économie annuelle de 400 000 tonnes de charbon dans le mix énergétique local. Leur potentiel pourrait avoisiner 160 MW, soit le quart de la puissance installée sur l'île. La DCNS, déjà actrice dans les énergies marines renouvelables à la Réunion, est présente avec une plate-forme de 1,5 MW en phase pré-industrielle et l'ambition de confirmer l'intérêt de la technologie ETM dans d'autres régions du monde.

Dans un registre aérien, l'éolien marin en quête de productivité tutoie les sirènes et s'éloigne des rivages. De nouvelles machines semi-submersibles s'affranchissent des contraintes de profondeur caractéristiques des parcs éoliens *offshore* posés sur les fonds. Déjà opérationnelles, ces dernières réindustrialisent l'Ouest européen. La France saute dans le train éolien en marche avec des arguments de poids.

ÉLECTRONUCLÉAIRE PARMI LES GRANDS

Mater l'océan de Saint-Malo à Port-Bail ! Vingt-quatre mille mégawatts turbinant à perdre haleine au gré des marées sur 80 km d'une digue pharaonique... Mais De Gaulle a tranché : dans le sillage de Marcoule, l'avenir électrique de la France s'écrira d'abord à Chinon, puis à Fessenheim. Accueilli dans un monde de perfection, le visiteur d'un jour découvre des usinages extraterrestres, des métaux rares et des Terriens assidus. Plus qu'ailleurs, vivre en ce lieu est une responsabilité collective. Dans le saint des saints, la rigueur est religion. Le cœur du réacteur ouvert souligne la beauté technique d'un alliage de zirconium, noyé sous 17 mètres d'eau borée.

Au cœur des débats, la centrale 150 mégawatts de Gardanne consommera annuellement près d'un million de tonnes de bois déchiqueté et rejettera 1,8 million de tonnes de CO₂ pour alimenter 16 600 foyers en électricité. Dans le même temps, 63 100 mégawatts nucléaires français fourniront l'électricité à trente-trois millions de compteurs et utiliseront 1200 tonnes de combustible.

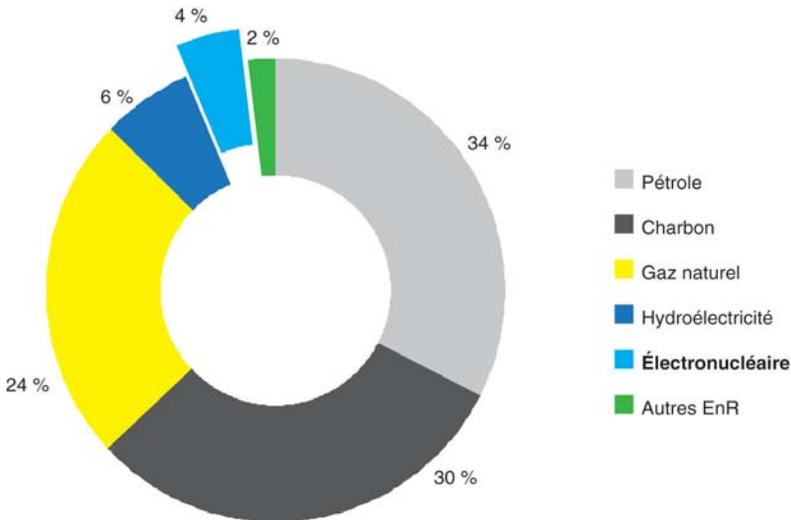


FIGURE 35 ■ Production d'énergie électronucléaire dans le monde
(source : BP Statistical review of world energy, 2013).

560,4 Mtep électronucléaires ont été produits en 2012 (1,53 Mtep/jour).

Au large des poudrières

La réponse au soutien militaire apporté par les États-Unis à Israël pendant la guerre du Kippour est cinglante. Le 16 octobre 1973, les principaux pays producteurs de pétrole réunis à Koweït City décident d'augmenter sur le champ le prix du baril de 70 % et de réduire de 5 % les livraisons mensuelles à destination de l'Europe occidentale et des États-Unis. Le pétrole représentait alors 76 % de l'approvisionnement énergétique de la France et l'option nucléaire tentait de répondre à une volonté de limiter la dépendance du pays, notamment face à des événements, à coup sûr, reproductibles.

Quarante ans plus tard, les champs pétrolifères d'Orient sont toujours explosifs, mais 75,5 % de l'électricité consommée par les Français provient de la fission d'atomes d'uranium 235 (75,5 % tous producteurs confondus, 87 % de la production EDF). Cinquante-huit groupes électro-nucléaires œuvrent et se relaient 24 h/24 h pour assurer la sécurité électrique de l'Hexagone.

Les ressources d'uranium, abondantes et relativement sûres, proviennent du Canada, d'Australie, du Niger et du Gabon pour l'essentiel.

Petit parmi les grands, le nucléaire civil représenterait seulement 7 % des productions d'énergie de la planète en 2030, loin derrière les charbons, pétroles, gaz et l'hydraulique.

La France est le second producteur d'électricité nucléaire du monde mais d'autres grands pays lancent ou poursuivent leur propre programme de construction : Royaume-Uni, Finlande, Chine, États-Unis, Pologne organisent une navigation électrique viable à bonne distance des fluctuations du pétrole.

Fission, comment ça marche ?

Un groupe électronucléaire est avant tout un générateur de chaleur chargé de transformer de l'eau en vapeur sous pression, laquelle va entraîner une turbine couplée à un alternateur. Rien de nouveau jusque là, le rendement est comparable aux cycles de Carnot conventionnels, environ 30 à 32 %.

Par contre, l'intégration de combustible fissile est une orientation technologique radicalement différente, capable de délivrer une énergie considérable. Un seul gramme de matière fissile produit approximativement 24 000 kWh, soit l'équivalent de la consommation annuelle de deux familles françaises résidant dans des logements récents.

L'uranium naturel est un élément stable parmi les plus lourds. Il est un mélange de trois isotopes : U238 (99,3 %), le plus complexe avec 146 neutrons et 92 protons, U235 (0,7 %) composé de 143 neutrons et 92 protons, U234 (rare) avec 142 neutrons et 92 protons.

La stabilité des atomes d'uranium dépend du nombre de neutrons et de protons composant leur noyau. Un atome instable, dit « radioactif », dégage un rayonnement. Les combustibles fossiles, le radon, la radiothérapie, certaines industries, l'air, l'eau, le granite et les aliments émettent en rayons alpha, bêta, gamma.

- Rayonnement alpha (α) : deux neutrons et deux protons sont séparés du noyau, une particule alpha est alors émise. Alpha est arrêté par une feuille de papier et fait partie de notre « bruit de fond » naturel.

- Rayonnement bêta (β) : généré par la conversion d'un proton en neutron (bêta +) ou d'un neutron en proton (bêta -).
 - Bêta - (électron) est stoppé par une feuille d'aluminium de quelques millimètres, ou 1 centimètre de plexiglas.
 - Bêta + (positon) est assimilable à un rayonnement gamma.
- Rayonnement gamma (γ) : flux de photons très énergétiques, capables de traverser plusieurs centaines de mètres d'air. Ils sont arrêtés par de très fortes épaisseurs de béton, de plomb ou d'eau. Les rayons gamma accompagnent les rayonnements alpha et bêta mais ne modifient pas la structure du noyau.

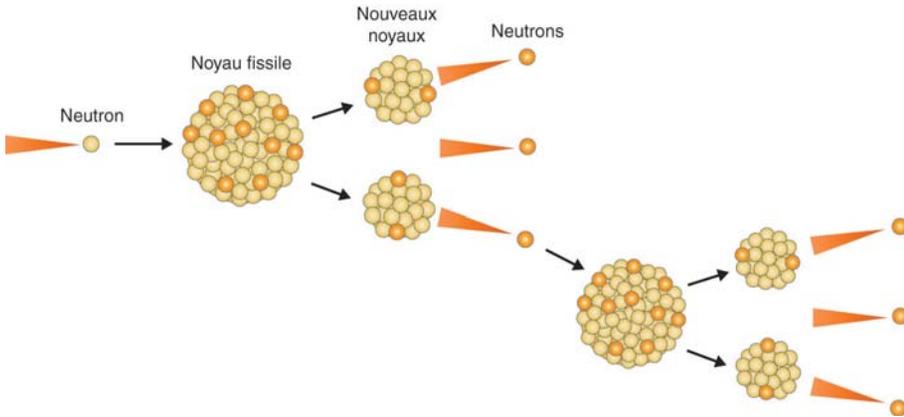


FIGURE 36 ■ Principe de fission d'atomes d'uranium U235.

Dans ce turbulent billard, la projection de neutrons casse les noyaux d'atomes d'uranium 235. Cette division libère une grande quantité d'énergie sous forme de chaleur, et projette à nouveau 2 à 3 neutrons, qui à leur tour iront briser d'autres noyaux. L'intervention d'un modérateur (eau borée) limite le nombre de fissions à un niveau contrôlé.

Après un minimum de 3 ans de ce traitement musclé, le combustible appauvri est remplacé, puis recyclé à 96 %, le solde est entreposé sur le site de la Cogema-Hague (France) qui accueille, retraite et conditionne les produits de haute activité à vie longue.

Chapitre génie civil, les bâtiments réacteurs de Civaux, Chooz et les 20 unités de 1 300 MW françaises ont une double enceinte de confinement en béton extrêmement résistante. Le réacteur EPR, quant à lui, superpose l'enceinte d'un 900 MW et la double enceinte des 1 300 MW et 1 500 MW de type N4. Soigneusement abrité et protégé par cette enveloppe protectrice, l'ultime cœur du réacteur est une cuve d'acier forgé revêtue d'acier austénitique inoxydable, dans laquelle la fission d'atomes génère une grande quantité d'énergie.

Ce cœur survitaminé est le point d'orgue d'une puissante chaîne de composants dont le but est de satisfaire la demande d'électricité.

Selon le type de réacteur, le « saint des saints » électronucléaire est animé par des neutrons rapides sans modérateur (surgénérateur) ou des neutrons lents dont l'activité est contrôlée par un absorbeur présent dans les barres de contrôle (réacteurs à eau pressurisée) et par l'eau borée du circuit primaire.

Le circuit primaire est le premier maillon entre le cœur du réacteur et les machines tournantes. Son fluide peut être de l'eau chaude pressurisée, du CO_2 , des sels fondus...



PHOTO 15 ■ Tour de refroidissement de la centrale nucléaire de Civaux (France).

Les deux réacteurs à eau pressurisée de la centrale de Civaux comptent parmi les machines les plus puissantes construites à ce jour. Leur puissance unitaire (4 300 MW – 5 800 000 hp) est 250 fois supérieure à celle du lanceur Ariane 5. Chaque tranche N4 restitue 1 500 MW électriques. La filière nucléaire produit des déchets radioactifs mais rejette peu de gaz à effet de serre.

La salle des machines, quant à elle, abrite la turbine motrice, l'alternateur et le condenseur. L'énergie dégagée par la réaction nucléaire est transformée en électricité *via* le circuit vapeur et la ligne d'arbre de plus de 1 500 tonnes parfaitement équilibrée, indéfectiblement lancée à 1 500 tours par minute, très précisément.

Réacteurs à eau pressurisée (REP)

La plupart des réacteurs en service dans le monde sont des cycles ouverts, ou « sous-générateurs », qui usent leurs combustibles pendant un minimum de 3 années avant de les envoyer en confinement dans un entrepôt de longue durée. Seul « surgénérateur » de capacité industrielle, Superphénix tutoyait le mythe du mouvement perpétuel et pouvait fonctionner en cycle fermé.

Les réacteurs à cycle ouvert mettent en œuvre des neutrons lents, freinés par l'acide borique dilué dans l'eau du circuit primaire. Le bore ralentit les neutrons et augmente les probabilités de rencontre avec les noyaux fissiles (U235, plutonium 239). L'ajout d'un modérateur (deutérium, eau, graphite, bore, gadolinium, cadmium...) accroît également les possibilités de fissions en chaîne à partir de combustibles extraits d'uranium naturel incluant seulement 0,7 % de U235, mais enrichi à 3-4 %.

Les centrales électronucléaires opérationnelles sur le territoire français sont animées par des réacteurs de type REP (réacteur à eau pressurisée), les plus récents et les plus puissants étant ceux de Civaux (Vienne) et Chooz (Ardennes). Ces machines de seconde génération succèdent à la filière UNGG (uranium naturel, graphite, gaz) aujourd'hui abandonnée. L'un des derniers vestiges de cette première génération nucléaire, la célèbre « boule » de Chinon (Indre-et-Loire) fermée en 1969, s'est transformé en musée de l'atome pendant de nombreuses années. Il est aujourd'hui fermé au public. Ces réacteurs utilisaient de l'uranium non enrichi, un caloporteur gaz carbonique et un modérateur graphite.

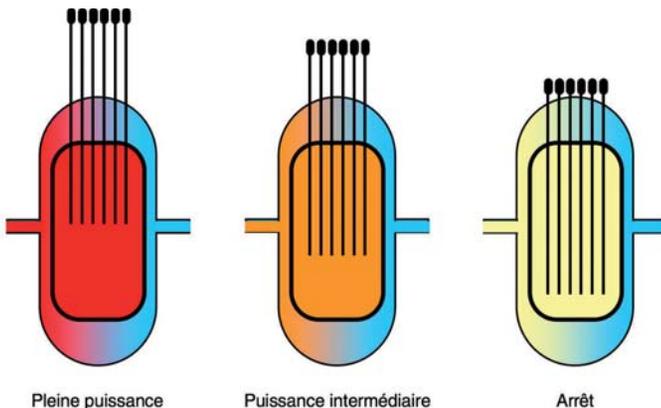


FIGURE 37 ■ Contrôle de puissance des réacteurs à eau pressurisée.

Le contrôle de la fission est réalisé par le modérateur (eau légère borée) chargé de ralentir les neutrons. La modulation de puissance et l'arrêt complet du réacteur sont réalisés par l'action de barres de graphite plus ou moins plongées dans les assemblages combustibles. L'arrêt complet du réacteur s'effectue en moins de 2 secondes.

Les réacteurs à eau pressurisée exploités en France utilisent un oxyde d'uranium naturel enrichi de 3 à 4 % d'uranium 235 (UO₂). Dans certaines centrales, ces combustibles UO₂ conditionnés sous forme de pastilles sont remplacés par du MOX, mélange d'oxyde de plutonium et d'oxyde d'uranium appauvri permettant le recyclage du plutonium 239 généré lors du bombardement du U238 par les neutrons.

Le chargement des réacteurs varie selon leur puissance. Par exemple, chaque pastille combustible des REP de Civaux pèse 7 à 8 grammes. La première étape de leur mise en réseau est réalisée par leur empilage dans des « crayons ». Ces gaines hermétiques en alliage de zirconium contiennent chacune 316 pastilles.

Chaque assemblage de REP 1 500 MW regroupe 205 crayons (157 crayons par assemblage/900 MW et 193 crayons par assemblage/1 300 MW).

Pour fixer un ordre de grandeur matérielle, chacun des assemblages de REP 1 500 MW mesure 4,79 m de long et pèse 780 kg. Au total, le réacteur d'une tranche 1 500 MW type Civaux contient 17 101 920 pastilles combustibles confinées dans 54 120 crayons. Ces gaines étanches représentent un total de 110 tonnes d'uranium, renouvelées chaque année par cycle de 36 tonnes.

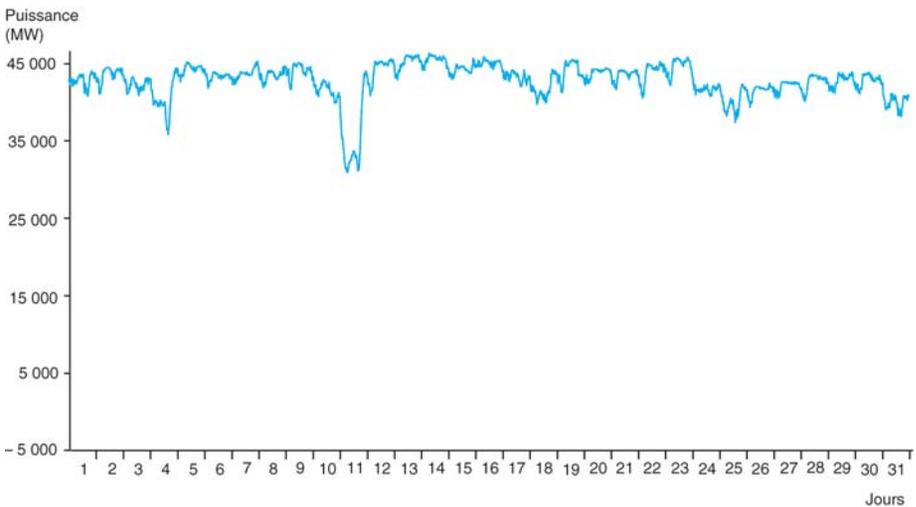


FIGURE 38 ■ **Mégawatts fournis au réseau par les centrales électro-nucléaires en France. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014** (d'après RTE).

75 % de l'électricité française provient de centrales nucléaires, la filière représente 4 % de l'énergie totale consommée dans le monde. La fission de l'atome d'uranium produit de l'électricité en base avec peu de rejets de gaz à effet de serre. Dans de nombreux pays voisins, cette tâche est confiée à des centrales au charbon fortement émettrices de CO₂.

Outre son rôle ralentisseur de neutrons, l'eau pressurisée en place dans le cœur du réacteur véhicule la chaleur produite par la fission vers le générateur de vapeur. Cet échangeur thermique sophistiqué situé à l'intérieur du bâtiment réacteur exploite la chaleur transmise par le circuit primaire (155 bars à 320 °C) pour générer de la vapeur dans le circuit secondaire et entraîner la turbine motrice à trois étages. Chacun correspond à un niveau de pression et de température :

- étage haute pression : 71 bars/286 °C ;
- étage moyenne pression : 10 bars/268 °C ;
- étage basse pression : 3 bars/151 °C.

Le générateur de vapeur contient 3 500 à 5 600 tubes dont l'intégrité est un enjeu crucial pour la sûreté.

La vapeur du circuit secondaire est refroidie par les aérorefrigérants *via* le condenseur, second système d'échange situé en aval de la turbine. Les circuits primaire, secondaire et refroidissement fonctionnent en boucle. Seuls les aérorefrigérants compensent l'évaporation par des apports d'eau externes, environ 1 m³ par seconde.

Le réacteur de troisième génération EPR (*European Pressurized Reactor*) en chantier à Flamanville (France) et Olkiluoto (Finlande) est une ultime évolution franco-allemande des réacteurs REP de type N4 de Civaux et Chooz. Il proposera de meilleures performances, un moindre coût d'exploitation, entraînera un alternateur de 1 600 MW et réduira la production de déchets de 30 %.

Le principe de fonctionnement de l'EPR n'est pas innovant et s'inscrit dans la lignée des « cycles ouverts » classiques. Cependant, un certain nombre d'évolutions technologiques portent son taux de disponibilité de 83 % sur les réacteurs REP, à 91 %.

La durée et la périodicité de rechargement est estimée à 15 jours tous les 24 mois (30 jours/18 mois sur les REP). L'EPR utilisera de l'uranium enrichi à 5 % en masse, mais pourra exploiter jusqu'à 50 % de combustible MOX.

Ce nouveau réacteur entraînera un alternateur de 1 600 MW avec une puissance thermodynamique équivalente à celle d'un groupe REP 1 450 MW.

L'amélioration du rendement laisserait entrevoir une réduction du coût final d'environ 10 % par kilowattheure produit.

Les surgénérateurs détiennent-ils les clés de l'avenir électrique ?

Peut-être... La filière « Réacteurs à neutrons rapides (RNR) » ne manque pas d'attraits et contribuera sans doute à l'élaboration des systèmes électriques du futur, bien avant la fusion nucléaire. L'un des principaux atouts des surgénérateurs réside dans leur capacité à générer davantage de matière fissile qu'ils n'en consomment. Concrètement, ils sont capables d'extraire 80 fois plus d'énergie de la fission que les REP, et sont en capacité d'offrir une ressource énergétique presque inépuisable.

Contrairement aux réacteurs REP qui réalisent des fissions en chaîne avec des neutrons lents, les surgénérateurs ont besoin d'un combustible au plutonium, ou enrichi de 15 % à 20 % d'uranium 235, et de neutrons rapides pour fonctionner. Très énergétiques, ces derniers sont en mesure de casser des atomes plus lourds que les atomes naturellement fissiles. Ils peuvent, par exemple, convertir des atomes fertiles (U238) en atomes fissiles (plutonium 239) et créer une surgénération, au sens plein du terme, en produisant davantage de nouveaux noyaux fissiles que la fission n'en consomme. Plus précisément, la collision d'un

neutron rapide avec le noyau d'un atome de plutonium 239 génère 2,3 nouveaux neutrons rapides, l'un destiné à une nouvelle fission, l'autre à la régénération de plutonium, le dernier est inutilisé.

Cependant, dans un surgénérateur, les neutrons rapides sont moins aisément capturés par les noyaux. La probabilité de fission est plus faible et le rendement de réaction s'en trouve altéré. Pour pallier cet inconvénient, le cœur combustible très fortement enrichi est couvert d'uranium fertile U238. La présence de cet élément augmente les probabilités de capture des neutrons par les noyaux et génère à nouveau du plutonium, fermant ainsi le cycle par lequel le combustible « fabrique » du combustible.

Contrairement aux réacteurs à cycle ouvert, REP, CANDU (*Canadian Deutérium, Uranium*) ou autres, recourant à un modérateur, la fission dans un surgénérateur est autorégulée. En effet, les neutrons rapides, ralentis par un grand nombre de chocs sur les noyaux lourds, sont capturés dans la couverture d'uranium fertile avant qu'ils génèrent de l'énergie sous forme de chaleur, annulant ainsi les possibilités de réactions en chaîne explosives. À cet égard, les surgénérateurs sont plus sûrs que les réacteurs à eau pressurisée classiques. Par contre, le sodium utilisé pour le refroidissement réagit violemment au contact de l'air et de l'eau.

Superphénix (France) est le seul surgénérateur ayant produit de l'électricité à l'échelle industrielle ; il a été arrêté en 1997. La recherche sur les réacteurs de quatrième génération pourrait redonner vie à la filière RNR, ici et ailleurs. La Russie travaille ardemment sur le surgénérateur de Beloyarsk près de Sverdlosk (Oural) avec deux réacteurs de 600 MW et 800 MW.

Un important travail de maturation est en cours d'accomplissement, mais l'essentiel est réalisé. Dans le sillage de Phénix, Superphénix et Beloyarsk, la surgénération reviendra probablement dans l'actualité industrielle.

Cycle des combustibles en France

Après avoir effectué leurs services quotidiens, pétroles, gaz, charbons, bois achèvent leurs combustions imparfaites sous forme d'émissions de gaz à effet de serre, partiellement absorbées par les végétaux et la surface des océans. Les conséquences du réchauffement climatique bouleverseront profondément la vie sur l'ensemble du globe pendant plusieurs milliers d'années.

Également inscrits dans la lignée des cycles ouverts imparfaits, les combustibles nucléaires en fin de vie sont radiotoxiques au-delà de l'échelle humaine pour certains, et requièrent une attention particulière. Contrairement à de très nombreux effluents industriels et domestiques liés à la production d'électricité ou de chaleur sur la base de ressources fossiles ou compensées, les sous-produits de l'industrie nucléaire sont répertoriés, recyclés, conditionnés et stockés.

Les combustibles utilisés dans les réacteurs REP sont recyclables à 96 %. Il est possible d'en extraire les matières énergétiques exploitables dans une seconde vie sous forme de MOX.

Le cycle des combustibles nucléaires regroupe cinq opérations principales.

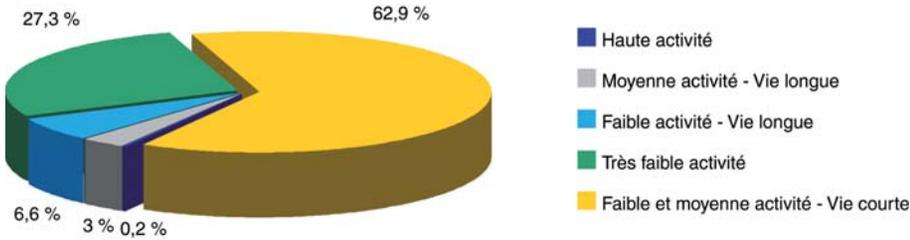


FIGURE 39 ■ **Volume des déchets radioactifs recensés en France au 31/12/2010, par niveau d'activité, toutes origines confondues** (source : Andra).

Les déchets de haute activité (0,2 % en volume) représentent 96 % de la radioactivité totale des déchets radioactifs produits en France au 31/12/2010. Les déchets de moyenne activité à vie longue (3 % en volume) représentent 4 % de ce total. Les plus communs, de faible et moyenne activité à vie courte (62,9 % en volume), mais aussi de très faible et faible activité (respectivement 27,3 % et 6,6 % en volume) ne dépassent pas 0,04 %. Tous ces sous-produits de l'industrie, médecine et énergie sont soigneusement recensés et gérés.

• **Extraction du minerai d'uranium**

Le minerai d'uranium provient actuellement des mines du Canada, d'Australie, du Gabon et du Niger. Les ressources françaises ne sont plus suffisamment rentables mais ont été exploitées jusqu'en 2001, essentiellement en Haute-Vienne.

• **Élaboration du combustible**

Le minerai est généralement concassé et concentré près des mines. Avant concentration, le taux d'uranium varie de 0,1 % à 0,5 % par tonne de minerai naturel. Après concentration, le « *yellow cake* » (gâteau jaune) contient 75 % d'uranium. Cet oxyde d'uranium est ensuite raffiné et converti en tétrafluorure d'uranium (UF₄) puis enrichi.

L'enrichissement consiste à augmenter la proportion d'uranium 235 fissile (présent naturellement à 0,7 %), par ultracentrifugation ou diffusion gazeuse. Le combustible utilisé par les réacteurs REP est enrichi de 3 % à 4 % d'U235.

À ce stade, l'oxyde d'uranium est une poudre noire qui sera compressée en petits cylindres de 1 centimètre de longueur et de diamètre puis cuite au four. Ces pastilles sont ensuite conditionnées et assemblées en éléments combustibles pour former le cœur du réacteur.

• **Exploitation des combustibles dans les réacteurs électronucléaires (cycles de 3 ans)**

La fission d'atomes d'uranium 235 génère en moyenne 75 % de l'électricité consommée par les Français avec une efficacité massique dix mille fois supérieure à celle du charbon, des hydrocarbures ou du bois.

• **Retraitement du combustible usagé**

Le retraitement consiste à séparer les composants des assemblages combustibles pour recycler l'uranium et le plutonium restant, en vue d'une réutilisation ultérieure, notamment l'élaboration de MOX. L'uranium récupéré peut à nouveau être enrichi à plus de 3 %.

France, Russie, Grande-Bretagne et Japon possèdent leurs propres usines de retraitement. L'Allemagne, la Suisse et la Belgique ne possèdent pas de telles installations et recourent par conséquent au centre de retraitement de déchets nucléaires de La Hague (France).

• **Classement et stockage des déchets radioactifs, toutes origines confondues**

Parmi une multitude de déchets radioactifs d'origines très diverses, les produits de fission en fin de course technologique issus de l'industrie électronucléaire sont entreposés en France sur divers lieux de stockage « réversibles », c'est-à-dire toujours accessibles pour des opérations de mise en conformité avec la loi du 28 juin 2006.



PHOTO 16 ■ **Stockage de déchets radioactifs de l'Aube (France)** (photo Andra).

En fin de vie, les déchets radioactifs ultimes de diverses origines sont classés et entreposés sur des sites réversibles avec une rigueur proche de l'absolu, conformément à la loi du 28 juin 2006. Une infime proportion d'entre eux resteront actifs pendant plusieurs millions d'années. Dans le même temps, le changement climatique lié aux émissions de gaz à effet de serre ne souffre d'aucune interdiction notoire et prend effet immédiatement pour une période indéterminée à l'échelle géologique.

Le niveau de radioactivité des déchets est classé en 4 niveaux :

- très faible activité ;
- faible activité ;
- moyenne activité ;
- haute activité.

La période radioactive est classée en 3 niveaux :

- déchets à vie très courte dont la radioactivité est divisée par deux en moins de cent jours ;
- déchets à vie courte contenant en majorité des radioéléments dont la radioactivité est divisée par deux en moins de 31 ans ;
- déchets à vie longue contenant essentiellement des radioéléments dont la radioactivité est divisée par deux en plus de 31 ans. Ils incluent les combustibles retraités dégageant de la chaleur (en France, ces derniers représentent environ 10 grammes/an/habitant).

TABLEAU 17 ■ Classification des déchets radioactifs en France, toutes origines confondues (source : Andra).

	Vie très courte < 100 jours	Vie courte < 31 ans	Vie longue > 31 ans
Très faible activité	Gestion par décroissance radioactive sur le site de production — Élimination par les filières conventionnelles	Stockage de surface Cires - Aube	
Faible activité		Stockage de surface — Centre de stockage de l'Aube	Stockage faible profondeur à l'étude Loi du 28/06/2006
Moyenne activité		—	
Haute activité		Stockage profond à l'étude Loi du 28/06/2006	

Les critères de classement des déchets radioactifs varient suivant les pays. Par exemple, le Japon classe ses déchets selon leur origine alors qu'en Allemagne la classification est réalisée en fonction du dégagement de chaleur. En France, les déchets sont classés par niveau de radioactivité (quantité de rayonnement émis par les éléments radioactifs) et période radioactive (quantifie la durée à l'issue de laquelle l'activité initiale est divisée par deux).

L'Andra (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) exploite des centres de stockage, dans l'Aube et dans la Manche, permettant de gérer définitivement 90 % du volume des déchets radioactifs français. Le reste est en attente de création de centres de stockage appropriés. Les installations de La Hague (Manche) et de Marcoule (Gard) entretiennent provisoirement plus de 90 % de la radioactivité des déchets français.

Fusion thermonucléaire, objectif 2070

Maîtriser et mesurer 150 millions de degrés Celsius en sustentation dans un tore électromagnétique sous vide (tokamak) est un défi technologique inédit. Créer de telles températures dans un four à micro-ondes géant et les exploiter industriellement est un autre enjeu des années 2070.

Pour aborder le débat, considérons que les réacteurs REP consomment et rejettent des ressources. Les surgénérateurs améliorent la donne en autoproduisant une part du combustible dont ils ont besoin. La fusion, quant à elle, fabrique 10 fois plus d'énergie qu'elle n'en consomme sans émettre de pollution et libère 4 millions de fois plus d'énergie que le charbon, le gaz, le fioul ou le bois.

Par exemple, un générateur fusion de 2 000 MW consommera annuellement 250 kg de tritium et autant de deutérium. En bout de chaîne, il rejettera de l'hélium, gaz inerte aux multiples usages médicaux et industriels. Dans le même temps, une centrale charbon de puissance équivalente engloutira 5,5 millions de tonnes de combustible et produira presque autant de CO₂.

Quelques grammes de deutérium et de tritium sont nécessaires au maintien de la fusion. Les conditions draconiennes nécessaires à son obtention limitent *a priori* les risques d'emballement, le moindre écart entraînerait l'arrêt immédiat de la réaction et le refroidissement du plasma.

Quels carburants pour la fusion ?

Dans l'état actuel des connaissances, la réaction deutérium-tritium se révèle la plus accessible et sera utilisée dans le programme ITER pour réaliser la fusion.

Le deutérium, inépuisable, est issu de distillation d'eau de mer (33 mg par litre) banalement réalisée à des fins industrielles, entre autres. Le tritium est un autre isotope de l'hydrogène présent en quantité infime à l'état naturel, mais qui peut aussi dériver du lithium, dont les réserves sont très abondantes. Selon le CEA, « si la fusion devait à elle seule assurer l'intégralité de l'approvisionnement électrique de la planète, les réserves connues de lithium y pourvoiraient pendant au moins 1 000 ans ». Cependant, pour exister économiquement, la réaction de fusion devrait fabriquer la totalité du tritium nécessaire à son fonctionnement via l'interaction de neutrons à haute énergie avec le lithium présent dans les parois du tokamak (tore électromagnétique). Ce concept bientôt expérimenté par le projet ITER portera peut-être ces générateurs du futur vers une indépendance énergétique, si les investisseurs lui prêtent vie !

ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*) et DEMO (*Demonstration Power Plant*)

Ce projet est à la production d'énergie ce qu'est l'avion de Blériot à l'aviation. Avant de faire le tour du monde sans escale, il a fallu apprendre à voler.

Le réacteur thermonucléaire expérimental international ITER, en chantier à Cadarache (France), devrait entrer en exploitation en 2020 pour une durée de 21 ans.

Son utilisation effective n'excèdera pas 400 heures, fractionnées en séquences de quelques secondes ou minutes, dédiées à la recherche.

Le premier objectif du programme ITER est de fournir une puissance de 500 MW avec un apport dix fois moindre pendant 400 secondes. La seconde cible est le maintien d'un plasma pendant 1 000 secondes. Un troisième défi consistera à autoproduire le tritium de fusion à partir du réacteur lui-même.

Dans la seconde moitié du siècle, un réacteur de production DEMO pourrait succéder à ITER pour démontrer la pertinence commerciale de tokamaks industriels.

Combustion, fission ou flux renouvelables ?

Le réchauffement climatique dessine chaque année plus précisément une probabilité d'extinction massive des espèces. Il est trop tard pour effectuer un demi-tour, le règne des vivants va subir les affres de son histoire. La combustion d'hydrocarbures, de gaz, de charbons, mais aussi de bois, en est la cause principale mais n'est pas ralentie pour autant.

Le miracle énergétique n'existe pas : 75 % de l'électricité consommée par les Français provient de la fission d'atomes d'uranium 235. Cinquante-huit groupes électronucléaires œuvrent pour assurer la sécurité électrique du pays. Les déchets à vie longue posent des problèmes aussi cruciaux que les gaz à effet de serre, mais contrairement à ces derniers, ils sont contenus sur des sites maîtrisés.

Difficile d'identifier la moins mauvaise ou la meilleure des solutions énergétiques. Toutes sont justement contestables, flux renouvelables et bois compensés n'échappent pas à la règle. Le quotidien est un compromis permanent entre services et nuisances. Son évolution dépend directement de nos choix de consommations et de l'évolution des technologies.

BIOMASSE, L'ÉNERGIE DU VIVANT

Chaque année, près d'un million de tonnes de rémanents forestiers et de rebuts de l'industrie seront brûlés à Gardanne pour fournir 9 kW électriques à 16 660 foyers. Trois fois plus performant, le chauffage bois énergie présente un catalogue de technologies à haut rendement de combustion adaptées aux cycles de renouvellement des tailles et au respect de la biodiversité.

Les agrocarburants contribuent à la propulsion de la plupart des véhicules de la planète. Dans la rubrique gaz de combustion, les gaz de décharges et de méthaniseurs jouissent de belles perspectives de développement. Contrairement à leurs proches cousins fossiles, ils sont renouvelés à très court terme et il n'est pas nécessaire de réaliser de coûteux forages pour les extraire.

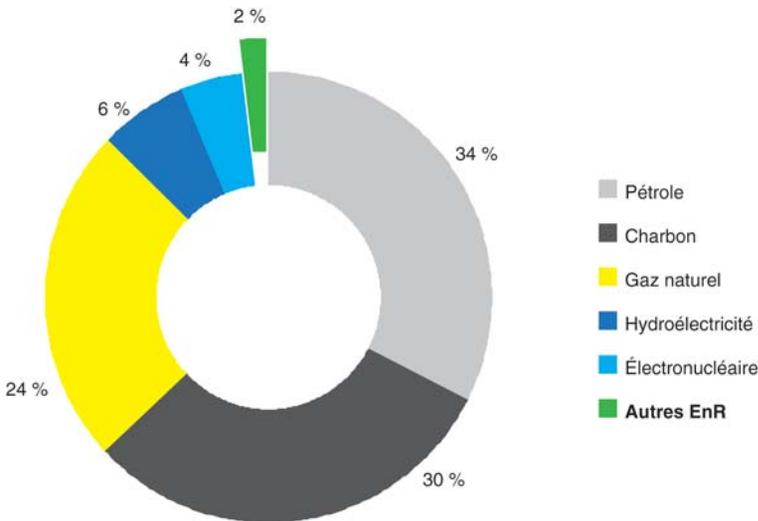


FIGURE 40 ■ Production d'énergie par les EnR dans le monde (hors hydroélectricité)

(source : BP Statistical review of world energy, 2013).

60,22 Mtep d'agrocarburants et biogaz ont été produites en 2012 (0,16 Mtep/jour).

AGROCARBURANTS, LE PÉTROLE DES CHAMPS

Agrocarburants de première génération

Seule l'appellation diffère. Dans les faits, biocarburants, agrocarburants ou pétroles verts désignent les mêmes carburants non fossiles élaborés à partir de ressources organiques renouvelables, oléifères, sucrières, lignocellulosiques ou algales.

Fréquemment contestés, notamment à cause de la conversion de vastes zones de cultures alimentaires en monocultures énergétiques, les biodiesels et bioéthanol de première génération piétinent. Leur croissance européenne est passée de 41,7 % en 2007-2008 à 2,7 % sur la période 2010-2011, avec un niveau de consommation pour les transports stabilisé aux alentours de 13,9 millions de tonnes équivalent pétrole par an (13,9 Mtep).

Les agrocarburants sont brûlés purs, à l'exemple de l'éthanol au Brésil et du biodiesel en Allemagne, ou mélangés aux carburants pétroliers dans des proportions variables selon les législations et l'aptitude des moteurs.

En France, 70 % de l'éthanol est produit par de la betterave et 30 % provient de cultures céréalières, blé et maïs, ou de pomme de terre. Le biodiesel, quant à lui, puise copieusement dans le jaune flamboyant des champs de tournesol et de colza de nos bocages (65 % de l'huile de colza française est destinée au biodiesel).

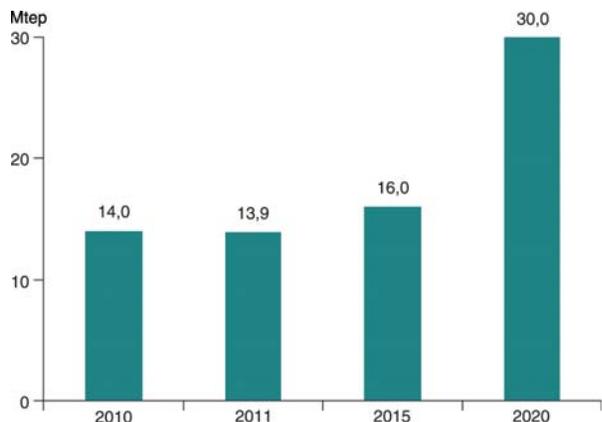
Concurrence alimentaire

Les filières agrocarburants réduisent la dépendance aux pétroles fossiles et limitent les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, le bilan énergétique, environnemental, social et économique des premières générations est probablement perfectible.

FIGURE 41 ■ Hypothèses de consommation d'agrocarburants dans l'UE, de 2015 à 2020, en millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep)

(source : Observ'ER).

La consommation européenne d'agrocarburants devrait repartir à la hausse dès 2015. Leur répartition par filière est très largement favorable au biodiesel (77,3 %). Le bioéthanol représente 21,1 %, les huiles végétales 1,3 % et le biogaz carburant 0,3 %.



En France, environ 2,83 millions de tonnes d'agrocarburants sont consommées annuellement (2,12 Mt diesel et 0,710 Mt éthanol). Le biodiesel français est tiré de cultures de colza et tournesol en provenance de France et d'Europe, mais aussi d'huile de soja et de palme d'importation (25 % de l'huile destinée aux carburants). La filière biodiesel mobilise environ 60 000 agriculteurs français.

L'éthanol incorporé aux essences disponibles à nos stations services provient presque exclusivement de l'agriculture française.

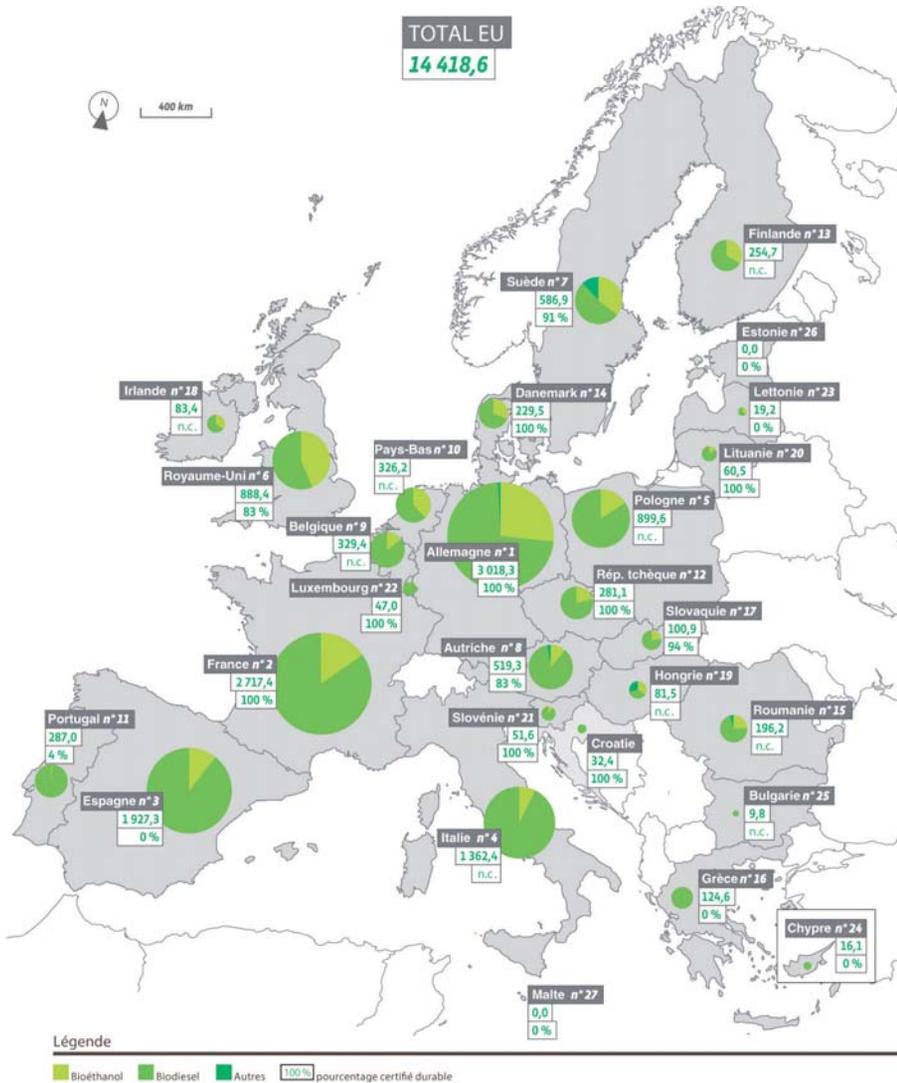


FIGURE 42 ■ Consommation d'agrocarburants dédiés aux transports fin 2012 en Europe, avec les parts respectives de chaque filière en kTep (source : étude EurObserv'ER 2013).

La Suède vise un parc de véhicules 100 % propres à l'horizon 2030. La France, l'Allemagne et l'Espagne sont les moteurs de l'Europe. En 2012, les Espagnols ont consommé près de 2 millions de tonnes de biodiesel et 324 000 tonnes de bioéthanol pour leurs transports.

Les agrocarburants de première génération ouvrent la voie vers une moindre dépendance aux pétroles fossiles, mais empiètent sur l'alimentation des populations.

Côté environnement, le 17 octobre 2012, la Commission européenne a proposé une modification de la « directive 2009/28/CE relative à la promotion et à l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables » visant à « réduire les effets climatiques de la production de biocarburants » en Europe et à restreindre la conversion de terres agricoles dédiées à l'alimentation en cultures énergétiques. En filigrane, l'Institution encourage le développement d'une seconde génération d'agrocarburants plus performants et durables, élaborés à partir de ressources non alimentaires.

La Commission entend renforcer les critères environnementaux encadrant les agrocarburants, notamment en termes de rejets de dioxyde de carbone (CO₂). Par exemple, dès 2013, les émissions de gaz à effet de serre des filières agrocarburants européennes doivent être au moins 35 % inférieures à celles des essences et gazoles fossiles. Ce seuil minimal sera porté à 50 % dès 2017, avec une option forte à 60 % souhaitée par l'autorité européenne (directive 98/70/CE concernant la qualité des carburants essence et diesel).

Le volume de pétroles verts de première génération est limité par la disponibilité des surfaces agricoles et le rendement des cultures. Pour accroître la présence de ces carburants aux stations services, la filière doit recourir à de nouvelles biomasses, non alimentaires.

Agrocarburants de seconde génération

Une nouvelle filière, en développement, produira à terme des carburants à coûts maîtrisés avec des technologies durables plus abouties que celles actuellement utilisées pour approvisionner nos véhicules.

Les biomasses destinées aux agrocarburants de seconde génération incluent les résidus de bûcheronnage, peupleraies à courte rotation (5 à 10 ans), rémanents de l'industrie du bois, entretien de haies, herbe à éléphants (*miscanthus giganteus*), eucalyptus, *switchgrass* (panic érigé), etc.

TABLEAU 18 ■ Biocarburants de 2^{de} génération dans le monde (statistiques 2011-2015)

(source : IFP Énergies nouvelles/IEATask39, Global Biofuels Center).

Type de carburant	Structures existantes		Projets	
	Nombre d'unités pilotes	Capacité m ³ /an	Nombre d'unités pilotes	Capacité m ³ /an
Éthanol cellulosique	53	62 750	64	45 930
Diesel/kéro/BtL & FT	13	4 160	13	8 880
Biobuthanol/autres*	6	33 650	8	370
Total	72	100 560	85	55 180

*Biobuthanol, biométhanol, biogaz.

Les pilotes bioéthanol lignocellulosique européens avoisinent 1 740 m³/an, répartis entre Espagne et Danemark. Le premier prototype de démonstration français devrait voir le jour en 2015. L'élaboration de biodiesels seconde génération européens est expérimentée en Allemagne, Suède et Finlande. La production commerciale sera influente à l'échelle des consommations de carburants vers 2030/2050.

Les carburants tirés de biomasses lignocellulosiques se substituent aisément aux essences et gazoles pétroliers. Par exemple, le biométhanol, issu de traitements thermochimiques et le biobuthanol, élaboré par procédé biochimique, peuvent s'associer à l'essence jusqu'à 20 % sans adaptation des moteurs. L'intégration d'éthanol de première génération, moins performant, est limitée à 15 % pour des raisons techniques ; le biodiesel, quant à lui, est restreint à 7 %.

Le BtL (*Biomass to Liquid*) ou diesel-FT (Fischer-Tropsch), biodiesel lignocellulosique de synthèse élaboré à partir de gaz de synthèse épuré, présente d'excellentes aptitudes énergétiques. Il est intégrable en proportions élevées aux carburants diesels et carburateurs aviation.

L'un des principaux freins au développement industriel et commercial des biocarburants celluloseux est l'approvisionnement en matières premières, déjà largement sollicitées par les chaufferies bois déchiqueté et pellets.

La mise sur pied d'une filière bioéthanol lignocellulosique pérenne doit valider quatre étapes clés :

- collecte et transformation de biomasses durables à forte densité de glucides ;
- amélioration des techniques de broyage et de saccharification ;
- sélection de bactéries susceptibles de fermenter la totalité des sucres ;
- recherche de rentabilité.

Les biodiesels BtL et FT sont soumis aux mêmes obligations de validation des *process* que le bioéthanol, notamment de prétraitement des biomasses (pyrolyse ou torréfaction). La taille des installations et la mobilisation d'importants volumes de matières premières sont d'autres vecteurs d'économie d'échelle.

Pétrole de microalgues, quand l'empire des minuscules s'éveillera. . .

Ces végétaux unicellulaires, probablement un million d'espèces, fabriquent plus de la moitié de l'oxygène présent dans l'atmosphère.

Les microalgues carburants ne sont pas encore exploitées à l'échelle planétaire mais leur pertinence industrielle est démontrée.

Les cultures de microalgues en photobioréacteurs revendiquent des rendements massiques très supérieurs à ceux du colza et ne mobilisent pas de terres agricoles ou forestières. Coûteux mais productif, l'élevage en photobioréacteur permet des rendements de 5 kg à 10 kg/m³/récolte.

Plus modeste, la productivité des cultures en lagunes avoisine 500 grammes de matière sèche/m³/récolte, parfois jusqu'à 1 kg.

Selon les espèces, les microalgues peuvent produire éthanol, huile, hydrogène, biogaz, qui généreront force motrice, chaleur et électricité. L'émergence de filières rentables est conditionnée par la valorisation rémunérée d'intrants industriels, notamment CO₂ et eaux grises, et d'extrants à forte valeur ajoutée (antioxydants, acides gras, molécules, etc.).

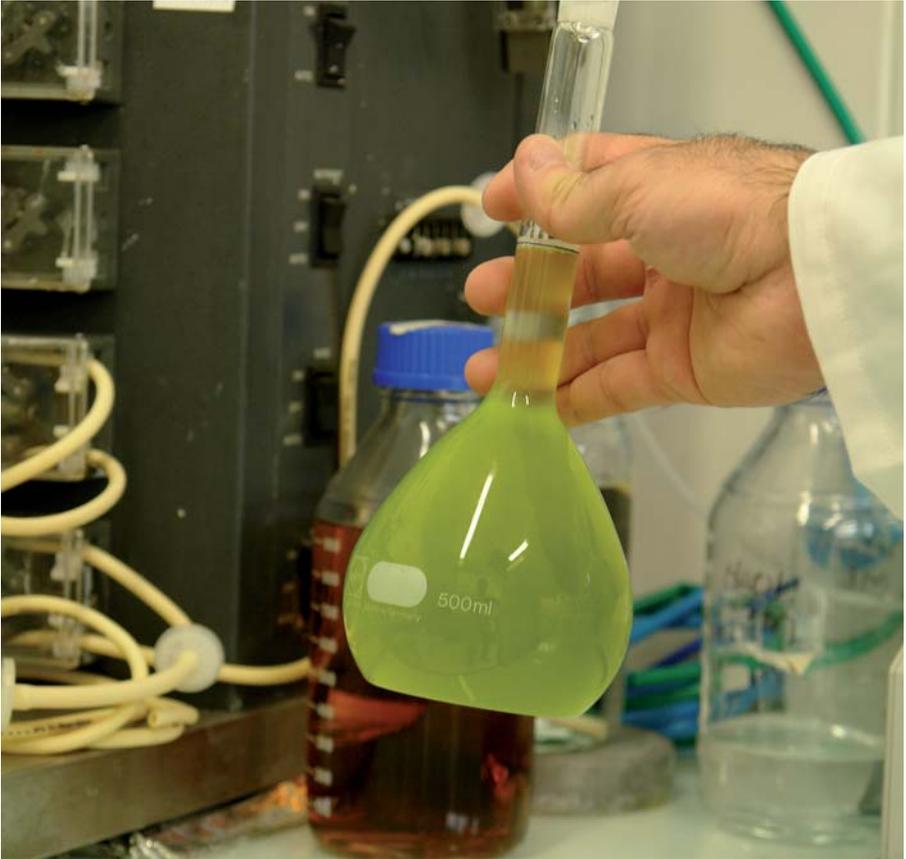


PHOTO 15 ■ Culture de microalgues © Oswaldo Rodriguez, laboratoire Valagro Carbone Renouvelable).

Les microalgues semblent promises à un avenir florissant, elles se transforment en objets quotidiens tels que des montures de lunettes, gobelets et autres attaches destinées à l'industrie. La création d'une filière carburant rentable devra attendre quelques décennies. Elle est conditionnée par la valorisation économique d'intrants industriels notamment CO₂ et eaux grises.

Les microalgues n'entrent pas en compétition avec les zones dédiées à l'alimentation. Outre la production d'énergie à haut rendement, elles seraient potentiellement en mesure d'absorber efficacement du CO₂ issu de l'industrie ou de chaufferies collectives, par exemple.

Leurs besoins approchés en *nutriments de biorémédiation*⁴ pour 1 tonne de microalgues sont les suivants :

- eau recyclée : 40 m³ ;
- dioxyde de carbone, oxyde d'azote, oxyde de soufre : 2 tonnes ;
- nutriments organiques : 0,11 tonne.

Le rendement photosynthétique global réel varie de 1 à 5 % (0,5 % pour les végétaux supérieurs).

4 Micro-organismes vivants utilisés pour dépolluer.

Les microalgues doublent leur biomasse jusqu'à 3 fois par 24 heures. Leur production annuelle peut atteindre 110 tonnes de matière sèche par hectare (jusqu'à 80 % d'huile). Elles contribuent au retraitement des eaux usées en se nourrissant des nutriments qu'elles contiennent, y compris les métaux lourds (espèces *Chorella*, *Scenedesmus*, *Sporula*).

Fort de son rendement élevé, cette troisième génération énergétique conduirait peut être vers une rupture technologique qui pourrait à terme remplacer les systèmes fossiles et fissiles. Pour la première fois, une filière énergétique potentiellement puissante affiche un bilan environnemental positif.

TABLEAU 19 ■ Rendements comparés de cultures algales et d'autres biomasses

(d'après Crigen de GDF Suez pour GRDF, février 2013).

	Microalgues		Autres biomasses	
	Lagune	Bioréacteur	Maïs	Miscanthus
Tonnes MS/ha/an*	27	76	9-30	8-25

* MS/ha/an : matière sèche par hectare et par an.

Le rendement énergétique des microalgues affiche des prétentions industrielles nettement supérieures à celles d'autres plantes dédiées à l'énergie mais n'entrent pas en concurrence avec les cultures alimentaires.

TABLEAU 20 ■ Indice de potentiel de déploiement industriel des microalgues

(d'après Crigen de GDF Suez, étude réalisée pour GRDF, février 2013).

Secteurs	Indice de potentiel de déploiement : note/5	À quel horizon ?
Chimie	5/5	2020
Raffinage-Pétrochimie	4/5	2020
Viande	3/5	2050
Poisson	3/5	2050
Fruits et légumes	2/5	2050
Laiterie	3/5	2050
Aliments pour animaux	5/5	2020
Papier-carton	2/5	2050
Acier-aluminium	1/5	2050
Ciment	2/5	2050
Verre	2/5	2050
Caoutchouc	2/5	2050
Textile	1/5	2050
Plasturgie	1/5	2050
Centrales thermiques	3/5	2050
Biocarburants	3/5	2050

Les microalgues jouent à fond la carte de la multivalorisation, notamment à destination de la biochimie et des filières alimentaires. Cette optimisation est une composante indissociable de la pertinence économique des futures filières.

DES PAROLES ET DES ACTES

Oswaldo Rodriguez, chef de projet microalgues, Valagro Carbone Renouvelable (2014)

Les microalgues sont une plate-forme particulièrement intéressante pour la chimie verte. En effet, leur aptitude à dépendre uniquement du rayonnement solaire et du dioxyde de carbone de l'air pour réaliser leur développement dans un délai restreint, couplée à l'incroyable diversité des molécules originales qu'elles peuvent produire, mènera les microalgues vers un rôle prépondérant dans les éco-technologies des décennies à venir.

Nous travaillons à l'utilisation des microalgues comme source de biomasse à cycle très court, valorisable en sucres pour l'industrie chimique ou l'industrie de la fermentation (avec une application potentiellement énergétique). Si cette voie n'est pas celle de la plus haute valeur ajoutée, elle présente l'avantage indéniable de concourir à la production de biomasse, laquelle entre dans des procédés de plus en plus nombreux, laissant craindre un jour pour sa disponibilité. En quelques jours seulement, les microalgues peuvent produire de grandes quantités de polymères sucrés (amidon et cellulose), transformables en glucose, une molécule « à tout faire ». De plus, ce glucose est obtenu par un procédé humide, parfaitement compatible avec la biomasse algale, l'absence de séchage étant, elle aussi, avantageuse d'un point de vue environnemental. Enfin, les microalgues ne se satisfont pas exclusivement de lumière et de CO₂ ; elles peuvent puiser les nutriments nécessaires à leur développement dans un déchet industriel, réalisant ainsi une action de dépollution en plus de la production de biomasse !

Il est difficile d'associer des scénarios de production de masse à des échéances proches car les technologies sont émergentes. Néanmoins, en France métropolitaine, les hypothèses avancées par GRDF supposent un potentiel de production avoisinant 20 TWh en 2050 et 1,1 TWh en 2020 (546 TWh électriques et 520 TWh gaz naturel consommés en France en 2014).

À cette échéance, les futures filières biométhanés et biopétroles joueront un rôle significatif dans la transition énergétique. Elles portent déjà de beaux espoirs mais ne peuvent rivaliser avec la production de pétroles fossiles.

L'élaboration de cultures algales dédiées à l'énergie ouvrira peut-être des perspectives vers une troisième génération de carburants.

BIOGAZ

Biométhane de première génération : les petits nouveaux

La première génération de biogaz transforme les déchets organiques digérés par des procédés anaérobies (par exemple, déjections animales et rebuts agroalimentaires). Il existe distinctement deux familles de biogaz : gaz de méthaniseurs et gaz de décharges d'ordures ménagères.

Le gaz produit par la décomposition anaérobie des matières organiques dans un méthaniseur contient 45 % à 95 % de méthane, et 45 % à 65 % dans le cas d'émanations de décharges d'ordures.

Le biométhane issu de la purification du biogaz brut est un gaz combustible aux caractéristiques physico-chimiques comparables à celles du gaz naturel ; il propose les mêmes services : chauffage et rafraîchissement, carburant pour véhicules, cuisson, eau chaude sanitaire et production d'électricité. Sur ce dernier point, les groupes fonctionnant en cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) affichent un rendement de 70 à 85 %, plus de deux fois supérieur à celui de systèmes thermoélectriques conventionnels (30 à 33 %).

Le biométhane est utilisé avec un niveau de sécurité conforme à la réglementation en vigueur pour les usages traditionnels du gaz naturel ou GPL, sans adaptation particulière.

L'injection de biométhane dans le réseau de distribution de gaz naturel est une réalité technique et économique viable dans plusieurs pays européens. Cette étape cruciale pour la filière est autorisée en France par les décrets n° 2011-1594 et 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatifs aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane, fournisseurs de gaz naturel et concessionnaires de réseau gaz.

Flanquée de son label « énergie verte », la ressource biogaz des années 2014/2020 progresse dans l'univers des puissants (GDF Suez, Gazprom et bien d'autres). La production électrique sur la base d'énergie primaire biogaz est estimée à 7,9 TWh en 2015, mais devrait atteindre 30,1 TWh en 2030 (scénarios « nouveau mix » 558,3 TWh et 557,3 TWh électriques consommés par les Français à ces échéances). Contrairement à l'éolien et au photovoltaïque, le biométhane propose une production stable, prévisible et discrète. De plus, il s'inscrit dans des cycles d'approvisionnement courts et contribue au développement économique de collectivités locales.

Biométhane de deuxième génération

Le biométhane de seconde génération est un gaz produit par un procédé thermo-chimique et mis aux caractéristiques du gaz naturel fossile. Cette filière naissante propose d'ajouter l'exploitation d'intrants lignocellulosiques (ressource forestière), produits connexes de l'industrie du bois, boues de papeterie et paille, aux cultures énergétiques et sous-produits de l'industrie alimentaire actuellement transformés. Le potentiel de production atteindrait 100 TWh à 250 TWh en 2050, selon les scénarios mix énergétiques envisagés et la disponibilité des matières premières.

Le périmètre de collecte d'intrants dessiné par ces biomasses inclut les rémanents forestiers issus de l'abattage, les peupleraies, arbres épars et alignements, entretien de haies bocagères, vergers, vignes, mais aussi les plantations à rotation courte telles que les saules et eucalyptus. Les produits connexes de l'industrie du bois, sciures, copeaux et menus déchets lignocellulosiques sont également transformables.

TABLEAU 21 ■ Disponibilité de la ressource bois en 2020 en France

(source : Crigen de GDF Suez, étude réalisée pour GRDF, février 2013).

Ressource bois industrie et bois énergie (BIBE)	Potentiel brut exploitable TWh/an
Forêts	176
Peupleraies	1,4
Entretien des haies	6,2
Ressource menu bois (MB)	Potentiel brut exploitable TWh/an
Rémanents forestiers	34
Peupleraies	0,6
Entretien des haies	3,3
Viticulture	6,6
Vergers	3,2
Arbres urbains	8,1
Total	239,4 TWh/an

La ressource forestière abordée par les hypothèses de transition énergétique est à manipuler avec prudence car la forêt au sens large est un pôle de biodiversité précieux sans lequel nous n'existerions pas. Cependant, utilisés avec mesure, leurs kilowattheures bois énergie seraient éminemment utiles.

Les perspectives de développement de la filière biométhane de deuxième génération impliquent une forte mobilisation de l'agriculture et de l'industrie agroalimentaire avec notamment d'importants apports de pailles de céréales, de cultures énergétiques dédiées, de sous-produits de meunerie et de laiterie, de sucrerie, d'huilerie, de distillerie et d'autres ressources organiques exploitables.

La production de biométhane 2G se décompose en quatre opérations successives :

- *gazéification* : la gazéification de la biomasse est précédée d'une combustion endothermique incomplète qui produit un charbon de bois résiduel duquel sera tiré un gaz naturel de synthèse (syngaz). Le syngaz contient de l'eau, du monoxyde de carbone, de l'hydrogène, du dioxyde de carbone et du méthane ;
- *épuration* : élimination de goudrons pouvant comporter plusieurs centaines de composants ;
- *méthanation* : réaction exothermique produisant un gaz naturel de synthèse à forte proportion de méthane. La méthanation, découverte par Paul Sabatier (prix Nobel de chimie en 1912), permet de convertir du monoxyde de carbone et de l'hydrogène en méthane, *via* des catalyseurs à base de nickel ;
- *mise aux normes de qualité du gaz naturel fossile* : ajustage du pouvoir calorifique, condensation de l'eau, séparation du dioxyde de carbone, abaissement des teneurs en monoxyde de carbone, azote, hydrogène. Le rendement de conversion énergétique de la chaîne de production oscille autour de 55 %, variable selon les intrants. La valorisation de la chaleur issue de la méthanation (fortement exothermique) réduit les pertes et peut porter le rendement à 74 %. La gazéification est un ultime développement de la filière bois énergie.

BOIS ÉNERGIE, LES ESCARBILLES DU NOUVEAU SIÈCLE

Le bon, le pire et l'excellent

La filière biomasse solide valorise les ligneux, coupes d'entretien forestier, co-produits de l'industrie de transformation de bois, palettes et emballages. La ressource est disponible sous forme de bûches, bois densifié, plaquettes déchiquetées, copeaux ou pellets de sciure compressée, destinés aux chaudières à chargement manuel ou automatique.

Les brûleurs à haut rendement et les combustibles performants contribuent fortement à l'amélioration du bilan carbone des filières énergétiques à combustion, par nature peu vertueuses.

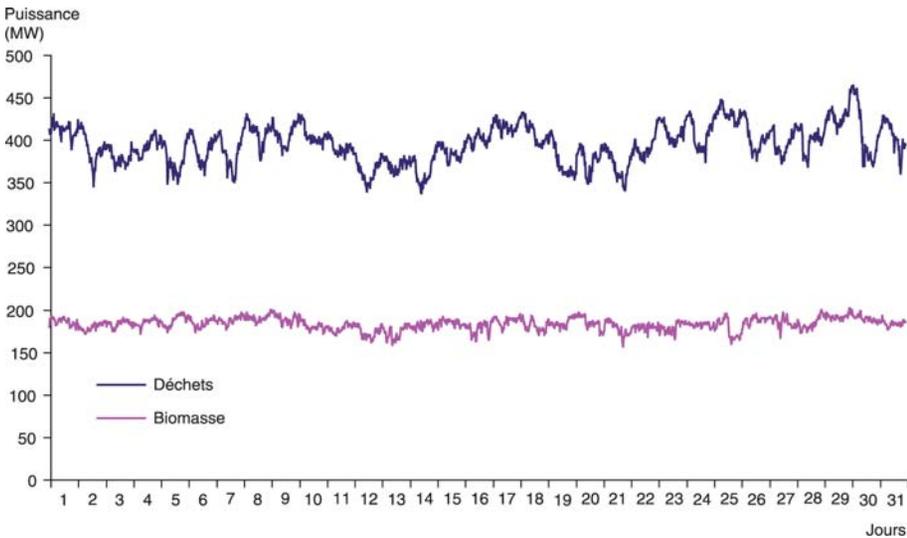


FIGURE 43 ■ Mégawatts fournis au réseau par les centrales thermiques biomasse et déchets en France. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014 (d'après RTE).

La remarquable stabilité des équipements cogénération est confirmée par les centrales bio-gaz. Quelques incinérateurs valorisent les ordures « renouvelables » sous forme de chaleur et d'électricité.

Le chauffage au bois s'adapte à la marche du siècle. Des matériels innovants s'invitent sur le marché de la chaleur, la qualité de service proposée est du meilleur niveau. Les technologies à haut rendement exploitent des combustibles fluides, plaquettes forestières de bois déchiqueté et pellets de sciure compressée, indissociables de l'automatisation des chaudières.

Les poêles à pellets trônent sans complexes dans les salons contemporains, alliant *design*, technologie high-tech et un irremplaçable agrément du feu. Pour les inconditionnels des veillées hivernales d'antan, le poêle cheminée offre de belles performances pour un coût accessible et

peut chauffer l'intégralité de l'habitation, à condition de lui associer un système hydraulique et une inertie thermique. Pesant fréquemment plusieurs tonnes, le poêle masse est un autre équipement potentiellement actuel, son rendement flirte avec 95 %. Dans un bâtiment performant, deux heures de combustion garantissent 24 heures de chaleur et un appétit de moineau. Cependant son rayonnement ne traverse pas les murs et les cloisons, il est efficace dans son environnement direct, exclusivement.

Le volume mobilisé par les systèmes de chauffage bois dans l'habitat individuel est un dénominateur commun à l'ensemble des équipements. Il est courant de stocker 50 m³ de bois déchiqueté ou 20 stères de bûches pour une saison de chauffe.

Dans une vision industrielle, les cogénérations, chaufferies collectives ou productions d'électricité, assument les besoins énergétiques de plusieurs dizaines de millions de nos contemporains.

Combustion de bois et effluents atmosphériques

La combustion du bois en présence d'oxygène libère du dioxyde de carbone (CO₂), de la vapeur d'eau et des matières minérales (cendres) en produisant de la chaleur. 4,574 Nm³ d'air comburant sont théoriquement nécessaires à la combustion de 1 kg de bois parfaitement sec.

Les charmes du feu de bois dévoilent une combustion complexe, en trois étapes :

- jusqu'à 150 °C, l'eau contenue dans les fibres s'évapore (le bois sec contient 15 à 25 % d'humidité) ;
- de 150 °C à 600 °C, la pyrolyse (décomposition chimique) gazéifie 85 % du combustible. À ce stade, le bois est décomposé en charbon de bois (10 % à 20 % de la matière sèche) et gaz combustibles, carbone, hydrogène et hydrocarbures (80 % à 90 % de la matière sèche) ou produits condensables pyrolygneux (goudrons). La plupart des gaz de pyrolyse brûlent entre 300 °C et 550 °C ;
- jusqu'à 1 000 °C, la combustion brûle les gaz de pyrolyse et le charbon de bois. Environ 1 % de résidus minéraux ultimes subsistent (cendres).

Une combustion idéale consomme complètement ses gaz au-delà de 800 °C. Pour garantir un haut rendement, les fumées doivent céder leur énergie au système de chauffage avant d'être évacuées, et ne pas excéder 180 °C à 200 °C. L'optimisation des brûleurs est un défi technologique qui nécessite un dimensionnement et une utilisation sans failles.

Le bois énergie s'efforce d'assumer l'équilibre chimique de ses propres activités, ce qui n'est jamais le cas des combustibles fossiles.

Des brûleurs de toutes puissances, de la vénérable cheminée ouverte aux chaudières automatiques multimégawatts, délivrent leur chaleur à un grand nombre de Terriens. Les systèmes de chauffage bois du XXI^e siècle tutoient la télégestion et les hauts rendements, moins consommateurs de combustible et plus favorables au renouvellement des coupes. Les plaquettes de bois déchiqueté et les granulés sont véhiculés jusqu'à la combustion par des dispositifs mécaniques ou pneumatiques sans gêne pour l'utilisateur.

TABLEAU 22 ■ Composition élémentaire du bois.

Carbone (C)	Hydrogène (H)	Oxygène (O)	Soufre (S)	Azote (N)
50 à 53 %	5 à 10 %	38 à 42 %	0,08 à 0,2 %	0,1 à 0,3 %

TABLEAU 23 ■ Effets des effluents de combustion sur la santé

(source : direction de la santé publique de Montréal-Centre).

Contaminants	Effets
Monoxyde de carbone (CO)	Maux de tête, nausées, étourdissements, aggravation de l'angine chez les personnes ayant des problèmes cardiaques.
Composés organiques volatils (COV)	Irritation et maux respiratoires. Certains COV sont cancérigènes (ex. : benzène).
Acroléine et formaldéhyde	Irritation des yeux et des voies respiratoires.
Particules fines (PM _{2,5})	Irritation des voies pulmonaires, aggravation des maladies cardiorespiratoires, mortalité plus hâtive.
Oxydes d'azote (NO _x)	Irritation du système respiratoire, douleur à l'inspiration, toux, œdème pulmonaire.
Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)	Certains HAP sont considérés comme mutagènes ou cancérigènes ou soupçonnés de l'être.
Dioxines et furannes	Cancérigènes probables.

Les particules fines émises par le chauffage bois pénètrent profondément dans les voies respiratoires. Les désagrèments sont accentués selon la sensibilité de chacun. Les personnes souffrant d'asthme, d'emphysème ou de problèmes cardiaques sont les plus vulnérables à la pollution de l'air.

TABLEAU 24 ■ Contribution de différentes ressources énergétiques aux effluents atmosphériques français (% massiques d'après Citepa 2011).

	SO ₂	NO _x	CO	COVNM	HAP	PM
Bois énergie	1,2	2,8	32,1	20,2	61,9	113,8
Fioul domestique	11,5	16,8	2,2	2,7	5,2	24
Gaz naturel	1,1	6,5	0,8	1,3	-	1,5

En France, la contribution du bois énergie aux émissions de CO, COV, HAP et particules fines dépasse largement celle du fioul et du gaz. L'étude met en évidence la nécessité de faire évoluer le parc de systèmes bois énergie vers de hautes performances, le recours systématique aux filtres à particules et à l'analyse de fumées.

TABLEAU 25 ■ Pouvoir calorifique inférieur de combustibles courants (PCI moyen).

Combustible	PCI
Bois sec	5 kWh/kg
Charbon (anthracite)	9,01 kWh/kg
Fioul	10,2 kWh/kg
Gaz naturel	10,6 kWh/Nm ³
Propane	25,4 kWh/Nm ³
Butane	32,8 kWh/Nm ³

Le bois est un combustible moins performant que le fioul ou le gaz naturel. Toutes les essences ne se valent pas, les résineux libèrent globalement davantage d'énergie. L'un des principaux avantages du bois est de promouvoir des cycles courts et des filières lucratives locales.

TABLEAU 26 ■ Influence du taux d'humidité sur le PCI du bois.

Taux d'humidité %	PCI - kWh/kg	
	Feuillus	Résineux
0 %	5,0	5,3
15 %	4,2	4,4
30 %	3,3	3,5
45 %	2,4	2,6
60 %	1,6	1,7
75 %	0,7	0,8
100 %	- 0,6	- 0,6

Le pouvoir calorifique du bois diminue avec l'élévation de son taux d'humidité, les émissions de gaz imbrûlés croissent alors fortement. Le séchage du combustible revêt une importance déterminante pour le fonctionnement des chaufferies bois.

7,4 millions de Français (11 % de la population) utilisent le bois énergie pour chauffer leur habitation (+ 1,5 million en 15 ans). Les politiques d'aide au remplacement d'équipements vétustes, les progrès technologiques, des coûts d'exploitation parmi les plus bas du marché et une meilleure isolation des logements propulsent la filière sur le devant de la scène.

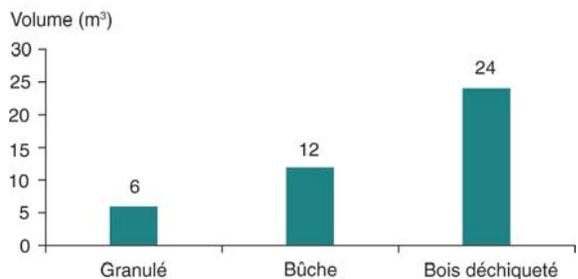
Bûches, plaquettes et pellets

La version la plus élaborée des combustibles bois est un gaz naturel de synthèse obtenu par gazéification, puis méthanation. Il s'agit d'un biogaz de seconde génération qui réunit les avantages renouvelables du bois et la propreté du gaz naturel. Beaucoup plus près du quotidien, une fine granulométrie du combustible bois énergie et un taux d'humidité très bas favorisent d'excellents rendements :

- *bûches* : elles sont pénalisées par des dimensions importantes, un taux d'humidité élevé et une manutention fastidieuse. Toutefois, les bûchettes de résineux sec font merveille dans les poêles masse finlandais ;
- *plaquettes forestières et industrielles* : le bois déchiqueté permet l'automatisation des chaudières et la régulation des combustions. Les plaquettes forestières et industrielles ont fait entrer le chauffage bois dans le secteur industriel et la production d'électricité avec des puissances significatives, voire importantes ;

FIGURE 44 ■ Quel volume de bois pour produire 20 000 kWh ? (source : ÖkoFEN).

Selon cette étude, le volume de bois nécessaire à la production de 20 000 kWh varie d'un facteur quatre selon le conditionnement du combustible. Les plaquettes de bois déchiqueté occupent un volume relativement important alors que les granulés utilisent seulement 6 m³ pour fournir la même quantité d'énergie.



- *pellets ou granulés* : ces petits cylindres de quelques millimètres de diamètre obtenus par la compression de sciure sont les plus performants des combustibles bois couramment accessibles. Les pellets renferment seulement 5 à 8 % d'humidité et ont un PCI supérieur à 4,6 kWh/kg. Leur densité calorifique importante et le faible volume de stockage permettent d'obtenir une longue autonomie, de quelques jours pour les poêles à une année pour les chaudières. Leur conditionnement en sacs de 13 kg ou en silo de faible capacité prédispose les pellets aux usages domestiques de petite puissance.

Centrales électriques

La production d'électricité grande puissance à partir de biomasse solide regroupe deux filières distinctes affichant des rendements très différents. Chacune fonctionne le plus souvent en polycombustion et inclut d'autres combustibles, renouvelables ou fossiles.

TABLEAU 27 ■ Consommation de chaleur et d'électricité bois énergie en Europe en 2012

(source : EurObserv'ER 2013 - La Maison économe).

Pays	Chaleur Mtep	Tep/hab	Électricité TWh	kWh/hab
Finlande	6,32	1,2	10,385	1 973,2
Suède	7,84	0,8	10,240	1 124,8
Estonie	0,65	0,51	0,404	319,1
Pologne	0,052	0,001	9,477	246,7
Belgique	0,81	0,07	1,949	186,7
Autriche	4,09	0,49	1,379	167,7
Allemagne	8,7	0,1	12,291	151,1
Hongrie	1,05	0,10	1,195	120,3
Royaume-Uni	0,89	0,01	7,046	111,7
Portugal	1,80	0,16	0,786	72,9
Espagne	3,77	0,08	1,813	38,5
République tchèque	1,64	0,16	0,468	46
Irlande	0,17	0,03	0,164	34,7
Italie	3,93	0,06	1,545	25,2
Roumanie	3,20	0,14	0,095	4,3
France	9,9	0,15	0,208	3,1
Pays-Bas	0,45	0,26	2,383	1,4
Lettonie	1,04	0,47	0,003	1,3
Danemark	2,02	0,36	0,000	0
Slovénie	0,53	0,26	0,000	0
Lituanie	0,87	0,26	0,000	0
Bulgarie	1,26	0,18	0,000	0
Slovaquie	0,49	0,08	0,000	0
Luxembourg	0,04	0,07	0,000	0
Chypre	0,01	0,008	0,000	0

La production d'électricité bois énergie est plus importante dans les pays forestiers tels que la Finlande, la Suède, la Pologne ou l'Estonie. Dans ce cas, le bois énergie en cycles courts se substitue utilement aux énergies fossiles et fissiles.

Cogénération. Production simultanée de chaleur et d'électricité.
Le rendement des centrales cogénération avoisine 60 %.

Centrales électriques. Le rendement de ces machines n'excède pas 34 % et leur consommation de combustible peut se révéler importante au regard de l'énergie finale distribuée. À Gardanne (France), jusqu'à 20 millions de tonnes de biomasse solide, dont 80 % de bois sur pied, seront brûlées pour livrer une puissance de 9 kW à 16 660 foyers pendant 20 ans. Un réseau de chaleur et une chaufferie de puissance équivalente ferait deux fois mieux, mais ne produirait pas d'électricité.

Malgré ses lacunes, la production d'électricité par des centrales bois énergie est une alternative à la combustion de charbon et de fioul. Le brûleur 150 MW « Provence 4 » de Gardanne sera alimentée par la collecte de bois dans un rayon de 400 km et par des importations en provenance d'Amérique du Nord et d'Europe.

La filière bois énergie a le vent en poupe mais tire la sonnette d'alarme et s'inquiète de ses difficultés d'accès à la ressource forestière, qui face aux ambitions lucratives de quelques géants n'est peut-être pas aussi inépuisable que prétendu. L'appétit des centrales électriques risque de déstabiliser l'équilibre des filières traditionnelles.

Chaleur bois énergie, le meilleur sinon rien !

Poêle indépendant ou chaudière centralisée à condensation ? Entre *design* et service, le choix peut se révéler cornélien. L'arbitrage de diverses réglementations conduit à de hautes performances, en Europe et Amérique du Nord notamment. Un système de chauffage bois est désormais étanche et peut fonctionner avec une VMC double flux. Cette disposition réglementaire écarte d'emblée les foyers ouverts. D'ailleurs, la boulimie chronique de ces derniers ne fait plus recette en Europe de l'Ouest.

TABLEAU 28 ■ Rendement de combustion et autonomie de brûleurs domestiques.

Type de brûleur	Rendement thermique	Autonomie
Cheminée ouverte	Inférieur à 10 %	1 h
Insert	30 à 70 %	2 h
Poêle à bûches	40 à 70 %	2 h
Poêle masse	60 à 93 %	12 à 24 h
Poêle à pellets	Supérieur à 85 %	12 à 72 h
Chaudière à bûches	55 à 90 %	Selon approvisionnement
Chaudière à combustible fluide	> 90 %	Selon stockage
Chaudière à granulés et à condensation	Jusqu'à 106 %	Selon stockage

Le rendement moyen des appareils de chauffage au bois a progressé de 20 % en 10 ans. Il est désormais supérieur à 70 %, sous réserve de brûler un combustible sec et d'optimiser son utilisation. Les chaudières à granulés et à condensation atteignent 106 %, la cogénération domestique fait une entrée remarquée dans l'univers du bois énergie.

L'avènement de la haute performance dans le bâtiment divise les besoins par cinq et ajoute des contraintes techniques spécifiques. L'habitat d'aujourd'hui doit fonctionner sans souci pour ses occupants en assurant un confort de tous les instants. Les chaudières à pellets s'adaptent brillamment en proposant des services à la carte et une autonomie d'une année. Cette prouesse est possible grâce à leur très faible consommation de combustible, une puissance adaptée (3,9 kW) et un rendement supérieur à 106 %. Les micro-chaufferies assurent durablement l'ensemble des besoins de chauffage et eau chaude de la famille pour un coût d'exploitation dérisoire.

Micro-cogénération, la performance redéfinie

Décentraliser une part de la production d'électricité pour abaisser des consommations gérées par les smart homes est une clé de voûte du mix énergétique des années 2020-2030.

Une révolution micro-cogénération bois énergie est sortie des ateliers du fabricant autrichien ÖkoFEN, expert mondialement reconnu pour la qualité de ses réalisations. La machine associe une génération électrique de 1 kW à une capacité thermique de 15 kW pour satisfaire la totalité des besoins de chauffage, d'eau chaude sanitaire et couvrir 50 % des consommations électriques au fil de l'eau, voire jusqu'à 80 % avec l'intégration d'un stockage dans des batteries. Par exemple, cette dernière option multiplie la puissance électrique brute de la cogénération pour utiliser les appareils électroménagers sans ponction sur le réseau. L'énergie d'un système solaire thermique (en option) alimente le chauffage et l'eau chaude sanitaire.

L'intégration d'un volume tampon dans la chaudière permet de dissocier le fonctionnement du brûleur de la production d'électricité. Il est ainsi possible d'utiliser l'eau chaude pour fournir de la chaleur au moteur pendant de plus longues périodes, hors combustion. Dans ce cas, l'eau chaude assure un rôle de stockage d'électricité par procuration.

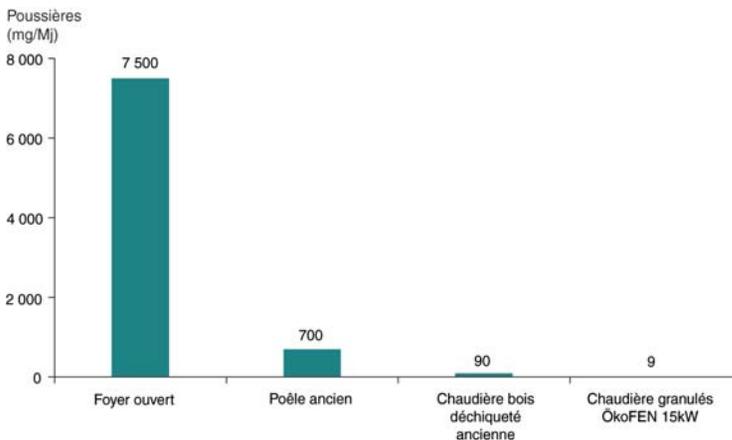


FIGURE 45 ■ Émissions de poussières comparées

(source : Ademe, ministère autrichien de l'Environnement, ÖkoFEN).

Les mesures ci-dessus montrent la différence abyssale existant entre un mauvais et un excellent chauffage au bois. Dans le dernier cas, les émissions de poussières sont faibles, à la limite du mesurable. Les chaudières à granulés ultraperformantes affichent un rendement de 106 % et sont fréquemment installées en substitution de systèmes gaz ou fioul.



PHOTO 18 ■ Micro-cogénération « ÖkoFEN Pellematic Smart e » (source : ÖkoFEN).

Cette chaudière mixte chauffage et production d'électricité innovante est une révolution dans le monde de l'énergie domestique. Adaptée aux habitations performantes, elle associe 15 kW thermiques à 1 kW électrique. Elle peut couvrir la totalité des besoins de chauffage et eau chaude sanitaire, et 50 % à 80 % de la consommation électrique d'un logement, sous réserve de disposer d'un parc de batteries adapté aux besoins.

Description technique en bref

- Puissance thermique : 15 kW.
- Puissance électrique : 1 kW par moteur à chaleur externe Stirling.
- Combustible : granulés de bois.
- Appoint solaire thermique permettant de couvrir 40 % des besoins de chaleur.
- Rendement global de la production de chaleur et d'électricité : 100 %.
- Régulation tactile et pilotage distant *online* par internet et smartphone.
- Surface au sol : 1,5 m².
- Ballon tampon de 600 litres incluant la réserve d'eau chaude sanitaire, le brûleur et l'échangeur solaire.

Les collectivités aussi !

Le bois énergie sur réseaux de chaleur se porte plutôt bien et les chaufferies collectives fleurissent. Danemark, Finlande, Autriche, Suède, Allemagne, mais aussi France se partagent la tête du classement des producteurs de chaleur bois énergie. Sans surprise, les leaders européens sont les pays riches en ressources forestières.

Les déchets ligneux de provenance diverses sont valorisables par les chaufferies collectives :

- rémanents forestiers et résidus d'entretien des haies ;
- sciures ;
- écorces ;
- rebuts non traités ;
- déchets verts dont le taux d'humidité n'excède pas 50 % ;
- pailles et sous-produits de viticulture (sarments).

Ces combustibles sont transformés en plaquettes déchetées ou pellets (granulés) avant d'être convoyés vers les silos de stockage. Les réseaux de chaleur biomasse solide offrent des avantages indéniables sur les chaudières bois individuelles, notamment le contrôle des rejets de gaz imbrûlés et de micro-particules. Les émissions de poussières sont fortement réduites par le filtrage des fumées. Les filtres à manches limitent ces émissions jusqu'à 1 mg/Nm³.

Chaudière unique ou cascade ? L'optimisation des combustions est un premier pas vers la propreté des fumées et la maîtrise des coûts d'exploitation. La chaudière doit s'adapter au plus près des besoins et limiter les arrêts-démarrages trop fréquents en demi-saison par exemple. De nombreuses machines multimégawatts solitaires sont assistées de brûleurs gaz ou fioul aisément modulables. Ils se substituent (ou s'ajoutent) au brûleur principal pour réduire les pertes de rendement à faible puissance et sécuriser la production de chaleur.

Les chaufferies dotées de brûleurs de moindre puissance assemblés en cascade optimisent la fourniture d'énergie et les combustions en fonctionnant toujours dans une plage idéale. Cette architecture bien maîtrisée par l'autrichien ÖkoFEN permet une modulation de 8 % à 100 % de la puissance maximale installée. Il devient possible à l'exploitant de s'affranchir d'appoint pour adapter la production au plus près des besoins sans alourdir les rendements. Dans de telles conditions d'utilisation, ces machines rejettent seulement 9 mg de poussières fines/Nm³ de fumée, avant filtrage sur le conduit de fumées, soit 1 500 fois moins qu'une cheminée ouverte chère à nos vieilles bâtisses.

Les réseaux de chaleur bois énergie produisent l'eau chaude sanitaire et le chauffage d'une multitude de bâtiments et de logements. Ils s'intègrent au cycle du carbone en valorisant d'importants volumes de biomasse propre. Les évolutions technologiques de la filière et les coûts d'exploitation compétitifs ont converti le traditionnel feu de bois en concurrent des ressources fossiles sur des réalisations de forte puissance, en s'appuyant majoritairement sur des compétences locales.

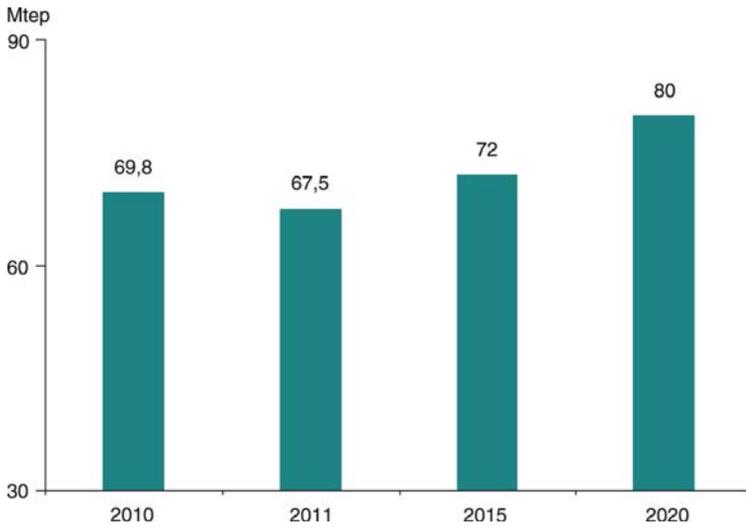


FIGURE 46 ■ Consommation de chaleur issue des chaufferies bois énergie et incinérateurs en Europe (source : EurObserv'ER).

Après quelques baisses de régime en 2011, la production de chaleur issue des chaufferies bois énergie et incinérateurs européens repart à la hausse. La filière surmonte beaucoup mieux la crise que le gaz et le fioul.

Le bois est une ressource renouvelable adépte des cycles ultra-courts. Les combustibles fluides permettent une autonomie d'une année et assurent un confort sans faille, y compris dans la génération de fraîcheur.

ÉOLIEN, LA CLÉ DES MIX ?

Deux fois plus grands qu'un Airbus A380, les aérogénérateurs nouvelle vague glissent silencieusement sous le vent des bocages. L'Europe séduite par d'aussi généreuses mensurations évolue au gré des scrutins et s'engage ; chiffres, promesses et hypothèses bâtissent un nouvel empire électrique.

Comme ses voisins européens, le scénario « nouveau mix RTE » français imagine son éolien, terrestre et marin. Une puissance potentielle de quarante mille mégawatts égalerait celle du parc nucléaire en 2030.

À TERRE D'ABORD !

Vent de mer ou vent de terre ?

Offshore ou *onshore*, l'éolien a définitivement rangé les revendications de liberté énergétique des années soixante-dix pour entrer dans une logique de marché. Ce temps où les « *wind farms* » danoises de quelques centaines de kilowatts éblouissaient des touristes aventureux venus du sud est un lointain souvenir. Tirant profit des décennies écoulées, l'éolien du troisième millénaire est incontestablement devenu champion de l'efficacité collective. Sous l'impulsion du Danemark d'abord, puis de l'Allemagne et de l'Espagne, il prend sa place dans le quotidien. Ses générateurs multimégawatts perfectionnés, terrestres ou marins, chuchotent au gré des vents.

TABLEAU 28 ■ Évolution des filières éoliennes *onshore* et *offshore* françaises dans le scénario nouveau mix RTE 2030 (source : RTE/Observ'ER).

	MW installés en janvier 2014	MW projetés 2030
Éolien <i>onshore</i>	8 100	28 000
Éolien <i>offshore</i>	0	12 000

Installer 28 000 MW éoliens *onshore* et 12 000 MW *offshore* à l'horizon 2030 en France semble hors de portée. Seule certitude, les parcs se multiplient et évoluent vers des puissances installées plus importantes.

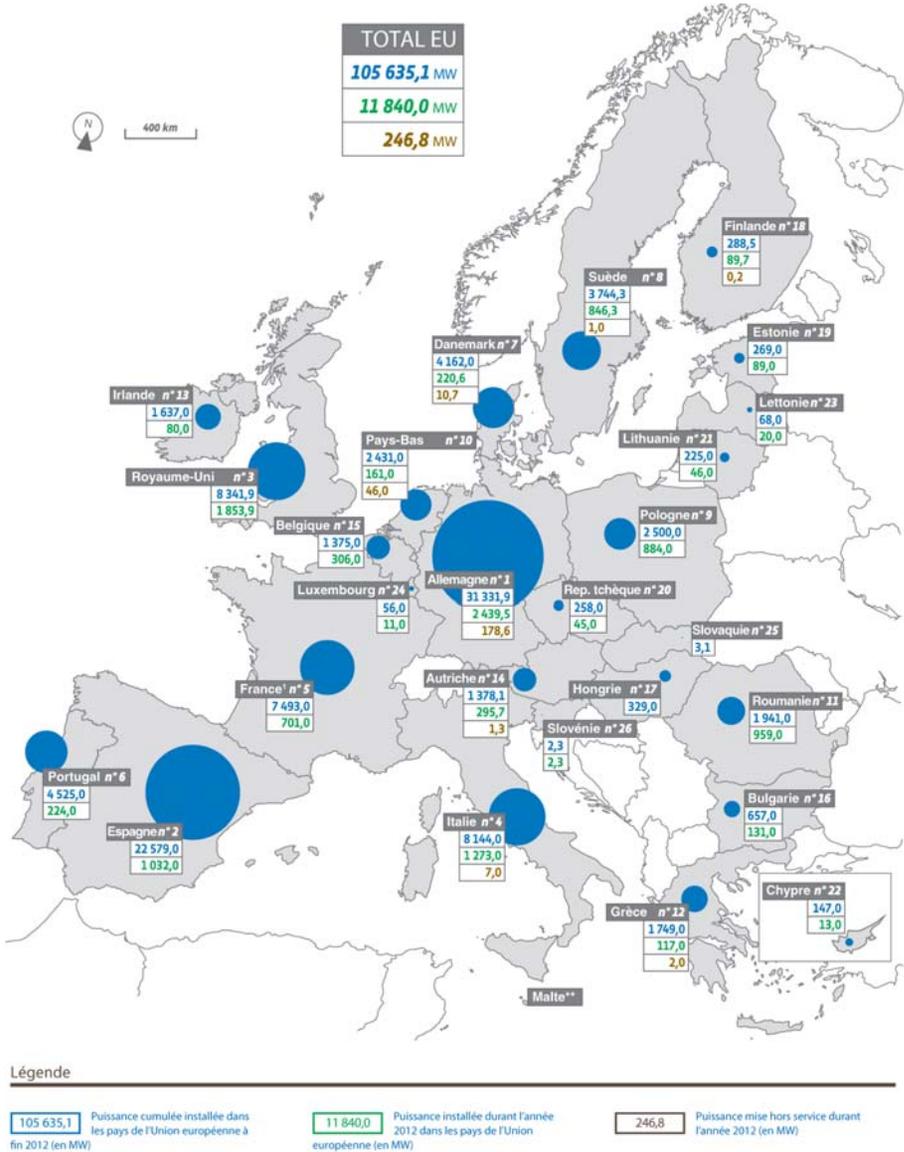


FIGURE 47 ■ Puissance éolienne installée en Europe (MW en 2012)

(source : étude EurObserv'ER 2013).

L'Allemagne et l'Espagne sont les chefs de file éoliens en Europe et redoublent d'efforts pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Nos voisins allemands comptent en effet parmi les plus importants émetteurs de CO₂ de l'UE. Le grand éolien se taille la part du lion dans leurs projets de mix électriques futurs.

Les mâts béton postcontraint ou mixtes béton-acier, exclusivement développés par le constructeur allemand Enercon, hissent les rotors à des altitudes interdites aux mâts aciers et captent des vents productifs, plus compatibles avec les impératifs de qualité du mix électrique.

L'évolution des parcs terrestres (*onshore*) pèse sur les options énergétiques de nombreuses nations. Leur puissance a presque triplé en moins de dix ans. Elle est passée de 4,71 MW en 2002 à 11,87 MW en 2011. Les machines sont également plus importantes avec une moyenne de 2,32 MW en 2013 (source : Observ'ER).

L'aventure de l'éolien marin (*offshore*) est productive mais compliquée par l'hostilité de l'environnement. Une solide avant-garde a pris position au large des côtes du Royaume-Uni et compte bien bénéficier des vents puissants et réguliers de la mer. Les machines libérées des contraintes de voisinage gagneront du muscle, 6 MW, 10 MW et peut-être 20 MW unitaires semi-immergés à plusieurs dizaines de kilomètres des terres. Revers de la médaille, ces générateurs marins s'exposent aux humeurs de l'océan et mobilisent des moyens hélicoptérés ou maritimes coûteux pour assurer leur maintenance.

Un nouveau monde en marche

Terrestres ou océaniques, les filières éoliennes construisent leur avenir durable. Les parcs *onshore* (terrestres) s'appuient sur une solide expérience et progressent incontestablement presque partout dans le monde. Il est vrai que leur fondement technologique est aussi immuable que les lois universelles. Le vent fait tourner des pales qui entraînent un générateur électrique ! Rien de nouveau *a priori*, les volées Berton auto-réglables et autres papillons de moulins de meuneries ont ouvert le chemin vers l'automatisation des machines éoliennes voilà près d'un siècle. Toutefois, les matériaux composites, l'acier et le béton ont remplacé le bois et les engrenages grinçants. Des rotors à pas variable taquinent la brise au sommet de mâts hectométriques et balayent des surfaces 1,5 fois plus grandes qu'un terrain de sport. Les mâts en acier, relativement flexibles, restent pertinents jusqu'à 80 ou 90 mètres et sont alors transportables en tronçons sur convoi exceptionnel. Plus rigides, les mâts en béton postcontraint atteignent 150 mètres de hauteur et revendiquent une productivité supérieure.

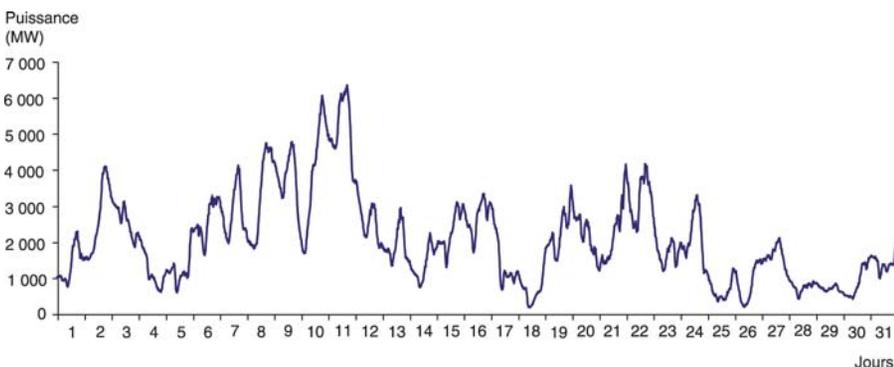


FIGURE 48 ■ Mégawatts fournis au réseau par les centrales électriques éoliennes en France. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014 (d'après RTE).

Malgré une puissance installée avoisinant 8 000 MW (mai 2014 en France), le grand éolien dépend des aléas météorologiques. Les machines de dernière génération gagnent près de 50 % de productivité mais leur exploitation doit progresser vers une garantie de fourniture, par exemple en créant un tandem avec la filière hydraulique.

Le diamètre des rotors croît avec la puissance des générateurs ; à chaque passage au zénith, l'extrémité des plus grandes pales tutoie le ciel, 200 mètres au-dessus du sol.

La plus puissante éolienne terrestre exploitée en 2014 (Enercon E126) culmine à 135 m au moyeu. Son mât en béton postcontraint supporte, entre autres systèmes, un générateur annulaire à accouplement direct de 7,58 MW et un rotor éolien de 127 m de diamètre dont la vitesse de rotation varie de 5 à 12,1 tr/mn. La surface balayée par les pales est précisément de 12 668 m², soit l'équivalent d'un ensemble immobilier péri-urbain de vingt maisons individuelles accueillant confortablement chaque famille sur 600 m² privatifs.

Mâts béton postcontraint, une productivité accrue

Avant d'empiler des segments tronconiques en béton rectifié pour élever 150 mètres de mât éolien, les premiers essais menés par Enercon à la fin des années 1990 optaient pour une tour élevée avec des coffrages glissants verticaux et des coulages continus. Ce principe constructif incontournable dans la réalisation de châteaux d'eau, silos agricoles, réacteurs nucléaires, viaducs, est d'une résistance exceptionnelle. Cependant, les tours éoliennes en béton coulé n'ont pas été retenues pour des raisons techniques. Les contrôles qualité et la mise en œuvre sont en effet plus aisés sur des éléments préfabriqués en usine.

Côté réalisation, les sections ou demi-sections tronconiques sont ferrillées et coulées dans des moules en acier constitués de deux demi-coquilles posées sur une table rectifiée. Le béton autoplaçant utilisé permet un décoffrage après huit heures de séchage seulement. À terme, chaque segment est recouvert de résine et fibre de verre, puis peint pour offrir une finition haut de gamme parfaite. Les équipements et accessoires, échelles intérieures, plates-formes de repos, chemins de câbles, joints d'étanchéité sont installés en usine pour faciliter la tâche des monteurs.

Les mâts béton réduisent fortement la dépendance à l'acier en utilisant des matières premières locales. L'approvisionnement des chantiers est facilité par le faible encombrement des éléments de mât, pour le transport desquels il n'est pas toujours nécessaire de recourir à des convois routiers hors gabarit et à l'aménagement d'accès spécifiques.

Les segments préfabriqués en béton sont empilés à sec par la grue de chantier pour former une structure atteignant jusqu'à 150 m. La postcontrainte consiste à relier les fondations à la tête de mât avec plusieurs séries de puissants câbles en acier très fortement tendus dans des canaux réservés à l'intérieur de l'empilage. La hauteur de travail peut également être atteinte avec l'adjonction en partie supérieure de sections tubulaires en acier. En fin d'exploitation, le site sera rendu à la nature par un démontage pièce par pièce.

Les segments en béton sont standardisés et communs à l'ensemble du parc. Sur certaines machines, les hauteurs importantes sont atteintes avec l'ajout de segments de pied d'un diamètre plus conséquent.

Selon les conditions de vent, l'amélioration du rendement d'une machine grande hauteur atteint 50 % par rapport à un mât classique (30 % en moyenne).

Pales du nouveaux mix

Les ambitions de transitions énergétiques impliquent une importante évolution des pales. Certes, les mâts plus hauts contribuent à l'amélioration des rendements, mais il serait improbable d'envisager des standards de puissance unitaire au-delà de quelques mégawatts sans rotors éoliens adaptés. Pour des raisons de budget et de technologie, ces ensembles sophistiqués sont construits en fibre de verre renforcée au carbone et résine infusée sous vide, moulage composite bien maîtrisé par les chantiers navals mais relativement lourd.

Les pales d'éoliennes tirent un maximum d'énergie du vent à un coût minimal. De ce fait, sur certaines machines « *low cost* », leur conception délaisse parfois l'optimum aérodynamique pour composer avec des contraintes économiques serrées. Une large utilisation de fibre de carbone et de kevlar dans leur conception devrait permettre au grand éolien de sourire plus sereinement aux exigences de qualité du mix électrique 2030. Des pales adaptables plus longues et légères pourraient remplacer l'équipement standard de machines terrestres en recherche de meilleure productivité.

Les rotors tournent moins vite s'ils sont plus grands. Chaque pale assume son propre poids et résiste à d'importantes forces de vrillage et de flexion. Le silence de fonctionnement est une caractéristique des machines optimisées.

Blade Dynamics, leader mondial de pales d'éoliennes installé à La Nouvelle-Orléans (États-Unis) et sur l'Île de Wight (Royaume-Uni) semble en mesure de construire des pales proches de cent mètres. Par leurs dimensions, ces super-plumes seraient d'abord destinées aux démonstrateurs *offshore*. Les matériaux composites performants indispensables à leur mise en œuvre associent les avantages du moindre poids à ceux d'une résistance mécanique élevée. Des rotors éoliens deux fois moins lourds produiraient un courant plus rentable avec des vents faibles, réduisant ainsi significativement l'intermittence du flux renouvelable.

Enercon, constructeur éolien le plus représenté en Allemagne et en France, mondialement reconnu pour la qualité de ses machines, propose un système de dégivrage des pales par chauffage à air chaud. Ce système accroît considérablement la productivité des installations car la plupart des parcs exposés au givre stoppent les machines pour éviter les projections de glace et les contraintes mécaniques excessives. Testé en conditions réelles pendant cinq mois sur le site de Dragaliden (Suède), le chauffage des pales a permis de préserver 48 % de la production électrique d'une éolienne en période de froid. Par comparaison, sur cette durée, la machine protégée a produit 870 000 kWh nets de chauffage alors que sa voisine était arrêtée. Des essais similaires réalisés sur un autre parc éolien situé près de la frontière germano-tchèque ont dégagé un gain de production de 54 %. Selon Enercon, les revenus générés pour l'exploitant couvrent environ dix fois le coût du système de chauffage.

L'impact des nouvelles technologies sur les courbes de production éoliennes pourrait-il refondre les scénarios de transition énergétique ? Certes, l'innovation a chaussé ses bottes de sept lieues et le grand éolien progresse, mais la route est encore longue.



PHOTO 19 ■ Grutage d'une pale d'éolienne E101 Enercon (© Photo Olivier Martinet – Enercon).

Chaque pale de cette Enercon E101 pèse 22 tonnes. Le montage du rotor, ici l'équipe « Team 7 » en cours de grutage près de Niort (France), requiert précision, maîtrise technique et qualités humaines hors du commun. Cette machine délivre 3 mégawatts dans un silence quasi absolu, fournissant la preuve que la technologie éolienne a chaussé les bottes de sept lieues.

Nacelle, visite entre ciel et terre

L'excursion n'est pas banale et la pression du pouce sur le caoutchouc vert du bouton « montée » concentre irrésistiblement les regards 80 mètres plus bas sur la minuscule porte d'entrée encore visible à travers le plancher à claire-voie du monte charge. Les harnais ajustés, les EPI (équipements de protection individuels) et le *briefing* sécurité ont ajouté le mot « stress » à l'invitation. Accéder à la nacelle de cette Nordex de 2,3 MW flambant neuve est un privilège rare et apprécié. Pour la circonstance, la belle vendéenne est arrêtée à distance par le gestionnaire dont elle dépend, établi en Allemagne.

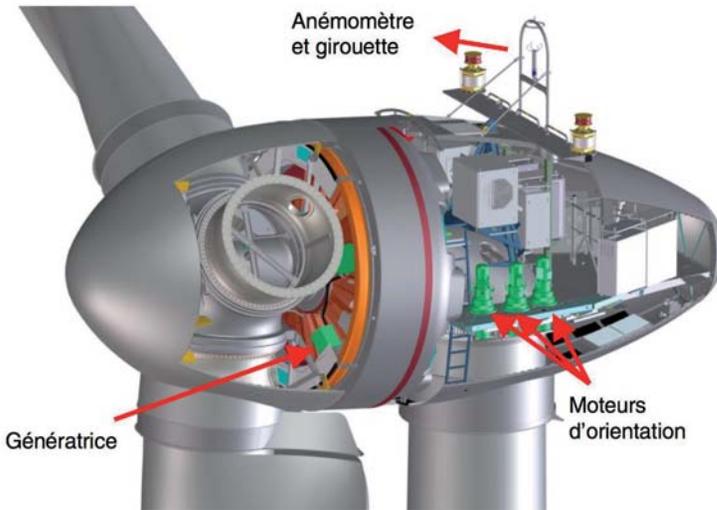


FIGURE 49 ■ Nacelle Enercon E82 de 2 MW (© Enercon).

Efficace et silencieuse, la technologie éolienne à attaque directe accroît considérablement la productivité des machines. Le générateur annulaire est directement entraîné par le rotor, sans recours à un multiplicateur de vitesse. Enercon construit sur ce principe la plus puissante éolienne terrestre exploitée en 2014. La E126 délivre en effet 7,5 MW à pleine capacité.

Après le passage d'une trappe de tourelle et quelques contorsions, la « salle des machines » exigüe exhale ses odeurs de mécanique chaude. Sur cette machine, l'espace confiné abrite l'imposant multiplicateur de vitesse assurant la transmission de puissance entre le rotor éolien et l'alternateur. Le puissant frein à disque hydraulique installé sur l'arbre primaire doit stopper la machine en cas de nécessité, par exemple pour effectuer des opérations de maintenance ou assurer la sûreté par vent excessivement fort. Les moteurs d'orientation, quant à eux, axent le rotor dans le lit du vent selon les informations communiquées par les instruments positionnés sur un mât annexe. Cette minuscule usine de 75 tonnes est montée en une seule fois par la grue de chantier. Levé séparément, le rotor avoisine 36 tonnes. Gruté à 80 mètres du sol avec une précision d'orfèvre l'ensemble de l'atelier d'énergie (nacelle) dépasse 110 tonnes.

La vision des pales *in situ* donne la mesure des dimensions de « la belle ». Leur passage flegmatique au zénith amène le regard près de cinquante mètres au-dessus du carénage de la nacelle. Dans le monde éolien, cette machine vertigineuse ne deviendra pas lilliputienne mais de nouvelles générations multimégawatts culmineront cent-vingt mètres plus haut !

Générateurs annulaires

Avant de scénariser l'intégration du grand éolien dans les réseaux existants, il faut d'abord mettre ses électrons en ordre de marche conformément aux normes électriques. À l'instar des mâts grande hauteur et des pales carbone-kevlar, les générateurs annulaires innovent à leur tour et avancent des comportements relativement flexibles, plus aisément pilotables par les gestionnaires de réseaux.

DES PAROLES ET DES ACTES

Peter Schuster, directeur d'Enercon France, constructeur d'éoliennes.

La création d'une « grande entreprise franco-allemande pour la transition énergétique » annoncée par le président François Hollande me ravit. Dans l'intérêt de l'Europe, il est en effet essentiel que la France et l'Allemagne s'engagent ensemble sur le chemin de la transition énergétique. Enercon œuvre dans ce sens depuis dix ans.

L'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables officialisé en février 2013 par les ministres Delphine Batho et Peter Altmaier constitue un outil précieux pour les deux pays. L'objectif fixé par le président de la République française, de ramener à 50 % la contribution nucléaire dans la production électrique de l'Hexagone à l'horizon 2025, représente un véritable challenge pour les énergies renouvelables et en particulier pour l'éolien.

En Allemagne, l'*Energiewende* (transition énergétique) a été mise en place en quelques mois mais le développement des énergies renouvelables a commencé dans les années 1990. En janvier 2014, le pays comptait plus de 33 700 MW éoliens installés. Grâce à ces filières d'avenir fortement créatrices d'emplois, le public allemand s'est approprié le projet d'*Energiewende*. Nous constatons également une appropriation de la transition énergétique par les populations dans les régions de France à fort développement éolien.

Présente dans 44 pays et riche de cultures différentes, l'entreprise Enercon est leader éolien en France avec 2 000 MW installés et plus de 500 emplois. La plupart (400) sont des techniciens de maintenance basés au plus près des parcs.

Nous investissons sur le sol français. Notre nouvelle usine de mâts béton de Longueil-Sainte-Marie (Picardie) produit des éléments de mâts et emploie plus de 80 collaborateurs en CDI. L'inauguration du site, en octobre 2012, a reçu les honneurs du calendrier officiel de l'Année franco-allemande, commémorant le 50^e anniversaire du traité de l'Élysée.

Notre motivation première est la production d'énergie « verte » pour le monde ; d'ailleurs, le logo « Énergie pour le monde » est décliné dans toutes les langues. Nos collaborateurs sont convaincus d'apporter des solutions au dérèglement climatique et d'œuvrer pour la troisième révolution industrielle.

Pour continuer à développer l'emploi local et poursuivre les investissements dans des unités de production en France, il est urgent de sécuriser un tarif d'achat de l'électricité éolienne, de simplifier les procédures et de faciliter le raccordement des parcs aux réseaux. Peut-être alors parviendrons-nous à atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables en Europe ?

L'architecture des nacelles d'éoliennes évolue vers de meilleurs rendements. Le lourd ensemble multiplicateur de vitesse-alternateur laisse place à une simplicité efficace. Par exemple, les générateurs synchrones annulaires des machines Enercon travaillent en prise directe avec le rotor éolien sans subir les pertes de rendement liées aux engrenages. Comme sur toutes les éoliennes, leur vitesse de rotation variable modifie la fréquence et la tension de sortie du

générateur. Un raccordement direct au réseau limiterait les plages d'injection aux fréquences et tensions compatibles avec les normes électriques. Sur ces machines en particulier, les générateurs sont découplés du réseau et les caractéristiques du courant indépendantes des aléas du vent. L'électricité produite est d'abord stabilisée par le réglage automatique du pas des pales, chargé de réguler la vitesse du rotor. Avant son injection sur le réseau, le courant alternatif triphasé est redressé puis normalisé par un système d'onduleurs et transformateurs.

Le grand éolien terrestre devient plus stable et prédictible. Une judicieuse prise en compte des prévisions météorologiques permet d'anticiper les creux de production et de réduire le recours aux centrales électriques de pointe.

ÉOLIEN OFFSHORE

L'Europe en leader !

Le premier parc *offshore*, construit en 1991 à Vindeby-Lolland au Danemark, mettait en œuvre onze machines de 0,45 MW. Vingt-cinq ans plus tard, 90 % de la capacité éolienne *offshore* mondiale est nord-européenne. La stature planétaire du Vieux Continent est notamment liée à la performance de machines adaptées. Nouveau venu dans les perspectives, l'éolien marin flottant propose de quitter les rivages et hauts fonds pour rechercher des indices de productivité plus en phase avec les normes qualité du mix électrique. Mais pour l'heure, la quasi-totalité des machines *offshore* reste solidement ancrée sur les hauts fonds.

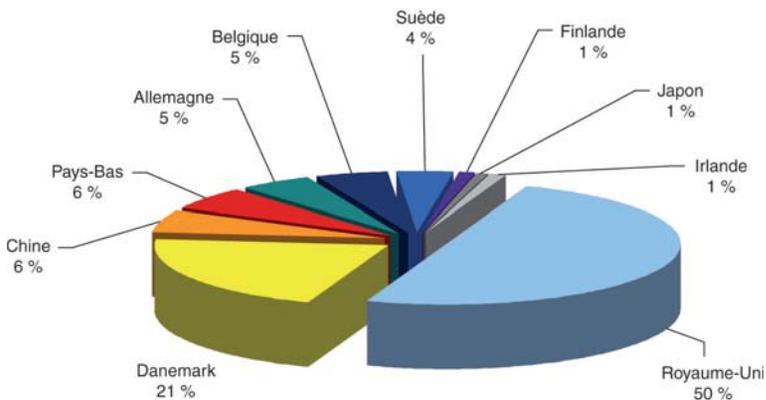


FIGURE 50 ■ Répartition des puissances éoliennes *offshore* installées dans le monde

(source : Global Wind Energy Council, 2011).

Le Royaume-Uni et le Danemark sont devenus les locomotives planétaires du grand éolien *offshore* depuis la fin des années 2000. La France relève un défi compliqué : créer une industrie éolienne *offshore* opérationnelle dès 2017. Alstom et EDF Énergies nouvelles entendent se positionner en leaders mondiaux de la filière.



PHOTO 20 ■ **Les métiers de l'éolien** (© Xavier Kine – Enercon).

L'éolien recrute : l'expansion de l'énergie éolienne ouvre des perspectives dynamiques sur de nouveaux métiers. Par exemple, la filiale française d'Enercon a recruté plus de 500 collaborateurs, essentiellement des techniciens de maintenance. L'ensemble de la filière vise la création de 60 000 nouveaux emplois en France à l'horizon 2020.

L'éolien *offshore* déplace vers le large les obstacles récurrents liés à un impact paysager terrestre contesté et à la proximité des habitations mais est confronté à des coûts de maintenance et de raccordement au réseau plus importants. Son développement doit surmonter un coût d'installation trois à quatre fois supérieur à celui des aérogénérateurs terrestres (éolien flottant environ 4 M€/MW, éolien terrestre 1 M€/MW installé). Les coûts de production, quant à eux, oscillent entre 120 et 160 €/MWh et devront descendre sous le seuil de 100 €/MWh pour rivaliser avec l'éolien *onshore* (70 à 90 €/MWh) et les productions de base (environ 50 €/MWh pour le nucléaire) (source : IFP Énergies nouvelles).

Début 2013, la puissance installée dans le monde atteignait modestement 4 000 MW, dont 3 800 MW recensés en Europe, essentiellement au Danemark et au Royaume-Uni, ce dernier étant une locomotive de l'éolien *offshore*. De grands pays s'inscrivent dans une dynamique forte. Pékin promet d'atteindre 30 000 MW et d'intégrer 15 % d'énergies renouvelables dans son mix électrique en 2020. De leur côté, les États-Unis jurent d'installer 54 000 MW avant 2030 !

Haliade 150, la France aux avant-postes

Atteindre l'objectif de 6 000 MW en 2020 est ambitieux mais l'Hexagone relève le défi au plus haut niveau. Après les démonstrateurs grandeur nature, des appels d'offres ciblant les générateurs de forte capacité attirent les plus grands groupes de l'énergie. L'État a retenu le tandem EDF Énergies nouvelles-Alstom et sa machine « Haliade 150 » pour équiper les futurs parcs *offshore* de Guérande, Courseulles-sur-Mer et Fécamp à partir de 2017. Ces trois centrales éoliennes représentent 240 machines pour un total installé de 1 440 MW.

Le projet industriel français vise la mise sur pied d'une filière éolienne de grande envergure très compétitive, novatrice et créatrice d'emplois pérennes. La construction et la maintenance des alternateurs, nacelles, pales et mâts portent 7 500 emplois qualifiés.

Chapitre technologie, « Haliade 150 » est la plus grande éolienne *offshore* construite à ce jour. Cette machine robuste et efficiente développée par Alstom est bâtie pour résister durablement à l'environnement marin. Sa production électrique annuelle prévue est 15 % supérieure à celle des éoliennes marines extrapolées de machines terrestres.

Le premier prototype a été érigé sur le site du Carnet, à proximité immédiate de la Loire, pour faciliter le transport des composants, notamment la nacelle de 400 tonnes, et effectuer les tests de validation. Il est en effet commode de réaliser des mesures sur un prototype *offshore* facilement accessible à terre.

La technique et les chiffres

Son rotor deux fois plus grand qu'un Airbus A380, utilise trois pales de 73,5 mètres et entraîne un puissant alternateur à aimant permanent. Il permet de capter le vent à grande hauteur sur une surface de 17 662,5 m² très précisément. Ces dimensions inhabituelles nécessitent un pilotage individuel des pales, exposées à des vents différents entre le haut et le bas de la machine. Comme sur les machines terrestres, le réglage de leur pas et l'orientation de la nacelle sont constamment optimisés pour tenir un rendement optimal.

La turbine est productive dès 3 m/s de vent (18 km/h) et ses systèmes de sûreté fixent une limite haute à 25 m/s (90 km/h), vitesse au-delà de laquelle la machine est automatiquement arrêtée. En version standard, Haliade supporte sans sourcilier des températures négatives de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, et positives à $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Des aménagements différents seront proposés pour équiper des parcs confrontés à des climats spécifiques. Tous les composants de l'éolienne sont conçus autour d'un objectif de grande fiabilité. Par exemple, le rotor éolien est couplé à l'alternateur via un amortisseur de transmission pour éviter de communiquer les vibrations des pales à la structure de la machine.

Une sœur jumelle du prototype du Carnet, également montée sur *jacket*, est installée en mer sur le champ *offshore* Belwind situé à 45 km d'Ostende, au large des côtes belges. Elle est testée en conditions d'exploitation réelles avant sa mise en production industrielle.

L'éolienne marine Haliade 150 est une machine tripale de 6 MW net après transformateur, dotée d'un rotor de 150 m orienté face au vent. Elle est conçue pour résister à des vents de 50 m/s (180 km/h) pendant 10 minutes et jusqu'à 70 m/s en rafales (252 km/h). Autre particularité importante concourant directement à sa fiabilité : ce générateur est entièrement pressurisé et refroidi par ventilation filtrée.

Comme la plupart des machines de sa génération, l'Haliade 150 est équipée d'un alternateur annulaire à aimant permanent motorisé par le rotor éolien sans l'intermédiaire d'une cascade d'engrenages. Le nombre réduit de pièces en mouvement améliore non seulement le rendement, mais aussi la fiabilité et l'indice de productivité de la machine. Les opérations de maintenance ont été prises en compte dès la conception. Par exemple, le moyeu directement accessible depuis la nacelle facilite et sécurise les vérifications importantes. En cas de nécessité, un balcon d'hélicoptère permet la dépose ou l'évacuation de personnels.

D'autres projets éoliens en mer moins avancés préparent une seconde mutation technologique inspirée des plates-formes de forages pétroliers. De nouvelles machines flottantes et semi-submersibles pré-assemblées à terre seraient ensuite remorquées vers le large et ancrées sur leurs sites de production, parfois distants de 60 km, repoussant les problèmes d'impact visuel. Ces « hydro-éoliennes » affichent des puissances difficilement accessibles à terre, principalement pour des raisons d'encombrement et de transport des composants (pales, nacelle, éléments de mât). De futurs standards tablent sur 10 MW vers 2025.

DIX MILLE SOLEILS SUR TERRE

Quelque 367 hectares de capteurs photovoltaïques en couches minces étalés sous un climat continental colonisent la friche militaire Toul-Rosières. Leurs 115 MW en puissance maximale produisent une quantité d'électricité comparable à la consommation annuelle de 55 000 Français.

Certes, le *design* futuriste de la base aérienne 136 reconvertie en centrale électrique éblouit l'Europe mais ses courbes de production en dentition de crocodile confirment que le soleil lorrain s'éteint derrière l'horizon chaque soir. Après quelques années folles l'univers photovoltaïque lorgne vers un avenir énergétique cohérent.

Dix fois plus puissants que leurs homologues électriques, les systèmes solaires thermiques ne flânent pas en route mais ralentissent le rythme. Les chauffe-eau s'engagent dans l'excellence et gagnent communément les toits de nos cités, pour le bonheur d'utilisateurs avisés. En France, ils sont portés par la réglementation thermique.

PHOTOVOLTAÏQUE

Éléphant ou papillon ?

Il est difficile de comparer une bicyclette et une locomotive ou un éléphant et un papillon. Dans un registre similaire, deux tranches nucléaires (voir chapitre 7) ou charbon de puissance égale produisent sans discontinuer l'électricité consommée par un département français urbanisé, et 12 000 cellules photovoltaïques autonomes propulsent l'avion Solar Impulse de Bertrand Piccard avec la vélocité d'un scooter.

Par nature, le photovoltaïque est un générateur électrique de service tandis que les centrales fossiles ou fissiles sont des convertisseurs de puissance connectés à des réseaux câblés. Les cellules solaires pourraient alimenter le monde en continu si les Terriens consommaient quarante fois moins d'électricité : nous sommes loin du compte ! De leur côté, les centrales nucléaires ou charbon intégreront le catalogue des modes propulsifs d'aéronefs lorsqu'elles pèseront 150 kg et seront capables de fonctionner la tête en bas. L'un n'est pas meilleur ou plus mauvais que l'autre, ils assument des missions différentes.

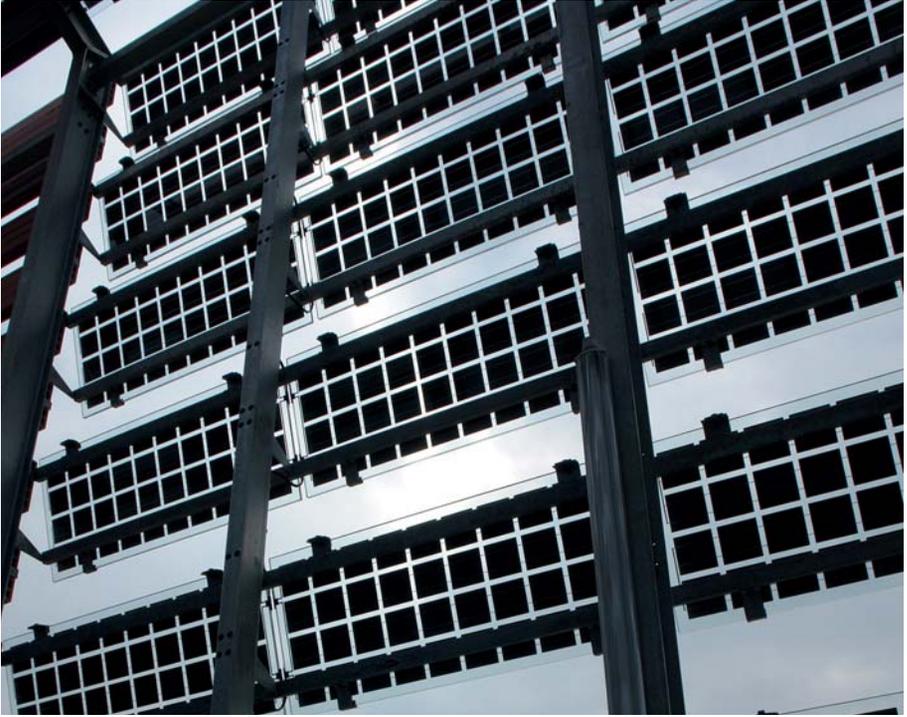


PHOTO 21 ■ Générateur photovoltaïque semi-transparent.

Le solaire photovoltaïque est une énergie de service dont la vocation fondamentale est l'indépendance énergétique. Une fiabilité hors norme prédispose les fines cellules à l'alimentation électrique des satellites. Il préfigure le monde haute technologie des prochaines décennies. Son exploitation exclusivement pécuniaire est contestée. La filière doit-elle changer de cap ?

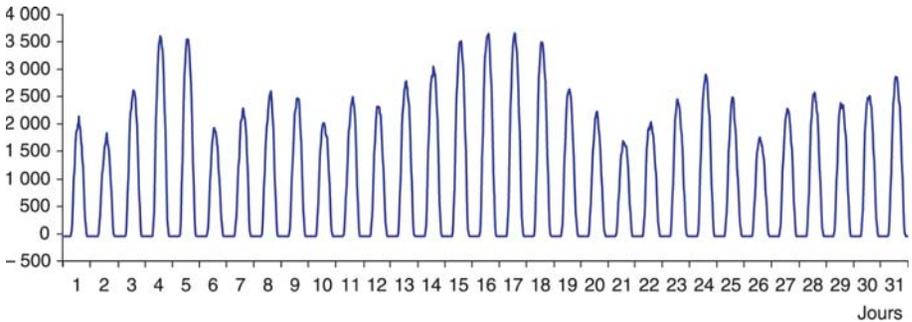


FIGURE 51 ■ Mégawatts fournis au réseau par les centrales électriques photovoltaïques en France. Exemple du 1^{er} au 31 mai 2014 (d'après RTE).

Malgré des pics de production frôlant parfois 4 000 MW, les productions photovoltaïques disparaissent chaque soir et sont alors compensées par d'autres ressources. Des capacités de stockage dans des batteries installées au plus près des consommations pourraient prolonger l'utilisation de l'énergie solaire. Mais cette option peut-elle se généraliser ?

Le photovoltaïque est presque toujours confiné dans un rôle essentiellement pécuniaire dépendant d'aides publiques alors que sa vocation fondamentale est l'indépendance énergétique. Dans cette configuration seulement, il préfigure un monde haute technologie dont les ambassadeurs sont déjà quotidiennement à l'œuvre dans bon nombre de réalisations.

Haute qualité électrique

Des arguments de poids plaident en faveur des systèmes solaires photovoltaïques : maîtrise des pollutions, performances et fiabilité hors normes, autonomie et intégration à l'architecture. Preuve de leur excellence, ils assurent la production d'électricité de tous les satellites de télécommunication, d'observation et autres. Sans eux, point d'internet ni de mondialisation de l'économie, pas de télévision ni de téléphone intercontinental, point de guidage routier, aérien ou maritime. Notre univers serait réduit à l'environnement proche.

La réaction photovoltaïque convertit directement le rayonnement solaire en électricité. Depuis 1883 et l'expérimentation des premières photopiles au sélénium, les matériaux électro-réactifs à la lumière se sont diversifiés et perfectionnés, le silicium étant l'un des plus répandus :

- silicium monocristallin (mono c-Si). Certaines technologies expérimentales offrent à cette formule un rendement supérieur à 40 % (communément 12 % à 22 %) ;
- silicium multicristallin (multi c-Si). Polyvalent (rendement 10 % à 17 %), le silicium multicristallin domine largement le marché du photovoltaïque. Sa fabrication recycle des chutes de silicium et nécessite 2 à 3 fois moins d'énergie que le monocristallin ;
- silicium amorphe hydrogéné (a-Si). De performances moindres (rendement 5 % à 7 %), il fournit l'autonomie électrique d'une multitude de gadgets et d'appareils de micro-puissance.

D'autres solutions réagissent électriquement à la lumière :

- arséniure de gallium (Ga-As). Ses hautes performances et son prix élitiste réservent son usage à des domaines aussi spécifiques que l'espace ;
- tellure de cadmium (CdTe). Technologie en couche mince stable dans la durée et d'un coût modéré ;
- cuivre-indium-sélénium (CIS), cuivre-indium-gallium-sélénium (CIGS). Performances et coûts parmi les plus élevés du catalogue des matériaux photosensibles.

Sciés en plaques minces, réduits en poudre et agglomérés sous presse ou déposés en micro-couches par procédé électro-chimique, ces matériaux sont électriquement additionnés puis protégés par des supports transparents. Cependant, la productivité des installations dépend étroitement de l'attention portée à l'orientation face au soleil et à l'inclinaison des capteurs.

L'Europe photovoltaïque

« Parité réseau » photovoltaïque, le planeur sans avion

Le concept « parité réseau » souligne une compétitivité photovoltaïque en comparant le coût d'un kWh net de charges prélevé à la sortie du générateur au prix d'un kWh réseau toutes

charges et ressources confondues, livré au compteur d'un client. En version métaphorique, cette notion revient à comparer le coût de l'heure de vol d'un planeur à celui de l'avion qui l'a remorqué en justifiant la compétitivité du vol à voile au seul constat que ses grandes plumes évoluent dans les airs sans carburant.

Sans avion remorqueur, les vélivoles ne voleraient pas ; sans équipements électriques produisant en base et en pointe, le photovoltaïque raccordé au réseau serait inexistant.

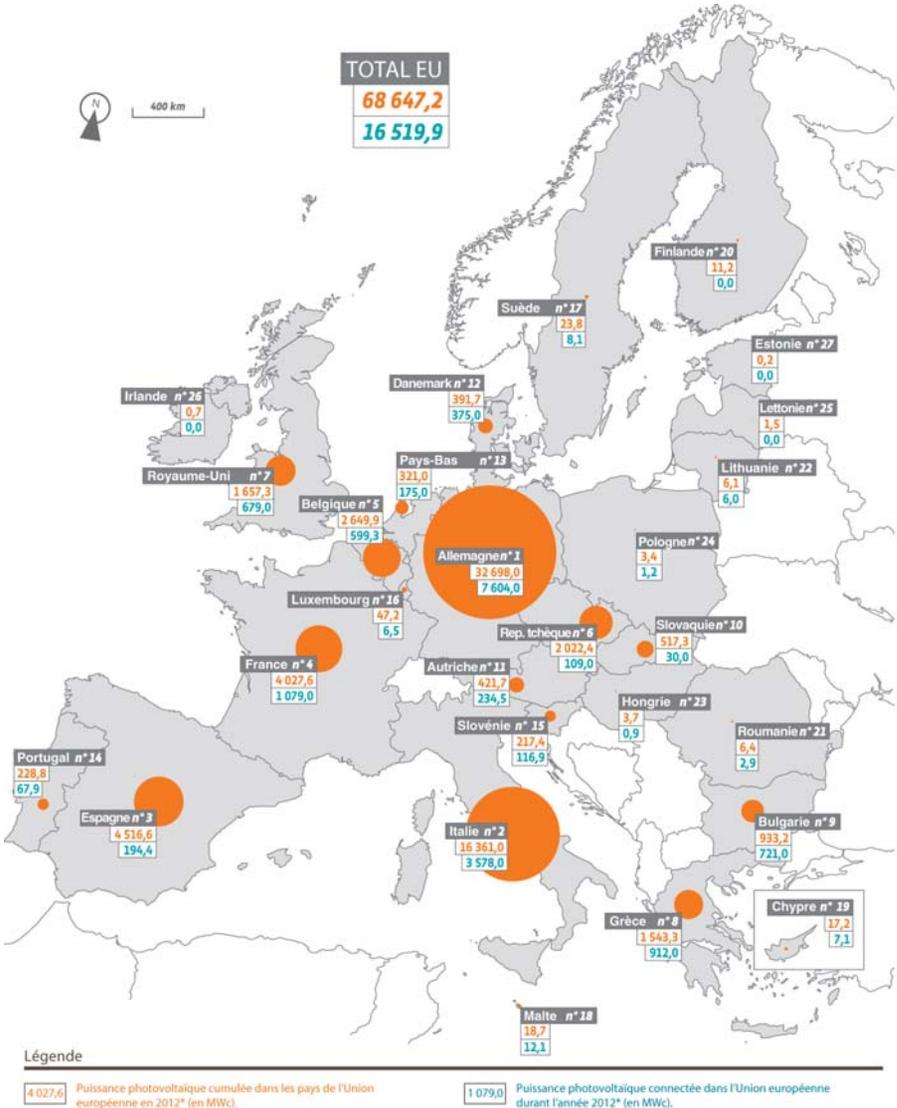


FIGURE 52 ■ Puissance photovoltaïque connectée au réseau (MWc rête en 2012)

(source : étude EurObserv'ER 2013).

En quête de réduction d'émissions de CO₂ liées à l'exploitation du charbon, nos voisins Allemands investissent lourdement dans le développement des flux renouvelables. Ce pays dispose des plus importantes surfaces photovoltaïques en Europe. Au sud, l'Italie bénéficie d'un climat propice à l'exploitation de l'énergie solaire et d'un indice de productivité photovoltaïque nettement supérieur.

Pour contribuer à l'élévation d'une filière noble, le concept « parité réseau » devra inclure les charges de réseau, le coût de stockage de l'électricité et le coût des productions électriques de pointe selon les puissances photovoltaïques installées.

Bâtir un avenir cohérent

Jusqu'alors, les porteurs de projets ont majoritairement opté pour la vente exclusive des productions électriques au fil du soleil. En France, ce choix a été porté par le prix élevé du kilowatt-heure solaire (jusqu'à six fois le tarif domestique) garanti sur vingt ans et de substantielles aides publiques. Les installations ont donc fleuri sur une multitude de hangars agricoles, bâtiments industriels et maisons individuelles, parfois sans égards pour l'orientation face au soleil, le prix élevé de l'énergie vendue compensant alors le manque de productivité pendant la durée des contrats.

L'opinion publique et les gouvernements rechignent désormais à financer à perte une filière dépendante à 99 % de l'industrie chinoise, elle-même en restructuration. Un autre photovoltaïque européen doit émerger du marasme et imaginer une croissance sur des bases saines.

L'avenir pérenne de la filière passera par sa contribution à la réduction effective des consommations. Ainsi, le tandem capteur-microstockage est armé pour réduire la consommation d'électricité à la maison dans des proportions importantes, jusqu'à 70 %. Les réseaux smart grids et smart homes devraient favoriser la gestion de l'électricité avec des cycles ultracourts. Cette nouvelle vision de l'énergie locale ouvre de belles perspectives aux systèmes solaires photovoltaïques.

Quels bâtiments à énergie positive pour 2020 ?

Des caractéristiques de production en dent de scie ne prédisposent pas le photovoltaïque à une coopération efficace avec les réseaux électriques. En d'autres termes, le séduisant concept intellectuel « énergie positive » ne peut se résumer à une comparaison de chiffres de fin d'année. La compensation comptable de kilowattheures réseau stables par des kilowatt-heures solaires intermittents est électriquement obsolète.

Pour apporter une contribution efficace au mix énergétique 2030, le projet français Bepos (bâtiments à énergie positive) doit *a minima* évoluer vers un mode d'autoconsommation en cycles ultracourts, voire associer des accumulateurs aux compteurs d'électricité. À cette condition, les bâtiments à énergie positive contribueraient à la réduction des factures domestiques, tertiaires ou industrielles, et à l'échelle d'un pays, limiteraient le recours aux centrales thermiques de pointe.

Côté technique, l'autoconsommation sécurisée est une alimentation de site isolé classique bénéficiant d'une sécurité d'alimentation réseau. Les appareils électriques puisent alors en priorité dans l'approvisionnement photovoltaïque direct, l'excès de production étant emmagasiné dans les accumulateurs et les électrons excédentaires envoyés sur le réseau. Les batteries sont sollicitées quand l'ensoleillement est insuffisant ou l'appel de puissance important. Enfin le réseau est mis à contribution quand les batteries sont déchargées.

Dans cette configuration, le lave-linge et le lave-vaisselle auront intérêt à faire leur lessive en plein midi. La cuisine pourra être équipée d'un four à gaz et d'une table de cuisson mixte, électrique à midi et gaz le soir, ou en hiver, pour limiter la sollicitation des batteries.

Combien de mégawatts sur le Vieux Continent ?

L'Allemagne, avec plus de 33 000 MWh recensés en 2014 caracole en tête du hit parade européen des puissances photovoltaïques installées mais produit proportionnellement peu et n'échappe pas aux alternatives fossiles (+ 5 % en 2012).

Le rapport entre les puissances installées et les productions (indice de productivité) pour chaque pays montre que les capteurs photovoltaïques fonctionnent mieux s'ils sont installés au soleil. Ainsi, malgré des mesures politiques favorables aux flux renouvelables, l'Allemagne n'offre pas le meilleur climat aux technologies solaires (0,85 GWh/an/MWh). En revanche, les chiffres attestent que les pays méditerranéens — Italie, sud de la France, Portugal et Espagne (1,8 GWh/an/MWh) — semblent propices à une meilleure productivité.

TABLEAU 29 ■ Indice de productivité photovoltaïque dans l'UE en 2012

(d'après étude EurObserv'ER 2013).

Pays	MWh sur réseau	MWh hors réseau	Production GWh/an	Indice de productivité GWh/an/MWh
Espagne	4 492	24,6	8 169	1,80
Portugal	225,5	3,3	360	1,57
Hongrie	3,2	0,5	4,7	1,27
Suède	16,5	7,3	21,4	1,24
Pologne	1,4	2	4,1	1,20
Chypre	16,4	0,8	19,8	1,15
Italie	16 350	11	18 800	1,14
République tchèque	2 022	0,4	2 182	1,07
France	4 003	24,6	4 000	0,99
Slovaquie	517,2	0,1	500	0,96
Allemagne	32 643	55	28 000	0,85
Royaume-Uni	1 655	2,3	1 327	0,80
Grèce	1 536,3	7	1 239,4	0,80
Malte	18,7	0	13,6	0,72
Autriche	417,2	4,5	300	0,71
Finlande	0,2	11	8	0,71
Luxembourg	47,2	0	30	0,63
Pays-Bas	316	5	200	0,62
Bulgarie	932,5	0,7	534	0,57
Slovénie	217,3	0,1	121,4	0,55
Belgique	2 649,9	0,1	1 169,6	0,44
Lituanie	6	0,1	2	0,32
Roumanie	5,8	0,6	2	0,31
Danemark	390	1,7	114	0,29

L'indice de productivité peu favorable constaté dans bon nombre de régions induit des coûts kilowattheures photovoltaïques élevés. Le développement des flux renouvelables doit s'inscrire dans une recherche d'efficacité privilégiant logiquement l'installation de systèmes solaires au soleil. Chaque mètre carré de capteur installé en Espagne produit six fois plus d'électricité qu'au Danemark. La France n'est pas le pays le mieux loti mais tire son épingle du jeu. La Suède compense son manque d'ensoleillement par des modules très performants et une haute qualité de réalisation.

La France cumule 4 003 MWh connectés au réseau et près de 25 MWh en autoconsommation et sites isolés (2013). La centrale photovoltaïque Toul-Rosières, installée en Lorraine sur le site désaffecté de la base aérienne 136, est la plus puissante de l'Hexagone (2013) avec une capacité théorique de 115 MWh et une emprise au sol de 367 hectares. Ses 1,4 million de panneaux nouvelle génération produisent une quantité d'électricité comparable à la consommation annuelle de 55 000 Français, chauffage inclus. Le tellure de cadmium (CdTe) en couches minces exploitée à Toul-Rosières est une alternative adaptée à l'ensoleillement diffus mesuré dans la région. Malgré cette option, une puissance équivalente installée à Perpignan serait 40 % plus productive.

Rêvons un peu les transports solaires

Le premier super jumbo solaire transatlantique n'est pas pour demain. Cependant, les avions solaires volent haut et loin. La voiture familiale photovoltaïque pour partir en week-end n'est toujours pas d'actualité mais des autos photovoltaïques profilées comme des avions supersoniques traversent plus de 3 000 km de désert australien à 100 km/h de moyenne, simplement ravitaillées par les photons du jour. Chaque jour, quelques centaines de passagers estivaux empruntent le brave passeur solaire de La Rochelle pour un grand moment de navigation à travers le chenal du vieux port !



PHOTO 22 ■ **Passeur électro-photovoltaïque de La Rochelle (France).**

L'aviation électro-solaire balbutie mais les héros de l'aéropostale bravaient les Andes voilà moins d'un siècle. Dans quelques décennies, les vols électriques seront probablement ordinaires. Déjà les véhicules solaires aérodynamiques franchissent 3 000 km de désert australien à plus de 100 km/h de moyenne. Le passeur photovoltaïque de la Rochelle assure sans histoire ni bruit ses traversées du chenal du vieux port.

SYSTÈMES SOLAIRES THERMIQUES

Efficients, fiables et différents

Les technologies photovoltaïques et thermiques sont fondamentalement différentes. La première convertit directement le rayonnement solaire en électricité par réaction de matériaux photo-sensibles alors que la seconde capte la même énergie primaire pour produire des calories consommées sur site. Les systèmes solaires thermiques sont exclusivement utilisés sur des cycles énergétiques ultra-courts et comptent parmi les moyens de réduire efficacement les prélèvements sur le réseau. Ils sont complets et satisfont aux exigences de qualité les plus élevées.

La gamme des préparateurs solaires d'eau chaude répond à des besoins et des conditions d'ensoleillement très variés. Dans des circonstances idéales, le fluide caloporteur élève sa température à 120 °C sous une pression relativement faible et porte sans difficultés la réserve d'eau chaude sanitaire à 65 °C. Ils peuvent aussi assurer une part non négligeable du chauffage, voire du rafraîchissement d'un immeuble mais doivent presque toujours compter sur l'appoint d'une autre énergie. Côté technique, un liquide antigel ou de l'eau circule dans un collecteur exposé au soleil et transmet ses calories aux robinets et à la machine à laver le linge ou la vaisselle par l'intermédiaire d'un réservoir d'eau.

Solaire thermique européen

Sous le ciel européen, le solaire thermique subit la concurrence fratricide du photovoltaïque. L'un et l'autre sont également chahutés dans leur propre domaine d'excellence par des micro-pompes à chaleur 4 en 1 très compétitives sur le marché domestique. Particularité française, les préparateurs électriques optimisés tiennent toujours la meilleure place, notamment par leur coût dix fois moins élevé qu'un chauffe-eau solaire. Les systèmes de chauffage combinés souffrent du même mal et sortent difficilement de la confidentialité. Par contre, la chaleur solaire est économiquement performante dans les usages collectifs et a chaussé ses bottes de sept lieues dans l'habitat, le tertiaire ou les équipements sportifs.

Dans le paysage solaire thermique européen, l'Allemagne marque le pas et pointe seulement à la quatrième place, classement inhabituel pour ce pays engagé depuis de nombreuses années dans une transition énergétique pro-renouvelable de grande ampleur.

Chypre, en tête du classement, a rendu obligatoire l'installation de chauffe-eau solaires sur ses toits. Même si la recherche d'intégration architecturale est généralement reléguée au second plan, le résultat est sans appel. Les thermosiphons chypriotes détiennent la plus forte puissance solaire thermique installée par habitant de l'UE, talonnés de près par l'Australie, pourtant nettement moins ensoleillée. La production de chaleur solaire est difficilement quantifiable à l'échelle d'un pays mais gageons que les régions les plus ensoleillées offrent d'excellents résultats.

TABLEAU 30 ■ **Solaire thermique à capteurs plans dans l'UE** (source : EurObserv'ER 2013).

Pays	MW thermiques installés	Watts/habitant
Chypre	505	586
Autriche	3 449	409
Grèce	12 885	256
Allemagne	11 416	139
Danemark	527	94
Malte	36	87
Slovénie	142	69
Portugal	677	64
République tchèque	625	59
Luxembourg	27	51
Espagne	2075	45
Irlande	184	40
Italie	2 380	39
Pays-Bas	608	36
Suède	337	36
Belgique	334	30
France	1 677	26
Pologne	848	22
Slovaquie	108	20
Hongrie	126	13
Bulgarie	58	8
Royaume-Uni	455	7
Finlande	31	6
Roumanie	100	5
Lettonie	9	5
Estonie	4	3
Lituanie	6	2

Malgré le soutien de réglementations favorables, les systèmes solaires thermiques à capteurs plans et sous vide européens piétinent. Chypre trône logiquement en première place. Notons la présence du Royaume-Uni et de la France en fin de classement. Toutefois, la réglementation thermique 2012 et les aides publiques devraient contribuer à l'essor des chauffe-eau solaires en France.

Le Danemark, moteur historique de l'éolien dans le monde, étend sa politique énergétique « renouvelable » aux systèmes solaires thermiques. En 2012, les Danois ont plus que doublé leur marché d'installations neuves (+ 113 %). Cette croissance spectaculaire s'appuie sur le développement de centrales solaires thermiques à capteurs plans raccordées à des réseaux de chaleur exploités par des collectivités.

Après plusieurs années de réflexion et de tâtonnements, l'Italie propose aux investisseurs un système de rémunération au prorata de la surface de capteurs solaires thermiques installée, indépendamment de leur production réelle. L'absence de critère qualité dans l'attribution des financements tolère des malfaçons. En Italie, comme en France, les capteurs installés à l'ombre ou exposés au nord ne sont pas rares.

En France, la réglementation thermique RT2012 relative à la construction de bâtiments d'habitation neufs prévoit l'installation de préparateurs d'eau chaude sanitaire disposant d'une certification CSTBat, Solar Keymark ou similaire. Les chauffe-eau solaires certifiés figurent

en première place de cette obligation aux côtés des appareils thermodynamiques et autres chaudières à haut rendement. Chaque logement neuf doit être équipé d'un minimum de 2 m² de capteurs vitrés plans ou tubulaires sous vide orientés sud et inclinés de 20° à 60°, ou d'un dispositif équivalent ayant recours aux énergies renouvelables. Cette évolution de la loi aidera peut-être le solaire thermique français à remonter vers une posture plus favorable à l'économie des ressources scénarisées par le « nouveau mix RTE ».



PHOTO 23 ■ **Système solaire de la piscine municipale de Saint-Varent (France)** (© photo Sabrina Mathez).

De nombreux équipements collectifs recourent aux capteurs solaires thermiques plans et sous vide pour couvrir une partie de leurs besoins de chaleur, voire de rafraîchissement. Sur cet exemple, le système solaire chauffe l'eau de la piscine municipale de Saint-Varent (Deux-Sèvres).

Chauffe-eau solaires

Présentés pour la première fois à San Francisco en 1900, les chauffe-eau solaires sont omniprésents dans de nombreuses régions du Sud, et se développent fortement dans les pays scandinaves pourtant peu propices à leur exploitation. Ils représentent plus de 95 % du marché du solaire thermique. Les chauffe-eau solaires se déclinent communément en deux principales technologies, thermosiphon ou à circulation forcée.

Les thermosiphons se sont généralisés dans le bassin de la Méditerranée et plus largement dans les régions chaudes de la planète. Les capteurs plans ou tubulaires et leur réserve d'eau chaude caractéristique sont généralement installés sur une terrasse, voire au sol. Le fonctionnement d'un chauffe-eau thermosiphon s'affranchit d'alimentation électrique.

Plus sophistiqués, plus chers aussi, les chauffe-eau solaires à circulation forcée sont adaptés aux climats tempérés. À la différence des thermosiphons, cet équipement inclut une pompe électrique et ne peut fonctionner en autonomie. Par contre, il est intégrable à l'architecture et se montre remarquablement discret sur nos toitures.

Ordinairement dédiés à la production d'eau chaude sanitaire, les chauffe-eau solaires étendent leur champ d'applications en fournissant la chaleur des lave-vaisselle et lave-linge.

Ainsi pourvus, ces derniers réduisent leur consommation d'électricité de 90 %. Moins habituel, ils peuvent également réduire de quelques semaines l'utilisation du chauffage d'une habitation en alimentant en calories le plancher chauffant basse température. Certes, ils ne remplacent pas les systèmes de chauffage mais effacent quelques frimas quand les capteurs emmagasinent des excès d'énergie.

Le paradoxe des systèmes solaires combinés

Fortement sollicités lorsque le soleil est relativement absent, les systèmes solaires combinés s'efforcent de satisfaire les exigences de quelques poignées de Terriens par une production simultanée d'eau chaude sanitaire et de chauffage. Ils sont plus adaptés aux zones fortement ensoleillées en hiver. Hors de ce contexte, ils réduisent les factures de chauffage de 20 % à 40 % mais doublent l'investissement initial, *a minima*. Malgré les aides financières instaurées en soutien à la filière, le coût des installations est un frein majeur au développement des systèmes solaires combinés. La concurrence de pompes à chaleur performantes, de systèmes bois ou gaz, mais aussi du chauffe-eau solaire, plus adaptés aux réalités de la construction confine cette fragile filière dans la confidentialité.

Les systèmes solaires combinés sont associés à des radiateurs basse température ou des planchers spécifiques assurant la double fonction de réservoir de kilowattheures et de diffuseur par rayonnement.

TABLEAU 31 ■ Dimensionnement d'un radiateur basse température en fonte.

T°C	Puissance/élément fonte 4/665	Nombre d'éléments pour 2 kW
30 °C	46,67 W	42,8
40 °C	68,07 W	29,3
50 °C	91,10 W	21,9
60 °C	115,65 W	17,3
70 °C	141,51 W	14,1

Pour une puissance restituée équivalente, la surface d'un radiateur de chauffage sera multipliée par 4 si la température d'entrée passe de 70 °C à 28 °C. Les systèmes solaires combinés recourent toujours à des émetteurs de chauffage de grandes dimensions, généralement planchers chauffants adaptés aux basses températures.

L'inertie thermique du béton de plancher ou de la fonte des radiateurs pallie partiellement l'intermittence de l'ensoleillement. Un stockage de chaleur plus important est assuré par un réservoir d'eau judicieusement dimensionné dans lequel l'appoint d'une autre énergie est indispensable. L'intégration d'un tel équipement dans un projet de construction implique une importante réflexion sur l'architecture car la surface des capteurs supérieure à 20 m², leur inclinaison à 60° et leur orientation sud déterminent l'essentiel de l'ergonomie du bâtiment.

Rafrâichissement solaire

Générer des températures fraîches à partir de la chaleur du soleil représente une alternative potentiellement intéressante aux machines à froid classiques. Économies à l'usage, les

rafraîchisseurs solaires consomment jusqu'à dix fois moins d'électricité que les machines à compresseur et utilisent des fluides neutres tels que l'eau, l'ammoniac ou des solutions salines. Cependant, ces installations ont le plus souvent un statut de prototypes ou de pilotes voués à l'expérimentation. Quelques centaines sont dénombrées en Europe, seulement une vingtaine en France, presque exclusivement destinées au rafraîchissement d'immeubles tertiaires.

Exposés à l'été, les rafraîchisseurs solaires peuvent rentabiliser doublement la production des capteurs de chauffage ou d'eau chaude sanitaire, et gérer utilement leurs problèmes d'excédents de puissance. À l'échelle d'une journée et du rythme des saisons, ils mettent en adéquation le maximum d'ensoleillement et les besoins de rafraîchissement.

Comment refroidir avec de la chaleur ? Un climatiseur classique comprime un fluide pour en élever la température puis le détend rapidement pour générer du froid. Une machine à froid solaire s'affranchit du compresseur spiro-orbital Scroll classique en utilisant la chaleur (70 °C à 110 °C) de capteurs solaires sous vide, éliminant ainsi le principal poste de consommation d'électricité. Deux procédés sont utilisés, les machines à « sorption » et les systèmes à refroidissement évaporatif basés sur le changement d'état d'un dessiccant solide ou liquide, le « dessiccant *cooling* ». Ce dernier représente environ 10 % des installations mais semble mieux adapté au marché des particuliers grâce à un encombrement réduit et surtout à l'absence de cheminée d'évaporation associée aux machines à sorption. Les équipements à refroidissement évaporatif utilisant un dessiccant liquide exploitent la chaleur de capteurs thermiques à air avec une température comprise entre 60 °C et 95 °C.

Le rafraîchissement solaire peut devenir compétitif s'il est associé à un système eau chaude et chauffage combinés car il exploite les mêmes capteurs à des périodes différentes. Ses coefficients de performance sont environ quatre fois plus élevés que ceux des pompes à chaleur et ils consomment moins d'électricité. Les rafraîchissements solaires sont performants mais encore éloignés du développement industriel. Le grand départ pourrait être donné par la Chine avant 2020. Ce pays continent détient un quasi-monopole sur la fabrication des capteurs sous vide de toutes les marques commercialisées sur Terre.

Face au soleil, intensément. . .

Le réalisme confesse que le soleil n'est encore pas en mesure de régler seul les problèmes d'approvisionnement énergétique de la planète. En revanche, les équipements solaires apportent des réponses précises à nombre d'interrogations soulevées par le développement de l'humanité. Toutefois, l'exposition au soleil et le respect de quelques paramètres connus offrent de meilleurs résultats ; l'indice de productivité européen en témoigne :

- rayonnement incident. La quantité d'énergie diffusée par le soleil est fonction de l'angle incident formé par son rayonnement sur les capteurs, l'optimum étant 90°. Un générateur photovoltaïque optimisé par des *trackers* assurant un suivi solaire sur deux axes accroît sa production de 40 % ;
- albedo (rayonnement réfléchi par une surface). La productivité des capteurs solaires est influencée par la luminosité ambiante. Leurs performances sont nettement améliorées par la proximité immédiate d'une surface claire ;

TABLEAU 32 ■ Coefficients d'albedo.

Sol	Coefficient d'albedo
Neige propre	0,82
Neige sale	0,60
Granite	0,22
Sable	0,20
Gazon	0,07

La neige éblouit parce qu'elle réfléchit 82 % de la lumière qu'elle reçoit alors que le gazon en absorbe presque la totalité. L'effet miroir d'un environnement clair, par exemple un plan d'eau ou un sol calcaire compacté, a un effet bénéfique sur la productivité d'un système solaire, thermique ou électrique.

- prévoir les ombres. L'étude préalable à l'implantation de systèmes solaires doit évaluer les ombres susceptibles de masquer les capteurs. Ainsi, la lecture de l'environnement évite qu'un générateur installé l'été soit masqué l'hiver par l'ombre longue d'un obstacle imprévu ;

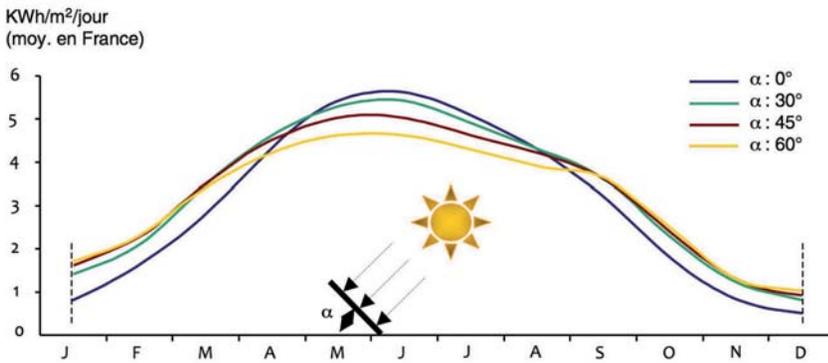


FIGURE 53 ■ Quelle inclinaison pour les capteurs ?

L'inclinaison des capteurs est déterminée par l'usage auquel ils sont destinés : 60° à 70° pour un chauffage solaire ou un générateur photovoltaïque autonome, 30° à 45° dans le cas d'un chauffe-eau solaire ou photovoltaïque raccordé au réseau (à la latitude de la France).

- une inclinaison adaptée. Les capteurs thermiques ou photovoltaïques, généralement fixes, cherchent une orientation sud (dans l'hémisphère nord) et une inclinaison sensiblement égale à la latitude du lieu. Un système solaire combiné privilégie une inclinaison proche de l'angle incident idéal au solstice d'hiver, à midi vrai ;
- intégration. La beauté naît du fonctionnel. Dans cet esprit, le but ultime d'un équipement solaire est la productivité esthétique, même si la recherche d'ensoleillement des capteurs est parfois contraignante pour l'architecte. Les systèmes photovoltaïques et thermiques se fondent dans une architecture contemporaine mais s'accommodent également de bâtis anciens. Ainsi, les tuiles photovoltaïques remplacent la terre cuite et les chauffe-eau affleurent l'ardoise des toitures bretonnes. Les tubes sous vide élargissent le champ des possibilités d'orientation. Leur rotondité est plus favorable à un angle incident optimal.

TABLEAU 33 ■ Influence de l'orientation sur le rendement de capteurs solaires.

Orientation/Sud	0°	10°	20°	30°	40°	45°
% pertes	0 %	1 %	2 %	5 %	8 %	11 %

L'efficacité des capteurs solaires varie selon leur inclinaison mais aussi selon leur orientation par rapport au sud. La perte de rendement peut dépasser 10 % avec un écart de 45°.



PHOTO 24 ■ Office de tourisme d'Alès (France).

Superbe, fonctionnel et modulable, l'art architectural est un axe de développement du photovoltaïque très prometteur ; de brillantes réalisations en témoignent, y compris dans la réhabilitation de bâtiments anciens. L'office de tourisme d'Alès (France) mélange avec bonheur haute technologie et vieilles pierres. Quelques systèmes thermiques font appel à ce type d'implantation, notamment les capteurs tubulaires sous vide et à air chaud.

UN RENOUVEAU DES CONCENTRATEURS SOLAIRES ?

Dès 1904, le pyrhéliophère du bouillant curé de Sorède, alias « padre Himalaya », impressionnait l'exposition universelle de Saint-Louis (États-Unis) avec ses hautes températures. Un siècle plus tard, la centrale solaire française Thémis (Targassone), mise en service en 1983 puis démantelée en 1986 à cause des bas coûts du pétrole, ouvre ses installations à la plate-forme de recherche TSI (Thémis solaire innovation) axée sur le photovoltaïque et le solaire thermodynamique. L'élaboration du démonstrateur Pegase sur le site TSI préfigure une nouvelle génération de centrales hybrides à très haut rendement.

À Montlouis (France), point d'électricité solaire, mais le patron est au fourneau parabolique et l'expérience impressionne. Le blindage de douze millimètres placé au point d'ignition est fondu en moins de vingt secondes. La puissance du miroir solaire brûle l'acier presque aussi facilement qu'une feuille de carton. Non loin de là, le four d'Odeillo joue dans la cour des grands. Ce haut lieu de l'héliothermie planétaire écrit sa propre page d'une histoire multimillénaire ; ici on cherche et on expérimente, comme jadis Archimède ou Buffon.

L'héliothermodynamique produit et stocke de l'électricité. Les ambitions ne manquent pas. Selon les objectifs de l'Agence internationale de l'énergie, la capacité de production mondiale devrait passer de 1 000 MW en 2010 à 337 000 MW en 2030, toutes filières confondues.

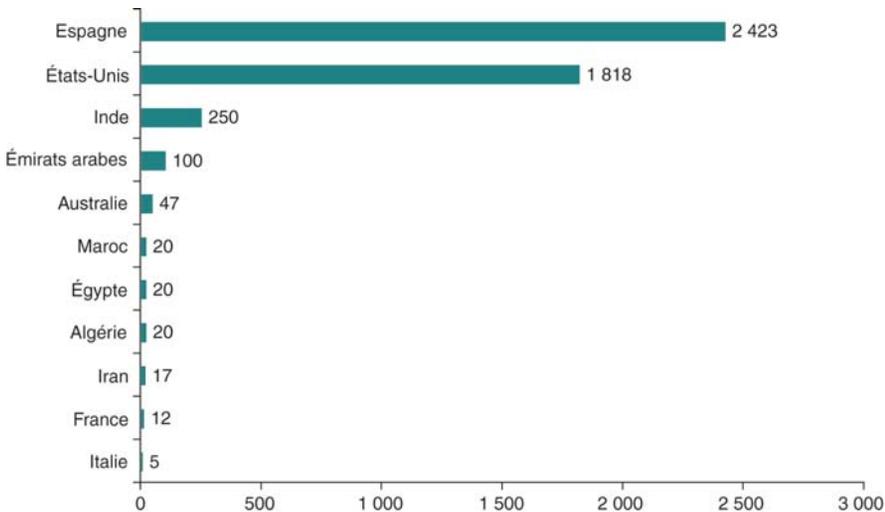


FIGURE 54 ■ Centrales héliothermodynamiques, puissance installée et en construction (MW en 2013) (d'après SER-EurObserv'ER).

Certes, le potentiel semble relativement important mais les réalisations ne sont pas encore pléthoriques. Les plus significatives sont visibles en Andalousie et dans le désert de Mojave. L'héliothermodynamique ne manque pas d'atouts et les ambitions sont présentes. La capacité de production mondiale pourrait passer à 337 000 MW en 2030 (1 000 MW en 2010).

Contrairement à l'éolien et au photovoltaïque, les équipements solaires à miroirs peuvent disposer d'une considérable capacité de stockage thermique de laquelle peut résulter une

production d'électricité linéaire. En Espagne, 62 % de la puissance installée bénéficie d'un tel dispositif et intègre plus aisément le catalogue des ressources gérables par les gestionnaires de réseau. Le soutien de cycles combinés gaz propulse les centrales héliothermodynamiques vers le rang de bon élève adapté aux performances du réseau électrique européen.

Les miroirs solaires paraboliques ou cylindro-paraboliques sont de puissants générateurs thermiques. Presque toujours exploités à des fins de production électrique, ils peuvent également fonctionner en cogénération. Un tel complément d'utilisation élève le rendement et la rentabilité du système, s'il est raccordé à un réseau de chaleur ou de centrales à froid, par exemple.

Technologies de l'héliothermodynamique

Miroirs paraboliques, cylindro-paraboliques ou plans, peu importe leur géométrie focale, tous sont les âmes de l'héliothermodynamique. Leur but premier est de collecter le rayonnement solaire sur une aire importante pour le concentrer sur une ligne ou un point focal. Cette puissante compression d'énergie génère de hautes températures, près de 3 800 °C à Odeillo. Une température dix fois moindre suffit à vaporiser un fluide thermodynamique et entraîner un alternateur pour générer de l'électricité.

De très nombreuses variantes ont vu le jour et sont soigneusement remises dans des musées. Certains miroirs subsistent sous forme de maquettes, de plans ou de gravures, d'autres ont survécu aux années tourmentées de l'avènement des industries pétrolières et fascinent toujours de nombreux passionnés.

Quatre filières principales sont exploitées : les miroirs paraboliques, cylindro-paraboliques, lentilles de Fresnel et équipements à tour.

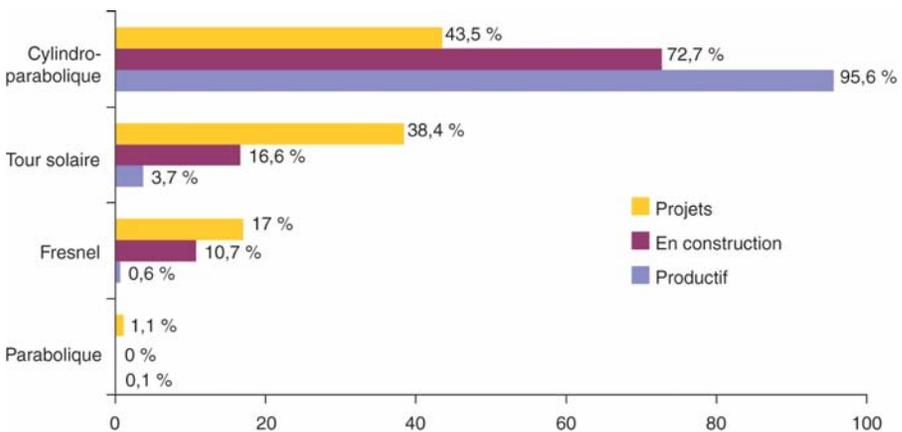


FIGURE 55 ■ Technologies de l'héliothermodynamique dans le monde (source : AIE-SER).

Le développement de l'héliothermodynamique répond d'abord à une logique économique. Les technologies cylindro-paraboliques ont un quasi-monopole sur les installations à vocation électrique en raison d'une meilleure rentabilité. Les hautes températures des miroirs paraboliques pourraient ouvrir une porte vers le rafraîchissement solaire. De leur côté, les centrales à tour connaîtront peut-être une renaissance avec la nouvelle génération hybride Pegase à l'étude sur le site de Thémis.

Miroirs paraboliques

Même sous forme de maquette, les miroirs paraboliques sont de puissants générateurs de chaleur, toujours prêts à fondre des métaux, enflammer du bois ou brûler une main au moindre rayon de soleil. De nombreux modèles réduits concentrent plusieurs milliers de fois le rayonnement reçu par la parabole et atteignent parfois 1 500 °C au point d'ignition. Ils sont accessibles aux usages domestiques tels que la cuisson d'aliments et la génération d'électricité mais exigent un suivi solaire précis sur deux axes.

À ce jour, le plus puissant miroir parabolique est à Odeillo, près de Font Romeu (France) dans le parc régional naturel des Pyrénées catalanes. Cette région est remarquable par la pureté de son atmosphère et son ensoleillement annuel de 2 750 heures, l'un des plus importants de France.

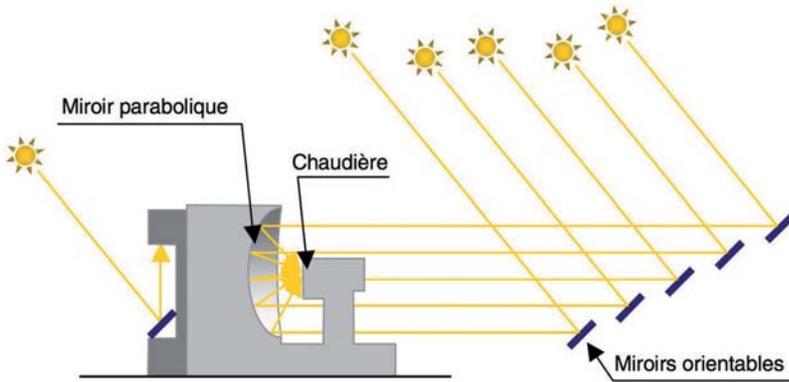


FIGURE 56 ■ Four solaire parabolique.

Soixante-trois miroirs plans de 45 m² sur *trackers* concentrent le rayonnement solaire vers une parabole fixe de 2 000 m², laquelle va comprimer et diriger l'énergie reçue sur le récepteur focal. Cet imposant complexe, symbole mondial de l'héliothermie, aussi haut qu'un immeuble de quinze étages, totalise une surface réfléchissante de 4 835 m². Les premiers essais avaient pour but de tester la capacité du principe à produire de l'électricité. Cette option a été rapidement écartée car peu performante dans cet exercice. Le four d'Odeillo est désormais exclusivement utilisé pour réaliser des études nécessitant de hautes températures. Dans les meilleures conditions, sa puissance permet de flirter avec 3 800 °C et de tester des matériaux soumis à des conditions extrêmes pour la fusion nucléaire, l'aéronautique, l'espace ou les technologies de pointe, par exemple les fameuses « tuiles » du bouclier thermique de l'orbiteur Endeavour.

Malgré son âge vénérable, la « filière » solaire parabolique piétine notamment au cause du coût très élevé des infrastructures. Peut-être lui manque-t-il une industrialisation des moteurs à combustion externe Stirling et une volonté de développer des systèmes décentralisés de quelques kilowatts pour grignoter le photovoltaïque. Mais ce dernier règne sans partage sur le créneau.

PHOTO 25 ■ Miroir solaire parabolique et son moteur Stirling.

Quel est l'avenir des miroirs paraboliques dans un usage domestique ? De tels équipements sont confrontés à la concurrence fratricide du photovoltaïque et peinent pour trouver une justification économique mais aussi technique. La superbe machine ci-dessus fournit tout juste 1 kW



Collecteurs cylindro-paraboliques ou linéaires en auge

Moins puissants que les paraboles mais beaucoup plus répandus dans la production d'électricité, ils équipent la plupart des centrales héliothermodynamiques. Les miroirs en forme d'auge suivent la course du soleil sur l'axe est-ouest ou nord-sud, et concentrent le rayonnement sur une ligne focale mais peuvent couvrir des étendues importantes. De ce fait, les grandes installations collectent des puissances primaires de plusieurs centaines de mégawatts. Le recours au stockage de chaleur ou la collaboration d'autres ressources assurent une continuité de la production, argument fort utile pour intégrer le panel électrique d'un pays. Par exemple, la centrale électrique de Ain Beni Mathar, située à 85 km au sud de la ville de Oujda dans l'est du Maroc exploite 18,3 hectares de capteurs cylindro-paraboliques. Leur température de sortie est de 393 °C pour une puissance finale de 20 MW électriques. Dans cette configuration, la technologie solaire intervient en complément d'un cycle combiné gaz de 450 MW électriques (exploitation simultanée d'une turbine à combustion et d'un cycle vapeur issus d'une même machine). Argument essentiel dans une région aride, le refroidissement par des aéroréfrigérants en circuit fermé réduit la consommation d'eau de 80 %. La centrale de Ain Beni Mathar s'inscrit dans la politique de fort développement des énergies renouvelables du pays qui prévoit quatre nouvelles centrales solaires à l'horizon 2020 : Laayoune, Boujdour, Tarfaya et Ouarzazate.

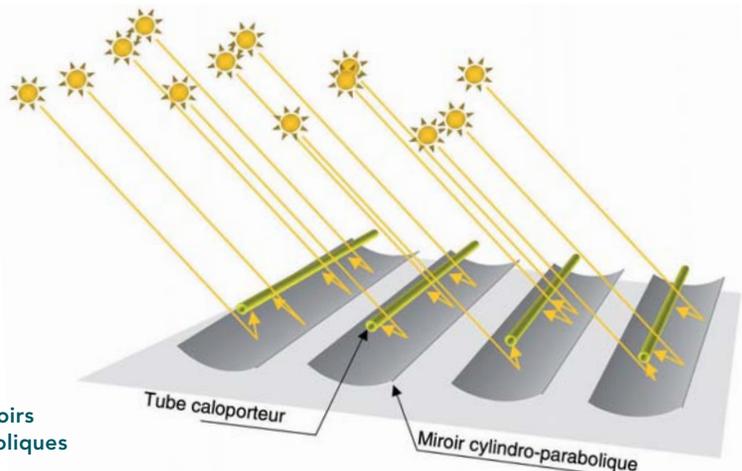


FIGURE 57 ■ Miroirs cylindro-paraboliques en « auge ».

Loin devant les États-Unis, l'Espagne tient son rôle de leader mondial avec 2 423 MW installés ou en construction. Outre le fort ensoleillement de l'Andalousie, le développement de l'héliothermodynamique espagnole est surtout motivé par le prix de vente du kilowattheure. Les exploitants de centrales ont en effet le choix entre un tarif forfaitaire fixe de 0,291 €/kWh, ou un prix fluctuant situé entre 0,274 €/kWh et 0,371 €/kWh vendu (2013).

Miroirs plans et lentilles de Fresnel

Cette technologie est une déclinaison optique dégradée des miroirs auge. Les centrales solaires de ce type représentent 10,7 % de l'héliothermodynamique installé, exclusivement en démonstration.

Bakersfield (Californie 24 MW), Murcie (Espagne 1,4 MW) et New South Wales (Australie 2 MW) et Alba Nova 1 (Corse 12 MW) sont des équipements opérationnels en 2014 et 2015. Malgré des performances en retrait, la technologie Fresnel pourrait sortir de la confidentialité grâce à un coût d'installation et de maintenance relativement abordable. L'achat en 2010 de la société californienne AUSRA par Areva pourrait faire évoluer positivement le développement des centrales à concentration dotées de réflecteurs linéaires Fresnel.

Alba Nova 1 est la première centrale solaire thermodynamique construite sur le territoire français depuis l'inauguration de Thémis en 1983. Développée par Solar Euromed sur la côte est de la Corse, elle devrait produire ses premiers kilowattheures en 2015. Sa puissance de 12 MW thermiques doit démontrer la pertinence du concept industriel en fonctionnement réel.

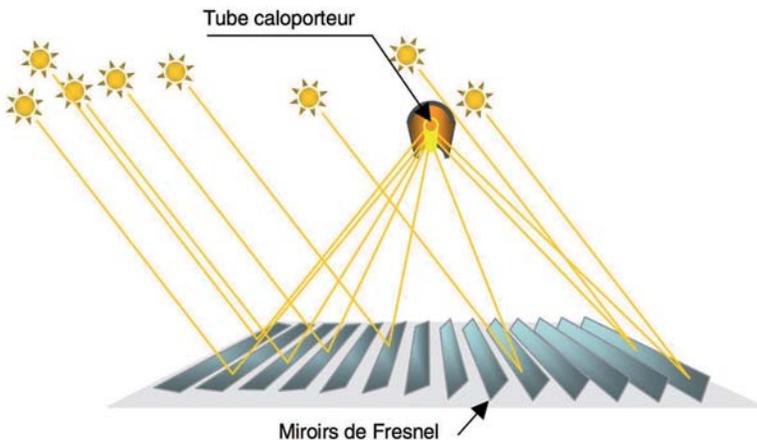


FIGURE 58 ■ Miroirs plans et lentilles de Fresnel.

Centrales solaires à tour

Malgré d'indéniables qualités, les centrales solaires à tour ne sont pas en nombre pléthorique. Pour fixer un ordre de grandeur, imaginons que les installations en service sur l'ensemble de la planète représentent à peine 0,7 % de la puissance du seul équipement hydroélectrique Robert Bourassa (Québec).

Le but des miroirs solaires, grands ou petits, est toujours de générer de hautes températures en focalisant l'énergie reçue sur un récepteur. Les centrales à tour offrent l'avantage de

confiner le circuit thermodynamique dans un volume restreint et de limiter les pertes thermiques de façon significative par rapport à un champ de collecteurs cylindro-paraboliques. Les températures de travail peuvent également être plus élevées, environ 1 000 °C pour un facteur de concentration à 700/1, alors que les miroirs augez plafonnent à 500 °C environ dans des conditions d'ensoleillement favorables.

Le projet Pegase (*Production of Electricity from Gas and Solar Energy*) installé sur le site de Thémis près de Targassonne (France) vise la mise au point d'un générateur solaire hybride de 2 MW électriques avec un appoint gaz. Ce concept hautement performant préfigure une troisième génération de centrales solaires capables d'intégrer le mix énergétique européen à coût compétitif.

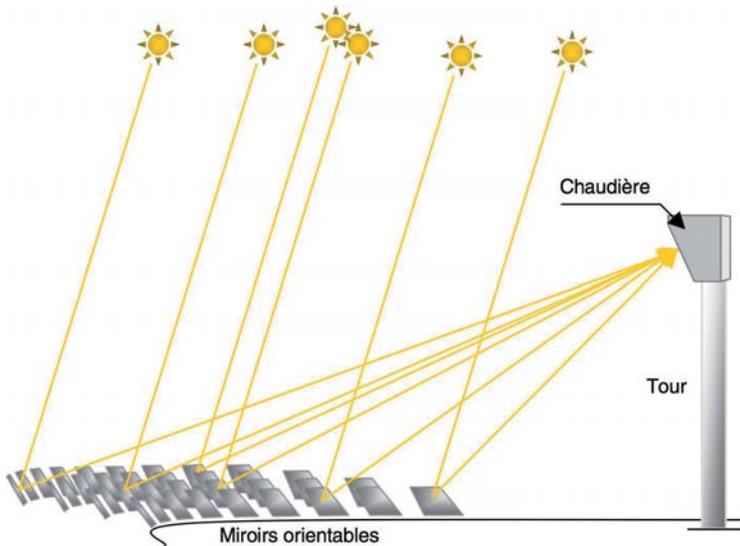


FIGURE 59 ■ Centrale électrique à tour.

Pegase permet d'élever le taux de conversion soleil-électricité à 30 % et d'assurer une continuité de production sans recourir à des systèmes de stockage de chaleur dans des sels fondus ou du sodium. De plus, la turbine à gaz réduit la consommation d'eau d'un facteur 3 par rapport à une turbine à vapeur de puissance équivalente.

Demain peut-être ?

L'énergie solaire est une ressource brillante et noble, réputée inépuisable à l'échelle humaine. Les zones arides reçoivent environ 2 750 kWh/m²/an, le sud de la France, le nord de l'Espagne ou de l'Italie environ 1 700 kWh/m²/an. Certains systèmes solaires sont plus productifs ou moins exigeants que d'autres. Par exemple, le photovoltaïque et les capteurs thermiques plans s'accommodent, bon gré mal gré, d'un rayonnement diffus alors que les miroirs perdent 90 % de leur puissance au moindre nuage.

Toutes les filières ont en commun un fonctionnement intermittent et une faible densité. Certaines installations s'arc-boutent sur des capacités de stockage d'énergie de quelques

heures pour compenser cet inconvénient alors que d'autres associent intelligemment leurs forces à des ressources plus conventionnelles pour fournir une possibilité de gestion des kilowattheures produits compatible avec le réseau électrique du XXI^e siècle.

Les systèmes solaires photovoltaïques sont intégrés aux scénarios de transition énergétique dans un rôle qui leur convient difficilement. Point de miracle à ce jour, faute de technologie suffisante, ils ne peuvent remplacer les ressources fossiles et fissiles à l'échelle d'un continent ou d'un pays, même au prix d'investissements lourds. Ils doivent évoluer vers une autoconsommation au plus près des besoins réels, à l'image des chauffe-eau solaires. Encore confidentielle, l'âme des miroirs brille de mille feux au-dessus d'installations commerciales et d'une poignée de démonstrateurs high-tech. Pour eux, le chemin vers l'industrialisation sera long.

GÉOTHERMIE, L'AUTRE NUCLÉAIRE

Le troisième millénaire s'est-il égaré au Moyen Âge ou la machine à voyager dans le temps s'est-elle enrayée ? Une certitude émerge de l'histoire : dès 1332, Chaudes-Aigues (France) inaugurerait son réseau de chauffage urbain géothermal.

Proche cousine de nos centrales nucléaires, la géothermie est l'autre moyen d'exploiter la radioactivité du sous-sol.

Quelques zones du globe sont parsemées de marqueurs chauds, témoins d'une intense activité volcanique. Sur une île de feu, les Islandais déneigent les trottoirs et couvrent 95 % de leurs besoins de chauffage avec l'eau des volcans. Quel avenir pour la géothermie ?

L'énergie de la Terre

Séismes, mouvements de plaques lithosphériques, éruptions volcaniques et geysers sont des expressions de l'énergie du globe terrestre. Cependant, en dehors de manifestations puissantes et ponctuelles, la puissance du flux thermique transféré à la surface de la Terre par la lithosphère serait d'environ 20 mW/m^2 (milliwatts/m²). Par comparaison, le rayonnement solaire mesuré au pyranomètre à Pamproux (France), en juillet, flirte avec $1\,000 \text{ W/m}^2$, soit une puissance théorique cinquante mille fois supérieure à celle du rayonnement terrestre. Cette chaleur provient des mouvements géologiques et de la désintégration d'éléments radioactifs tels que le U238 et U235 présents dans les minéraux.

La géothermie est un produit de la radioactivité naturelle. Les filières électronucléaires conventionnelles n'ont rien inventé. Pour preuve, les gisements d'uranium d'Oklo et Bagombé au Gabon sont en partie constitués de réacteurs éteints. La radioactivité du sous-sol est exploitée *via* les centrales électronucléaires ou par puisage direct de chaleur au moyen de forages.

Forages, l'évolution attendue

Les fluides de forages et de fracturation dérivés de l'industrie agro-alimentaire semblent opérationnels. Le premier doublet de taille industrielle issu du pilote technologique de Soultz-sous-Forêts est réalisé à quelques encablures de Rittershoffen. Destiné à l'usine Roquette de Beenheim, il devrait délivrer 24 MW thermiques. Le chantier innovant a mis en

œuvre des acides alimentaires biodégradables injectés sous faible pression dans les strates géologiques profondes pour faciliter la circulation de l'eau chaude dans l'environnement du puits. La fracturation propre constitue une clé du développement des forages fracturés.

Basses et hautes températures

Toutes filières confondues, la géothermie est la seule ressource énergétique constante et disponible 24 h/24 h en toutes saisons, sans soucis d'épuisement des stocks. À faible température, elle chauffe directement piscines, serres horticoles ou bassins piscicoles mais peut aussi être rehaussée par le travail de pompes à chaleur sur nappe phréatique, sonde ou capteur de surface. Dans ce dernier cas, il convient de parler de pompe à chaleur géosolaire. Des réseaux de chauffage urbain et certains *process* industriels sont alimentés par des forages plus calorifiques. Moins répandue, la géothermie profonde utilise de hautes températures pour produire de l'électricité.

Quatre filières différentes sont exploitées ou en expérimentation :

- gisements de vapeur sèche. Rares, ils permettent une utilisation directe de vapeur haute pression pour entraîner des turbines. La centrale de Larderello (Italie) puise dans un réservoir de vapeur sèche ;
- nappes d'eau chaude omniprésentes dans les régions volcaniques actives ou éteintes. Les forages de Bouillante sur l'île de La Guadeloupe pompent dans les eaux très chaudes du sous-sol pour produire de l'électricité ;
- *Hot Dry Rocks* (HDR). L'expérience européenne *Hot Dry Rocks* de Soultz-sous-Forêts (France), initiée dès 1984 par André Gérard, du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), et Oskar Kaplemeyer, de la société Geothermic Consult (GTC), aurait pu souffler un vent nouveau sur l'énergie de proximité. Le principe *Hot Dry Rocks* consiste à injecter de l'eau froide dans les strates rocheuses fracturées pour récupérer les calories du sous-sol profond au moyen d'un second forage. Aujourd'hui, point de HDR : le démonstrateur alsacien exploite un aquifère chaud reliant les puits et un cycle organique de Rankine (ORC) pour produire de l'électricité ;
- gisements supercritiques. Les réservoirs d'eau supercritique ($T\text{ °C} \geq 376$ °C et pression ≥ 221 bars) font l'objet de recherches sur le champ géothermique de Krafla (Islande). La situation géographique de ces ressources très haute énergie est réduite aux milieux volcaniques, voire magmatiques. Un seul puits producteur dégagerait une puissance stable de 50 MW électriques.

Réseaux de chaleur

La géothermie profonde basse et très basse énergie collecte des températures comprises entre 30 °C et 150 °C, trop faibles pour générer de l'électricité par des moyens conventionnels. Ces ressources alimentent essentiellement des réseaux de chaleur urbains, sites industriels, serres horticoles, piscicultures ou complexes de balnéothérapie. Le taux de disponibilité moyen des réseaux de chaleur en géothermie avoisine 100 %.

En France, les forages consacrés à l'exploitation de la chaleur (600 à 2 000 m de profondeur) sont recensés dans les bassins sédimentaires d'Aquitaine, d'Île-de-France, de Limagne, mais aussi Hainault, Bresse, Languedoc et Lorraine.

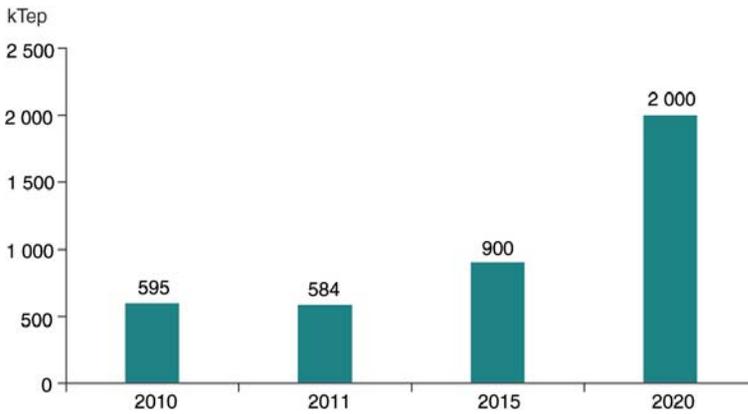


FIGURE 60 ■ Production de chaleur géothermique en Europe, 2010-2020 (en kTep)

(source : EurObserv'ER 2012).

Relativement confidentiels à l'échelle planétaire, les réseaux de chaleur sur géothermie profonde progressent néanmoins en Europe. La France exploite des forages en Aquitaine, Limagne, Languedoc, Île-de-France, Hainault, Bresse et Lorraine. La capacité des systèmes de chauffage collectifs européens sur géothermie devrait doubler à l'horizon 2025-2030.

Depuis son inauguration, le 14 décembre 1963, la Maison de la radio (Paris) est toujours chauffée par un forage géothermal à 600 m dans l'Albien, délivrant une eau douce à 27 °C. Dans son sillage, une bonne centaine de réalisations similaires ont vu le jour jusqu'au milieu des années 1980. Puis, des problèmes de corrosion et le coût d'exploitation ont ralenti la filière. En 1989, le rééchelonnement des prêts consentis aux géothermiciens et les évolutions technologiques vont sauver une trentaine d'installations. Soixante-deux sont actives en 2014, réparties sur le territoire. Par exemple, à Fresnes, le doublet au Dogger produit une eau à 73 °C en tête de puits. L'énergie est injectée dans un réseau de chaleur de dix kilomètres raccordé à une soixantaine d'abonnés représentant 7 200 équivalents logements.

En 2014, à Châteauroux, 1 150 logements du quartier Saint-Jean, le collège Rosa Parks et une maison de retraite sont alimentés en chaleur par une centrale géothermique puisant de l'eau à 34 °C dans les sables du Trias. Le travail thermique des profondeurs est rehaussé par quatre pompes à chaleur.

Le Bassin aquitain est une autre région géothermale française s'étendant jusqu'aux pieds des Pyrénées. Les gisements se prolongent du nord-est de Bordeaux jusqu'à Arcachon, Bayonne et Dax.

Électricité géothermique, comment ça marche ?

Si le potentiel thermique du sous-sol était utilisable à la hauteur de nos besoins, nous n'aurions nul besoin de chercher des kilowattheures électriques ailleurs. La géothermie est exploitée par niveau de température, les plus hautes étant relevées sur la ceinture de

feu et dévolues à la production d'électricité. Ainsi, la centrale de Bouillante sur l'île de la Guadeloupe convertit les calories de la Soufrière en kilowattheures électriques en puisant de la vapeur à 260 °C pour entraîner ses turbines, le puits le plus productif étant BO2 (30 t/h à 350 mètres). Sur l'ensemble du globe, on dénombre environ 400 installations de ce type (au Japon, en Indonésie, aux Philippines, en Islande, Nouvelle-Zélande, Italie, Turquie, Grèce, Guadeloupe).

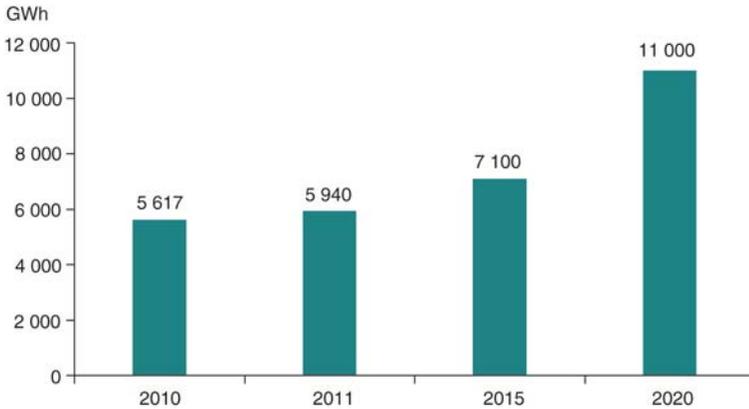


FIGURE 61 ■ Production d'électricité géothermique en Europe, 2010-2020 (en GWh)

(source : EurObserv'ER 2012).

Les centrales « géo-électriques » sont situées sur la ceinture de feu, Italie, Grèce, Guadeloupe, Islande. Toutefois, l'expérimentation internationale de Soultz-sous-Forêts pourrait généraliser une exception. En effet, l'utilisation d'un cycle organique de Rankine ouvre la géo-électricité aux basses températures.

En France métropolitaine, les températures les plus propices à la géo-électricité sont relevées sous le fossé rhénan où la température atteint 200 °C à – 5 000 m. À l'échelle de la planète, le gradient thermique moyen est de 3 °C tous les 100 m mais en certains points chauds, la température augmente plus rapidement avec la profondeur : elle atteint 100 °C par 100 m à Larderello (Italie). Plus modestes, les gisements de Soultz-sous-Forêts sont cependant compatibles avec la production d'électricité. Dans ce cas, l'énergie primaire provenant du sous-sol cède sa chaleur à de l'isobutane, fluide de travail plus volatil que l'eau évoluant en boucle dans un circuit secondaire. Sa compression puis sa détente entraînent une turbine et un alternateur producteur d'électricité.

Soultz-sous-Forêts, un pilote unique au monde

À deux pas de l'Allemagne, le village alsacien cultive les bonnes manières : façades colorées, colombages soigneusement entretenus et accueil chaleureux sont la norme. Les profondeurs du fossé rhénan, favorables à la formation de gisements pétroliers jadis exploités, sont propices à l'exploitation géothermale. L'expérience scientifique menée depuis 1987 à Soultz-sous-Forêts apporte une précieuse contribution au développement d'une filière géothermie profonde innovante en mesure de produire de l'électricité en puisant la chaleur de champs radioactifs naturels.

Les étapes du projet pilote

- 1987-1991 : exploration.
Forage GPK1 à - 2 000 m et carottage EPS1 à - 2 227 m.
- 1991-1998 : approfondissement de GPK1 à - 3 600 m et forage de GPK2 à - 3 880 m. Test de circulation d'eau entre les puits sur une période de 4 mois.
- 1999-2007 : approfondissement de GPK2 à - 5 080 m et fracturation.
Forage de GPK3 à - 5 100 m et fracturation.
Forage de GPK4 à - 5 270 m et fracturation.
Tests de circulation d'eau entre les trois puits pendant 5 mois, et prolongement de la fracturation par des procédés chimiques.
- 2007-2010 : construction et test du complexe de production d'électricité géothermique utilisant un cycle organique de Rankine (ORC).

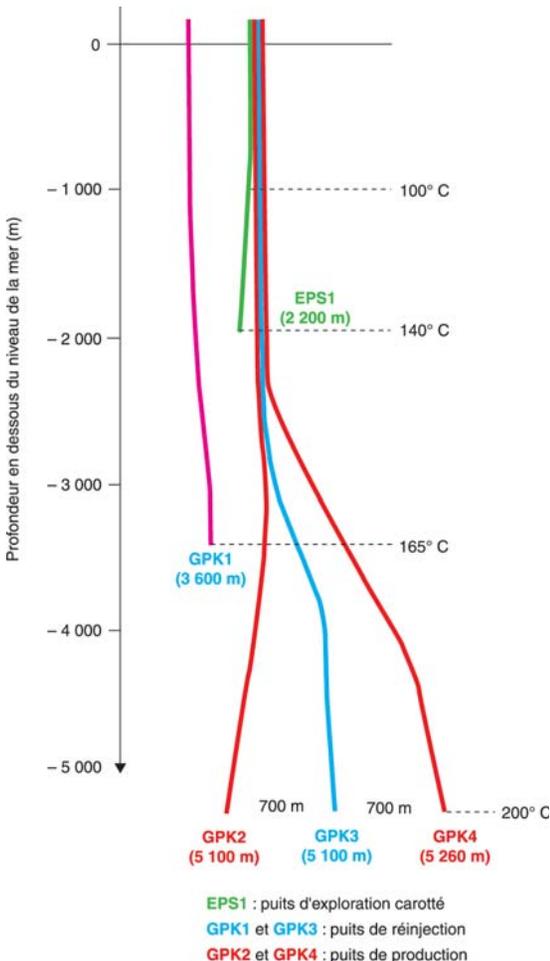


FIGURE 62 ■ Forages du pilote international de Soultz-sous-Forêts.

Le concept « Hot Dry Rocks », principe consistant à injecter de l'eau froide dans des roches chaudes et sèches fracturées pour récupérer de l'eau fortement réchauffée, n'a pas fonctionné. Cependant, les deux puits de production remontent chaque seconde 100 litres d'eau à 165 °C sous une pression de 20 bars.

Produire de l'électricité géothermique sur des zones non volcaniques est un pari ambitieux. L'installation d'un site pilote d'envergure planétaire à Soultz-sous-Forêts est principalement lié à une anomalie thermique propice à la recherche scientifique.

Les mines de pétrole et forages communs dans cette région ont permis de dresser une cartographie thermique à – 400 m relativement exacte. Ainsi, le puits d'exploration EPS1 réalisé en 1988 a tout d'abord laissé apparaître un réchauffement du sous-sol d'environ 10 °C tous les 100 m (100 °C à 1 000 m). À 2 000 m, la température est de 140 °C seulement, loin des 200 °C escomptés pour expérimenter le fameux « *Hot Dry Rocks* », principe consistant à injecter de l'eau froide dans des roches chaudes et sèches fracturées, puis à récupérer l'eau fortement réchauffée. Toutefois, la réalité n'a pas confirmé la théorie et le puits GPK1, foré en 1992, a seulement démontré l'effondrement du gradient thermique au-delà de 1 000 m. En effet, le puits ne dépassait pas 165 °C à 3 600 m. Selon Albert Genter, géologue du BRGM responsable scientifique du projet, à cet endroit, le sous-sol du fossé rhénan est apparu incompatible avec la mise en œuvre du concept HDR. Le gradient thermique moyen du site n'excède pas 38 °C par kilomètre (Bassin parisien 33 °C/km). En 1997, le premier test de circulation réalisé entre deux puits par injection d'eau colorée a démontré la présence d'un aquifère d'importance modeste dans des granites de 330 millions d'années, naturellement fracturés. Le débit d'eau, insuffisant pour permettre le fonctionnement de la petite centrale électrique de 2,2 MW, est rehaussé par un appoint de surface.

Les fissures naturelles de la roche profonde sont ouvertes par des fracturations hydrauliques et des solutions d'acide chlorhydrique ou organique. Un tel nettoyage a multiplié la production du puits GPK2 par cinquante. Dans des conditions optimales, les pompes d'exhaure des deux puits de production remontent chaque seconde 100 litres d'eau à 165 °C sous une pression de 20 bars. Après avoir transféré une partie de ses calories au circuit secondaire, cette eau filtrée est réinjectée dans la nappe.

Cycle organique de Rankine, de quoi s'agit-il ?

Le « cycle organique de Rankine » met en mouvement un fluide organique dont la détente est plus performante que celle de la vapeur d'eau utilisée dans un « cycle de Rankine » classique.

À Soultz, l'eau remontée par les forages (165 °C) est insuffisamment chaude pour générer de la vapeur sèche et entraîner directement la turbine. La motorisation de l'alternateur s'appuie donc sur les propriétés thermodynamiques de l'isobutane, fluide intermédiaire plus performant que la vapeur d'eau dans les gammes de puissance relativement faibles. L'isobutane du circuit secondaire est vaporisé sous pression à 120 °C par la chaleur du circuit primaire puis détendu sur les aubes de la turbine et enfin refroidi et condensé dans des aérofrigorifères avant d'être à nouveau transformé en vapeur.

La diversité des fluides de travail ouvre un vaste champ de solutions pertinentes pour convertir de faibles ressources thermiques en électricité avec des machines remarquablement fiables.



PHOTO 26 ■ Site pilote de Soutz-sous-Forêts.

Les avancées de ce site unique sont suivies de près par les experts du monde de l'énergie. L'expérimentation de Soutz-sous-Forêts pourrait en effet réduire le coût des installations et élargir considérablement les possibilités de la filière.

Les avancées du site-pilote alsacien sont scrutées par le monde de l'énergie car les solutions basse température expérimentées réduisent considérablement le coût du mégawatt géothermique installé. En effet, le forage de deux puits à 3 000 m est facturé 6 M€ mais atteint 19 M€ à 5 000 m. Les systèmes basse température à faible profondeur assureraient une rentabilité moins incertaine, à condition que le prix du kilowattheure vendu soit suffisamment élevé pour garantir leur viabilité économique.

Pompes à chaleur : l'air, la terre et l'eau

Connue dès 1852 par les travaux de William Thomson (Lord Kelvin), la pompe à chaleur s'adapte judicieusement aux nouvelles normes de performances énergétiques dans le bâtiment, ajoutant la climatisation ou le rafraîchissement au traditionnel tandem chauffage-eau chaude sanitaire proposé par ses concurrents.

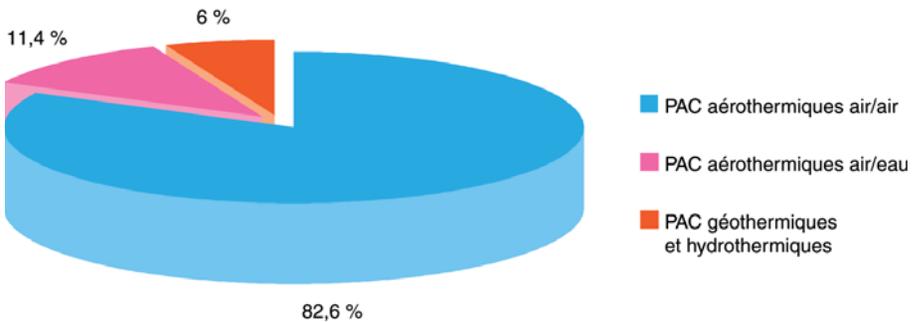


FIGURE 63 ■ Répartition du marché des pompes à chaleur en Europe

(source : EurObserv'ER 2013).

En Europe et dans le monde, le marché des pompes à chaleur est largement dominé par les machines aérothermiques réversibles « air/air ». Les performances des pompes à chaleur installées sur l'extraction d'air d'un local dépassent fréquemment celles des équipements utilisant des capteurs enterrés ou sur nappe phréatique.

Cent-trente millions de machines de toutes puissances officient dans le monde et environ 17 millions de nouvelles unités sont installées annuellement, principalement en Asie, Amérique du Nord et Europe. Ce marché florissant est dominé par l'aérothermie. Les équipements air-air, remarquablement efficaces face à des températures hivernales douces, prétendent à une omniprésence apte à réduire considérablement les consommations d'énergie. Leur simplicité d'installation alliée à la généralisation du compresseur spiro-orbital Scroll sont d'autres arguments plaidant en faveur d'un fort développement.

Le rapport entre la consommation et la production d'énergie définit l'efficacité d'une pompe à chaleur. Calculé pour la fonction chauffage, ce **coefficient de performance (COP)** varie en moyenne de 3 à 5,5. Il signifie que pour 1 kWh électrique consommé par le compresseur, la machine produit 3 à 5,5 kWh sous forme de chaleur.

Technologies de captage

Le choix du capteur est déterminé par la place disponible, la puissance nécessaire au bon rendement de l'installation projetée, la ressource du sous-sol et quelques affinités budgétaires. Trois technologies sont envisageables.

Aérothermie

- Les calories extraites d'un local par les gaines de ventilation double flux peuvent alimenter le circuit primaire d'une pompe à chaleur. Les machines 4 en 1 Hora fonctionnant sur ce principe affichent un rendement de haut niveau.
- Air ambiant extérieur. Le brassage de l'air par les ventilateurs se révèle parfois une gêne pour le voisinage. Les pompes à chaleur aérothermiques perdent une part importante de leur efficacité si elles sont soumises à des températures négatives. En théorie, les pompes à chaleur aérothermiques pourraient utiliser les arrivées d'air d'un puits canadien pour améliorer leurs performances par grand froid. Cependant, le débit nécessaire à l'échangeur est généralement trop élevé pour préserver l'efficacité de ce dernier. Les puits canadiens (ou puits provençaux) ne sont pas justifiés dans les régions ou les hivers sont peu rigoureux.

Hydrothermie

- Les captages sur nappe phréatique, performants sous réserve de la stabilité du niveau d'eau, exploitent des températures supérieures à 10 °C et bénéficient d'un COP parmi les plus élevés. Ils sont désormais associés à un puits de réinjection. La puissance récupérable dans l'eau d'une nappe phréatique varie de 4,5 à 5,5 kW par m³/h à la température minimale de 8 °C. Cette énergie dépend aussi du débit des pompes d'exhaure et du volume de la nappe.
- Les calories parfois prélevées sur les plans d'eau ou en mer chauffent et climatisent des navires ou équipements côtiers nécessitant de fortes puissances thermiques. La principauté de Monaco, à l'avant-garde de l'installation de pompes à chaleur à l'eau de mer depuis 1963, exploite plus de 70 équipements sur son littoral.

Géothermie

Ici et là, les tuyaux enfouis dans le jardin taquent taupes, lombrics et autres habitants du potager, collectant la chaleur de la terre pour la restituer dans les habitations après une séance de *body-building* dans le compresseur de la pompe à chaleur.

Il existe deux types de captages géothermiques.

- Captage géosolaire : le champ de tuyaux (polyéthylène ou cuivre gainé de polyéthylène posé sur un lit de sable) est étendu en boucles horizontales sur une superficie 1,5 ou 3 fois supérieure à la surface à chauffer. Il collecte environ 12 W par mètre linéaire. Ici point de forage, mais un enfouissement simple ou en superposition à 0,60 m et 1,20 m, par exemple. Les capteurs géosolaires, disposés à plat sur un sol préalablement décapé, n'appellent pas de restrictions particulières : tomates, poireaux, lombrics, taupes, horticulteurs et grillonss'épanouissent à leur gré. Seuls les arbres sont consignés à distancer respectable.

La puissance prélevée par les capteurs horizontaux ne doit pas excéder 15 watts par mètre de tube enterré, condition essentielle au renouvellement du gisement thermique. Le cas échéant, le capteur deviendrait rapidement inopérant.

- Sonde : le plus urbain des systèmes de géothermie domestique se contente d'une emprise au sol minimale, quelques mètres carrés pour réaliser les travaux, mais peut s'enfoncer à plus de 100 m sous le sol. Les sondes géothermales récupèrent environ 50 W par mètre linéaire et sont fréquemment doublées ou triplées, voire davantage, pour couvrir l'intégralité des besoins de chauffage, rafraîchissement et eau chaude sanitaire.

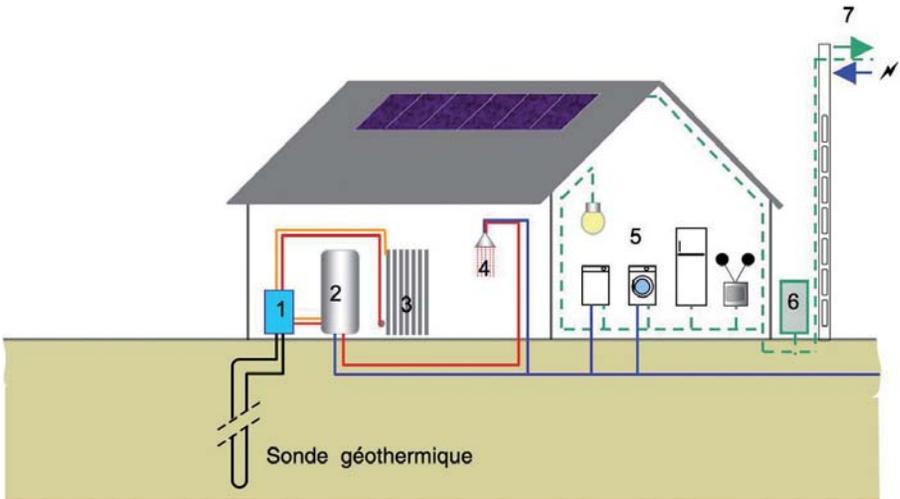


FIGURE 64 ■ Géothermie domestique sur sonde.

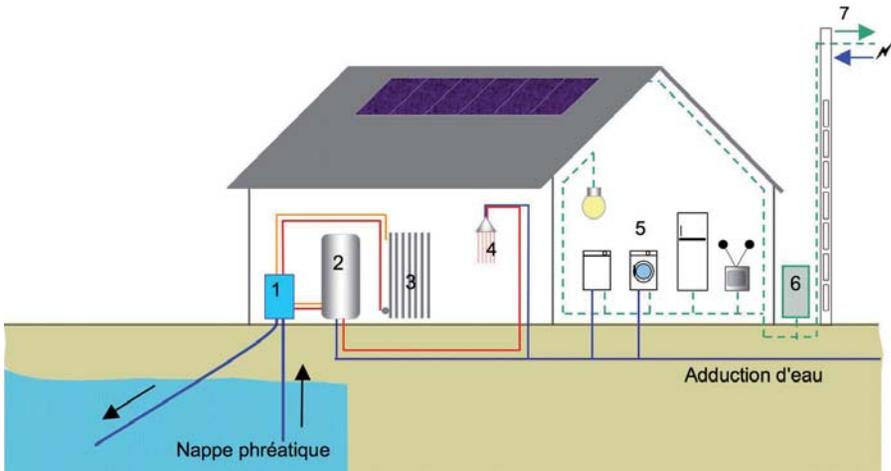


FIGURE 65 ■ Géothermie domestique sur nappe phréatique.

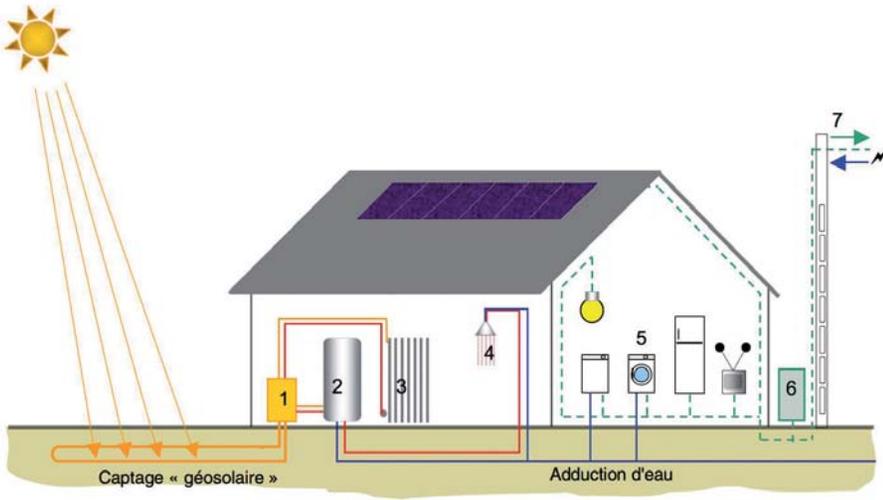


FIGURE 66 ■ Géothermie domestique sur capteur horizontal « géosolaire ».

État de l'art

Les pompes à chaleur sont des machines thermodynamiques dont le fonctionnement est basé sur l'aptitude de fluides de travail à se condenser et se vaporiser à basse température sous l'influence de quatre organes principaux : compresseur, détendeur, condenseur, évaporateur.

- Les pompes à chaleur à détente directe sont des circuits simples, comparables à ceux installés dans nos réfrigérateurs. Le fluide de travail circule simultanément dans le capteur enterré et les émetteurs de chaleur. Le rafraîchissement est possible avec des ventilo-convecteurs ou un plancher chauffant/rafraîchissant.
- Système à fluide intermédiaire. L'eau glycolée circule dans le capteur et les émetteurs. Le fluide frigorigène, quant à lui, est confiné à l'intérieur de la machine. Ce principe thermodynamique est applicable aux sondes et puits artésiens. Il convient aussi aux capteurs horizontaux posés sur des terrains pentus.
- Fluides de travail. La commercialisation du fluide de travail R22 sera interdite en Europe en 2015. Les pompes à chaleur utilisent désormais des gaz de synthèse R407C, R410A et R417A inoffensifs pour la couche d'ozone mais toujours contributeurs au réchauffement climatique.

L'évolution des normes environnementales favorise la recherche de substituts aux fluides habituellement utilisés pour les installations frigorifiques et pompes à chaleur.

Le CO₂ en phase supercritique (T °C > à 31 °C et pression élevée) possède des qualités thermodynamiques intéressantes. Développée au Japon, cette technologie en plein essor est appliquée aux pompes à chaleur et climatisations. Le cycle du CO₂ supercritique convient à la génération de chaleur et de froid dans les bâtiments à usage d'habitations et tertiaires. Il pourrait également se substituer aux cycles vapeur d'eau conventionnels, notamment dans la production d'électricité de masse.

Europe, où en sommes-nous ?

Malgré leurs excellentes prestations, les filières PAC géothermiques et hydrothermiques représentent moins du tiers de la production de l'ensemble des pompes à chaleur du marché européen et mondial. La domination de l'aérothermie devrait se confirmer nettement dans la prochaine décennie. En 2020, les machines à air couvriront 75 % du marché de l'UE. Cependant, sous la pression de l'augmentation du prix de l'électricité et de l'affaissement du nombre de constructions neuves, le volume d'affaires est en nette régression dans de nombreux pays d'Europe. Toutes filières confondues, le parc installé français se maintient sur la seconde marche du podium, derrière l'Italie mais devant la Suède, la Finlande, l'Allemagne et le Danemark.

TABLEAU 34 ■ **Énergie nette produite par les pompes à chaleur en Europe, incluant le rafraîchissement des bâtiments (en kTep)** (source : EurObserv'ER 2013).

Pays	Nombre de machines en activité	Aérothermie (kTep)	Géothermie (kTep)	Tep/habitant
Suède	897 291	274	442	0,078
Finlande	518 207	212	140	0,066
Italie	15 982 300	2580	61	0,043
Danemark	344 454	79	48	0,022
Estonie	65 052	21	11	0,018
France	1 259 355	879	161	0,015
Autriche	117 950	1	114	0,013
Pays-Bas	189 068	100	98	0,011
Bulgarie	153 711	79	1	0,011
Slovénie	12 142	5	15	0,010
République tchèque	44 967	39	24	0,006
Allemagne	459 600	135	344	0,005
Irlande	4 835	3	3	0,001
Pologne	25 994	6	41	0,001
Roumanie	1 250	0	1	0,000
Espagne	196 887	39	1	0,000
Hongrie	3 256	1	1	0,000
Belgique	16 641	13	5	0,001
Portugal	112 065	22	1	0,002
Lituanie	2 313	1	1	0,000
Royaume-Uni	86 405	34	23	0,000
Slovaquie	6 837	13	6	0,003
Luxembourg	609	1	0	0,000

Plus de 90 % des constructions suédoises neuves sont équipées de pompes à chaleur, avec une nette préférence pour les capteurs souterrains. De son côté, l'Italie privilégie les systèmes aérothermie air/air réversibles pour faciliter le rafraîchissement des bâtiments. La France, pointée en sixième position européenne, compte sur un parc de 1,5 million de machines (2014), essentiellement en aérothermie.

Longtemps délaissées par les classifications des énergies renouvelables, les pompes à chaleur air-air figurent désormais parmi les équipements de confort thermique les plus pertinents. Les machines travaillant en géothermie sont moins réactives mais se révèlent insensibles aux changements de température ambiante. Elles proposent des technologies sûres et des performances remarquablement stables.

La compatibilité des pompes à chaleur avec les futurs réseaux smart grids et smart homes promet un avenir florissant aux énergies de la terre, de l'air et de l'eau. Ces filières sont parmi les mieux positionnées pour construire le mix énergétique des années 2030 et assurer des prestations de confort en harmonie avec un troisième millénaire technologique.

Conclusion

Fabriquer de l'électricité ou de la chaleur ne suffit pas. La fourniture doit être propre, stable, quantitativement adaptée aux besoins, conforme à des normes de qualité draconiennes et accessible à bas coût. Aucune ressource n'est en mesure de gérer seule l'approvisionnement de la civilisation. Toutes apparaissent complémentaires et interdépendantes bien plus que concurrentes. Les hypothèses d'évolution réalistes privilégient un équilibre incluant pour la première fois une amélioration du parc immobilier existant et une meilleure gestion des consommations.

Les nouvelles technologies d'optimisation des réseaux électriques contribuent à la réduction du parc de centrales vétustes en réduisant les pointes de consommation. Les télégestionnaires de puissance « *smart home* » et les nouvelles performances des bâtiments se disputeront le marché du watt pour réduire les factures d'électricité. L'optimisation des usages de l'énergie et la réduction des consommations sont des clés essentielles au développement d'une civilisation pérenne.

Côté production, le recours aux ressources conventionnelles (grande hydraulique, charbon, hydrocarbures et nucléaire) assure une fourniture de base sans laquelle nous ne serions qu'occasionnellement alimentés en électricité. Au début des années 2000, les énergies renouvelables s'imposaient comme la solution universelle aux maux de la planète. Quinze ans plus tard, les chiffres montrent une réalité nuancée.

Les flux intermittents au fil du vent ou du soleil progressent vers un service de meilleure qualité mais la route pour intégrer les mix électriques avec des certitudes est encore longue. Chef de file des nouvelles venues, le grand éolien progresse avec des machines plus productives. Dans les meilleures conditions de vent, les mâts grande hauteur en béton postcontraint, les pales quasi hectométriques et leur dégivrage, les alternateurs annulaires, sont autant d'innovations en mesure d'assurer une productivité 30 % à 50 % supérieure aux solutions éoliennes ordinaires. Par contre, les générateurs au fil du soleil disparaissent chaque soir et ne pourront faire l'économie de stockages d'énergie. Le cas échéant, leur indice de productivité en fond de classement associé à un coût kWh parmi les plus élevés pourrait mettre un terme durable à leur développement difficile.

De nouveaux espoirs d'approvisionnement de l'humanité se tournent vers les ressources fossiles non conventionnelles, avec une vision 2030-2050.

Il n'est pas sûr que les pays « du Nord » aient longtemps les moyens de faire l'impasse sur des hydrocarbures de schiste à portée de forages, désormais plus respectueux de l'environnement. Les nouveaux mix sont contraints par une obligation de maîtrise des coûts. Combien parmi nous régleraient sans sourciller des factures d'électricité deux fois plus élevées ?

Une bonne part de l'avenir énergétique du monde se dessine en Asie. La toute puissance chinoise progresse à un rythme inaccessible au reste du monde et détient les plus importantes réserves de gaz et pétrole de schistes de la planète. L'Empire du Milieu a les moyens d'investir massivement pour faire évoluer les techniques d'extraction et rentabiliser la ressource à court

terme. Si elle exploitait ces hydrocarbures, la Chine pourrait menacer la hiérarchie mondiale et maîtriser l'accès à l'énergie bien au-delà 2030. L'hypothèse d'une prise de pouvoir chinoise sur un « *major* » de l'énergie semblerait alors réaliste.

Les événements de Fukushima n'ont pas ralenti la marche de l'histoire. Dix-sept réacteurs nucléaires sont en activité en Chine et vingt-huit seront prochainement mis en service. Plusieurs nouveaux projets, notamment EPR, seront concrétisés dans quinze ans. L'atome représente seulement 0,5 % de la production électrique du pays. En exploitant cinquante-huit réacteurs, la France dispose d'atouts de premier plan pour exporter un savoir unique et peut-être contribuer à son redressement économique.

Conséquence de la consommation, la gestion et la réduction des effluents relèvent d'une responsabilité citoyenne portée par une réglementation rigoureuse et/ou des gestes quotidiens. Essentiellement nucléaire, la production d'électricité française émet cinq fois moins de gaz à effet de serre par habitant que celle de l'Allemagne, de la Chine ou des États-Unis, et délivre un kilowattheure de qualité parmi les moins chers d'Europe.

Les déchets radioactifs industriels, médicaux, militaires sont entourés d'une rigueur draconienne. Dans le même temps, les industries et transports terrestres, aériens ou maritimes, et une large majorité de systèmes de chauffage déversent leurs échappements dans l'air, sans restriction.

Face à la guerre des langues de bois, l'opposition aux émissions de gaz à effet de serre se réfugie dans des actes résistants et une hypothétique évolution de la civilisation. L'amateurisme avec lequel la transition énergétique est trop souvent abordée précipite la fin d'un système sociétal et souligne le manque d'envergure des décisions relatives au changement climatique. Sauf si des bouleversements majeurs secouent les querelles d'hémicycles, l'humanité dans son ensemble supportera à coup sûr des tribulations d'ampleur géologique.

LA GUERRE DES WATTS

TRANSITIONS ÉNERGÉTIQUES ET PERSPECTIVES



Dans cet ouvrage, les plus grands acteurs de l'énergie planétaire, et d'autres plus modestes mais néanmoins essentiels, partagent leurs passions et ouvrent les coulisses d'un univers hors du commun. Le watt devient surdoué, obéissant et s'adaptant à la microseconde aux impératifs des usages et de la production. L'efficacité énergétique quitte son image négative de préoccupation réservée aux moins nantis et s'oriente vers une « écon-révolution » de premier plan. Le nouveau siècle se prépare ainsi à mettre en œuvre une kyrielle d'outils sophistiqués pour élaborer un panel énergétique « quatre étoiles ».

La Guerre des watts secoue les certitudes établies bien au-delà des frontières de l'Hexagone et construit un avenir avec des réalités tangibles. Les vraies capacités des énergies conventionnelles, intermittentes et compensées sont pointées heure par heure, et mises à nu pour la première fois.

L'auteur lève ici le voile sur le quotidien du réseau électrique européen et les capacités des nouvelles ressources pour enfin faire émerger une question fondamentale : la transition énergétique « verte » est-elle possible ou restera-t-elle une utopie ?

Jean-Christian Lhomme est l'un des rares professionnels de l'énergie auteur de documentaires de référence. *Les Énergies renouvelables*, son premier ouvrage publié en 2001, a reçu le Prix littéraire des énergies renouvelables en Île-de-France (2007) tandis que son deuxième livre, *La Maison économe*, est devenu une référence auprès des grands médias lors des élections présidentielles de 2007.

Avec *La Guerre des watts*, Jean-Christian Lhomme signe un titre armé pour éclairer les évolutions énergétiques du XXI^e siècle.

éditions
Quæ

Éditions Cirad, Ifremer, Inra, Irstea
www.quae.com

29,50 €

ISBN : 978-2-7592-2230-8



9 782759 222308

Réf. : 02448