

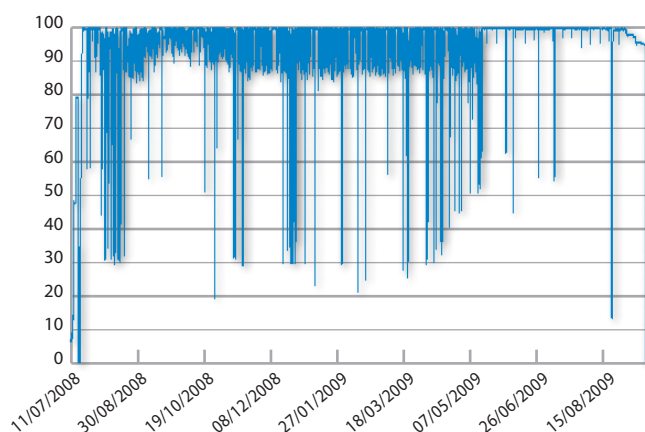
Suivi de charge dans les centrales nucléaires

par A. Lokhov*

Traditionnellement, les centrales nucléaires sont considérées comme des sources d'électricité de base car elles reposent sur une technologie dont les coûts fixes sont élevés et les coûts variables faibles. Au début de l'ère nucléaire, la part de l'énergie nucléaire dans le bouquet énergétique global était généralement faible et les ajustements de la charge électrique en réponse aux variations de la demande d'électricité pouvaient être réalisés à l'aide de technologies aux caractéristiques économiques et technologiques différentes, principalement des centrales à gaz à coûts fixes faibles et à coûts variables élevés. Toutefois, cet état de choses simple ne s'applique plus dans tous les pays. La part de l'énergie nucléaire dans le bouquet énergétique de certains pays est devenue si importante que les électriciens ont dû mettre en œuvre ou améliorer les capacités de fonctionnement en régime flexible de leurs centrales pour pouvoir adapter la production d'électricité aux variations quotidiennes, saisonnières ou autres de la demande en énergie. C'est le cas en France, où plus de 75 % de l'électricité est produite par des centrales nucléaires et où certains réacteurs nucléaires fonctionnent en mode de suivi de charge (voir figure 1).

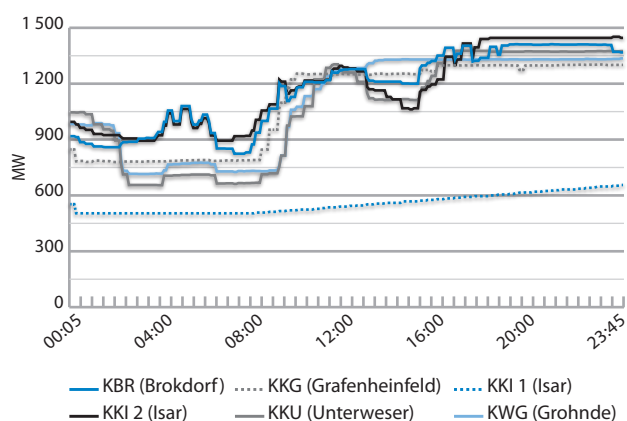
Un autre facteur d'incitation au suivi de charge dans les centrales nucléaires a émergé récemment avec le déploiement à grande échelle de sources d'électricité intermittentes telles que l'éolien. L'essor des sources intermittentes dans plusieurs pays membres de l'AEN a introduit des variations importantes et irrégulières dans la production d'énergie et, de ce fait, il est devenu de plus en plus difficile d'équilibrer la production et la demande. Le défi n'est pas seulement technique. En raison de l'afflux soudain de grosses quantités d'énergie éolienne, au cours des dernières années, les marchés allemands de l'énergie ont été confrontés pendant plusieurs heures à des tarifs d'électricité *négatifs* et, pendant des durées bien plus importantes, à des tarifs inférieurs aux coûts variables des centrales nucléaires, qui offrent les coûts variables les plus bas parmi les sources majeures d'électricité. Pour ces raisons, plusieurs électriciens allemands ont commencé à faire fonctionner leurs centrales nucléaires en mode de suivi de charge (voir figure 2).

Figure 1 : Historique type de production d'énergie pendant un cycle de réacteur d'EDF
(en % de la puissance nominale)



Source : Électricité de France (EDF).

Figure 2 : Exemple de suivi de charge pendant une période de 24 heures dans plusieurs centrales nucléaires allemandes



Source : E.ON Kernkraft.

* M. Alexey Lokhov (alexey.lokhov@oecd.org) travaille dans la Division du développement nucléaire de l'AEN.

Contraintes liées au réseau et fonctionnement des centrales nucléaires existantes en régime flexible

On pense souvent que les centrales nucléaires ne peuvent pas fonctionner dans des régimes flexibles. En fait, la plupart des centrales nucléaires actuellement en exploitation ont été conçues de manière à disposer de solides capacités de fonctionnement en régime flexible (AEN, 2011). Exploiter une centrale à un niveau de puissance constant est cependant plus simple et moins exigeant en termes d'équipement et de combustible.

Du point de vue technique, l'une des principales caractéristiques de conception pour les capacités de suivi de charge de la centrale est le système de surveillance du cœur. Des mesures rapides et précises de la distribution de puissance dans le réacteur permettent de disposer d'une marge conséquente pour le fonctionnement en régime flexible, car la différence entre la densité de puissance locale maximale dans le cœur et sa limite de sécurité peut être évaluée avec précision.

En général trois types de fonctionnement en régime flexible sont définis : réglage de fréquence primaire et secondaire (dépendant de la demande du réseau) et programmes de charge variable prédéfinis (avec des réductions ou des augmentations de la puissance délivrée convenues à l'avance avec l'opérateur du réseau).

Les réductions ou les augmentations planifiées de la puissance délivrée permettent l'équilibrage initial de la production et de la demande en électricité. Ces variations peuvent être importantes. Certaines unités en France ont été conçues et fonctionnent de telle sorte qu'elles modifient quotidiennement leur production électrique de plusieurs dizaines de points de pourcentage par rapport à la puissance nominale (P_r). Pour citer un autre exemple : les réacteurs allemands Konvoi ont été conçus pour 15 000 cycles avec des variations de puissance quotidiennes de 100 % P_r à 60 % P_r , et pour 100 000 cycles avec des variations de puissance de 100 % P_r à 80 % P_r (voir Ludwig, H., et al., 2010).

La demande en électricité ne peut jamais être déterminée à l'avance avec une précision exacte ; il existe par conséquent une certaine variation aléatoire de la demande qui entraîne des fluctuations de fréquence généralement inférieures à 20 mHz. Les centrales nucléaires doivent surveiller la fréquence sur le réseau et adapter immédiatement leur production pour maintenir cette fréquence stable, à la valeur voulue. Il s'agit du *réglage de fréquence primaire*. Dans les centrales françaises, les modulations de puissance correspondantes ne dépassent pas $\pm 2\%$ P_r .

Le réglage de fréquence primaire autorise des ajustements à court terme de la production d'électricité par rapport à la demande toutes les 2 à 30 secondes. Un autre type de régulation de la fré-

quence – le *réglage secondaire* – opère sur des périodes plus longues (de plusieurs secondes à plusieurs minutes) et restaure la fréquence exacte en calculant un écart de fréquence moyen sur une période donnée. À cet effet, l'opérateur du réseau envoie un signal numérique à la centrale pour modifier son niveau de puissance dans les limites de $\pm 5\%$ P_r .

Les centrales nucléaires en France et en Allemagne fonctionnent en mode de suivi de charge et participent donc au réglage de fréquence primaire et secondaire du réseau. Certaines unités suivent un programme de charge variable, avec un ou deux changements de puissance importants par jour, comme indiqué dans les figures 1 et 2.



Centrale nucléaire de Brokdorf qui fonctionne en mode de suivi de charge.

Suivi de charge avec des réacteurs de génération III/III+

Les exigences minimales concernant le fonctionnement en régime flexible des réacteurs modernes de la génération III/III+ sont définies par les exigences des électriciens¹, elles-mêmes basées sur les exigences des opérateurs du réseau. Par exemple, selon la version actuelle du document *European Utility Requirements* (EUR, *Exigences des compagnies d'électricité européennes*), les centrales nucléaires doivent être capables de fonctionner selon un suivi de charge minimum quotidien compris entre 50 % et 100 % P_r , avec un taux de variation de la puissance électrique de 3-5 % P_r /minute.

La plupart des réacteurs modernes mettent en œuvre des capacités de fonctionnement en régime flexible encore supérieures, avec possibilité d'un suivi de charge planifié et non planifié dans une gamme de puissance étendue et avec des variations continues de la charge de 5% P_r /minute.

Certains réacteurs permettent des modulations de puissance extrêmement rapides dans les modes de régulation de fréquence primaire ou secondaire, avec des variations continues de la charge correspondant à plusieurs points de pourcentage de la puissance nominale par seconde, mais dans une bande étroite autour du niveau de puissance nominal.

Aspects réglementaires du suivi de charge avec les centrales nucléaires

Pendant le processus de délivrance des autorisations, le mode de fonctionnement d'une centrale est défini et tous les types de transitoires de puissance sont analysés. En France et en Allemagne, le suivi de charge est explicitement défini dans le manuel d'exploitation des centrales nucléaires.

Par exemple, en France, la possibilité du suivi de charge est prise en compte dans le manuel d'exploitation via un certain nombre de marges spéciales associées au fonctionnement en régime flexible. Pour calculer ces marges, un profil de charge (correspondant aux besoins du réseau) est défini pour certains réacteurs : environ 12-18 heures à pleine puissance nominale (P_r), 5-11 heures à 30 % P_r et deux fois 30 minutes pour les variations continues de la charge (c'est-à-dire environ 2,3 % P_r /minute), jusqu'à 85 % de la longueur du cycle du combustible. Ce type de profil de suivi de charge a servi à la réalisation d'études de sûreté multidisciplinaires approfondies utilisées par le régulateur pour définir les marges de sûreté.

Avant la délivrance d'une licence générique, des expériences sont menées sur une unité choisie pour analyser l'expérience d'exploitation et pour valider les marges de sûreté. Une fois les marges de sûreté établies et la licence d'exploitation délivrée, l'électricien s'engage à travailler avec ces marges. En plus de l'obtention de la licence générale, les centrales doivent remplir certaines conditions supplémentaires concernant le combustible et l'état de l'équipement de la centrale (par exemple, les générateurs de vapeur) pour obtenir l'autorisation de fonctionner en régime flexible. Dans certaines situations, le régulateur peut demander la suspension du fonctionnement en régime flexible, par exemple, si les caractéristiques physico-chimiques du cœur indiquent une fuite dans un élément combustible ou un autre dysfonctionnement. La licence d'exploitation détermine également le nombre total maximum de cycles de charge en fonction de la conception d'origine et du type de transitoire (amplitude et vitesse de la variation puissance, etc.).

Dans certains pays, le fonctionnement en régime flexible en mode automatique est soumis à des limites réglementaires explicites. Par exemple, selon le code américain des réglementations fédérales (*US Code of Federal Regulations, 10 CFR Part 50*), « seul un opérateur salle de commande (LO) peut être autorisé par l'exploitant à manipuler les organes de commande d'une

installation ... » et « Les appareils et les mécanismes autres que les organes de commande, dont le fonctionnement peut influencer sur la réactivité ou le niveau de puissance d'un réacteur ne seront manipulés qu'à la connaissance et avec le consentement d'un opérateur ou d'un opérateur en chef habilité conformément à la partie 55 de ce chapitre, présent devant les organes de commande ». Bien que cela n'empêche pas les variations de puissance contrôlées par l'opérateur (si elles sont justifiées des points de vue technique et économique), le fonctionnement en régime flexible en mode automatique n'est pas autorisé par les réglementations actuelles aux États-Unis.

Conclusions

La plupart des réacteurs nucléaires de génération II en cours d'exploitation ont été conçus de manière à disposer de solides capacités de fonctionnement en régime flexible. Les centrales nucléaires en France et en Allemagne fonctionnent en mode suivi de charge. Elles prennent part au réglage de fréquence primaire et secondaire, et certaines unités suivent un programme de charge variable avec un ou deux changements de puissance importants par jour. En France, le suivi de charge est requis pour équilibrer les variations de puissance quotidiennes et hebdomadaires de la production et de la demande en électricité, car l'énergie nucléaire représente une part importante du bouquet énergétique national. En Allemagne, le suivi de charge a pris de l'importance au cours des dernières années, avec l'introduction d'une part considérable de sources de production d'électricité intermittentes (l'éolien, par exemple) dans le bouquet national.

Les exigences minimales relatives aux capacités de fonctionnement en régime flexible des réacteurs modernes de la génération III/III+ sont définies par les exigences des électriciens, elles-mêmes basées sur les exigences des opérateurs du réseau. Selon la version actuelle du document *European Utility Requirements (EUR, Exigences des compagnies d'électricité européennes)*, les centrales nucléaires doivent être capables de fonctionner avec un suivi de charge quotidien minimum compris entre 50 % et 100 % P_r , avec un taux de variation de la puissance électrique de 3-5 % P_r /minute.

Les conséquences économiques du suivi de charge sont principalement liées à la réduction du facteur de charge. Dans le cas de l'énergie nucléaire, les coûts du combustible représentent une petite fraction des coûts de production d'électricité, notamment par rapport aux sources fossiles. Il est donc rentable pour les centrales nucléaires de fonctionner avec des facteurs de charge supérieurs, car elles ne peuvent pas faire d'économies sur les coûts du combustible lorsqu'elles ne produisent pas d'électricité. En France, l'impact du suivi de charge sur le facteur de disponibilité moyen des unités est parfois évalué à environ 1,2 %.

Comme la plupart des centrales nucléaires utilisées actuellement ont de solides capacités de fonctionnement en régime flexible de par leur conception (sauf pour certaines centrales très anciennes), l'impact du suivi de charge sur l'accélération du vieillissement des gros composants des équipements est inexistant ou limité (dans les marges de conception). Toutefois, le suivi de charge exerce une certaine influence sur le vieillissement de certains composants opérationnels (les vannes, par exemple) et il faut donc s'attendre à une augmentation des coûts de maintenance. De plus, les anciennes centrales, pour pouvoir fonctionner en mode de suivi de charge, pourraient être obligées d'effectuer des investissements supplémentaires, notamment en matière de contrôle-commande.

La délivrance des autorisations pour le suivi de charge est spécifique à chaque pays. En France et en Allemagne, par exemple, le suivi de charge est envisagé au début de la procédure de délivrance des autorisations et l'électricien n'a besoin d'aucune autre autorisation pour fonctionner en régime flexible. Dans les autres pays, le suivi de charge est soumis à des restrictions : aux États-Unis, par exemple, le suivi de charge automatique n'est pas autorisé.

Remerciements

Merci à Philippe Lebreton, John Nakoski, Jan Keppler et Philippe Gress pour leurs précieuses contributions à cet article et pour leurs commentaires.

Note

1. Les exigences des compagnies d'électricité sont définies dans l'*Utility Requirements Document* (URD), rédigé par l'*Electric Power Research Institute* (EPRI), aux États-Unis (EPRI, 2008) et dans *European Utility Requirements* (EUR, Exigences des compagnies d'électricité européennes) en Europe (EUR, 2001).

Références

AEN (2011), *Technical and Economic Aspects of Load-following with Nuclear Power Plants*, rapport en ligne de l'OCDE/AEN disponible à www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/load-following-npp.pdf.

EPRI (2008), *Utility Requirements Document*, Revision 10. EPRI, États-Unis, 2008.

EUR (2001), *European Utility Requirements*, Vol. 2, revision C (*Exigences des compagnies d'électricité européennes*, Vol. 2, révision C). EUR, France, 2001.

Ludwig, H. et al. (2010), « Load cycling capabilities of German nuclear power plants », *International Journal for Nuclear Power*, Vol. 55, No. 8, août/septembre 2010. Disponible à http://en.kernenergie.de/kernenergie/documentpool/Aug-Sept/atw2010_09_waas_lastwechselfaehigkeiten_kkw_en.pdf.