

Dès lors, quel futur parent ne sera pas tenté par ce test ? Mais, sans accompagnement, où chacun placera-t-il le curseur ? Quelles caractéristiques génétiques cibler ? Les maladies incurables, les maladies invalidantes, ou tout risque potentiel ?

Promis à la commercialisation cette année, l'ISET nécessite un accompagnement éthique et politique. Éthique, parce qu'aux sirènes de la médecine prédictive, proposant de supprimer le risque génétique, doit répondre la prise en compte des progrès de la médecine curative. Politique, parce que les futurs parents doivent être accompagnés dans leur choix par des conseils pluridisciplinaires qui ne soient pas uniquement composés de membres du corps médical. Sur cette question, leur réflexion nécessite que les faits leur soient exposés de façon

claire et objective, dans un cadre qui sera le fruit d'une réflexion collective.

Dès maintenant, l'ISET exhorte donc une réflexion éthique, collective et pratique sur son usage. Il conviendrait que les instances politiques organisent rapidement une première commission pour évaluer l'opportunité et les conditions d'une telle commercialisation. Comment l'ISET s'insère-t-il dans le corpus actuel des lois de bioéthique ? Quelles extensions ou dispositions spécifiques faut-il mettre en place pour que son usage soit strictement encadré ? Cette commission, comme celles qui devront suivre, nécessairement réparties sur le territoire pour évaluer opinions et perspectives sur la question, ne devra pas être composée des seuls membres du corps médical, car l'avenir génétique

de la communauté n'est pas seulement une question d'ordre médical. C'est avant tout une question de société.

L'ISET nous place aujourd'hui devant un choix, tant individuel que collectif. Quelle société voulons-nous construire ? Que signifierait ériger la génétique en critère absolu de la norme biomédicale ? Quelle construction sociale ce schéma engendrerait-il ? Sur ces questions bioéthiques, c'est toute la société qui doit être invitée à réfléchir.

Floriane BLANC est enseignante-chercheuse contractuelle en épistémologie des sciences médicales.

 Réagissez en direct à cet article sur www.pourlascience.fr

DÉVELOPPEMENT DURABLE

Énergies renouvelables : le coût de l'intermittence

Le système électrique devra être adapté pour gérer l'intermittence de la production éolienne et solaire. Quel en sera le coût ?

Renaud CRASSOUS et Fabien ROQUES

Selon le Paquet énergie-climat adopté en 2008 par le Parlement européen, la France devra produire 23 pour cent de l'énergie totale qu'elle consomme par des sources renouvelables d'ici 2020. Pour y parvenir, l'effort portera en grande partie sur la production électrique, où la part de l'éolien et du solaire devra passer de 3,5 pour cent (en 2012) à 11 pour cent. Or, du fait des variations météorologiques locales et de l'alternance du jour et de la nuit, la puissance injectée sur le réseau par ces moyens de production peut changer vite et souvent. À l'échelle d'une région ou d'un pays, les variations instantanées sont lissées par un effet dit de foisonnement (les dispositifs sont assez nombreux pour que

leurs variations instantanées se compensent en partie), mais sur une échelle de quelques heures, les variations restent importantes. Une telle proportion d'énergies intermittentes nécessitera alors d'importantes adaptations du système électrique, qui doit en permanence équilibrer l'énergie produite et celle soutirée par les consommateurs, en maintenant la fréquence et la tension dans un intervalle étroit. Le coût résultant sera-t-il acceptable ?

Le premier type d'adaptation visera à sécuriser la fourniture : il faudra toujours être capable de répondre à la demande, même s'il n'y a ni vent ni soleil. Plusieurs actions complémentaires seront menées : l'importation d'électricité depuis les pays

voisins, la modulation de la consommation (par les réseaux dits intelligents, qui commencent à être déployés) et la construction de centrales électriques supplémentaires. Celles-ci ne serviront que peu de temps dans l'année et seront d'autant plus nombreuses que l'on a de moyens de production intermittents (ces derniers se substituant à ceux capables de garantir la fourniture d'électricité quelles que soient les conditions). Pour 10 à 20 pour cent d'éolien et de solaire, le surcoût associé, surtout dû à la construction des centrales supplémentaires, est estimé entre 5 et 15 euros par mégawatt-heure de production intermittente.

Les fluctuations de la production éolienne et solaire s'ajouteront à celles de la demande,



→ www.pourlascience.fr/emplois

Connectez-vous au service
d'offres d'emplois scientifiques sur

POUR LA
SCIENCE

en partenariat avec
naturejobs



- Chaque semaine, plus de **8000 offres d'emploi** dans le secteur des sciences.
- En un clic la **sélection des postes à pourvoir en France** et dans les pays francophones ou voisins.
- Une équipe Naturejobs spécialisée, **au service des recruteurs francophones**.
Contact : Muriel Lestringuez
E-mail : m.lestringuez@nature.com
Tél. : +44 20 7843 4994

POUR LA
SCIENCE.fr

Le site de référence
de l'actualité scientifique

si bien que le reste du parc devra faire face à des variations de production accrues et un peu plus imprévisibles. Cela implique une utilisation plus fréquente des moyens de production les plus flexibles (telles les turbines à gaz), dont le fonctionnement coûte plus cher. Les estimations du surcoût restent modérées, de l'ordre de deux à cinq euros par mégawattheure de production intermittente.

Le dernier type d'adaptation concerne les réseaux, qui devront être renforcés et étendus. Il s'agira de raccorder de multiples sources d'énergie parfois éloignées des centres de consommation (telles des éoliennes marines). Dans certains cas, d'importantes redistributions seront nécessaires : s'il y a du vent seulement dans le Sud du pays, par exemple, on doit pouvoir acheminer une partie suffisante de la production vers le Nord. Enfin, pour éviter de trop grandes variations de tension et de fréquence, il faudra équiper le réseau de moyens de régulation supplémentaires.

L'idée que des énergies renouvelables locales permettraient d'éviter des dépenses liées au réseau électrique est donc erronée, sauf dans certains cas où production et consommation varient de conserve (comme en Californie, où un plus fort ensoleillement entraîne l'augmentation à la fois de la production photovoltaïque et de la consommation électrique, conditionnée par les climatiseurs).

Le chiffrage des coûts associés au renforcement des réseaux est encore peu fiable. En France, les investissements nécessaires d'ici 2020 représenteront entre 3 et 10 euros par mégawattheure intermittent. En revanche, en Allemagne, ils seront de 30 à 50 euros par mégawattheure sur la même période, pour un objectif de 25 pour cent de la production électrique assuré par les énergies solaire et éolienne. Un tel surcoût ne peut être extrapolé directement aux autres pays, car chacun a ses spécificités, mais il pourrait indiquer des effets de seuil, mal identifiés pour l'instant : à partir d'un certain niveau d'intermittence, le coût du renforcement des réseaux augmenterait notablement.

Au total, l'insertion des productions solaire et éolienne dans le système élec-

trique, à hauteur de 10 à 15 pour cent de la production totale, pourrait occasionner des surcoûts moyens de l'ordre de 10 à 30 euros par mégawattheure intermittent. En comparaison, le prix de détail de l'électricité est de l'ordre de 140 euros par mégawattheure en France. Les surcoûts subiront des variations propres à chaque pays, en fonction des capacités hydrauliques, de l'état du réseau initial, des interconnexions avec les pays voisins, etc.

Au-delà de 20 pour cent d'énergies renouvelables intermittentes, le coût pourrait augmenter rapidement, même si les estimations sont peu précises. Aujourd'hui, seul le Danemark est au-delà de cette propor-

DES ÉNERGIES RENOUVELABLES locales ne permettent pas forcément d'éviter des dépenses liées au réseau.

tion, puisque l'électricité d'origine éolienne y représente entre 30 et 40 pour cent de la production totale, mais c'est un cas particulier : la gestion de l'intermittence est assurée grâce à ses multiples connexions avec ses voisins, notamment la Suède et la Norvège. Ces pays ont de nombreux barrages hydrauliques et des stations de pompage, qui fournissent un moyen de stockage massif de l'électricité : elles pompent l'eau en altitude lors des périodes de surproduction et la font redescendre à travers des turbines hydroélectriques quand les besoins augmentent.

L'intermittence de l'éolien et du solaire représente donc un nouveau défi technique et économique. D'ici 2020, il devrait être gérable en optimisant le déploiement de ces énergies (par exemple, en concentrant les éoliennes là où le réseau est déjà assez solide pour gérer l'intermittence sans être trop renforcé). Au-delà, il faudra réaliser des ruptures technologiques, par exemple sur le stockage ou sur les réseaux intelligents (qui permettront de mieux moduler la demande), pour limiter les surcoûts. ■

Renaud CRASSOUS est ingénieur et économiste à la Direction de la stratégie et de la prospective d'EDF. Fabien ROQUES est économiste au sein du cabinet de conseil Compass Lexecon.