



afieg

ASSOCIATION FRANÇAISE INDÉPENDANTE
DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

UN POINT DE VUE INDEPENDANT SUR LA TRANSITION ÉNERGETIQUE

L'AFIEG regroupe des entreprises françaises ou des filiales françaises d'opérateurs européens du secteur électrique et gazier : Alpiq Energie France, BKW France, CELEST, Endesa, Gazprom Energy, Uniper France Power et Vattenfall. Elle compte parmi ses membres associés Enovos et Energies Libres Grands Comptes. Dans le cadre du débat public, l'AFIEG plaide pour un mix énergétique équilibré et sûr, reposant sur trois piliers complémentaires : nucléaire, énergies renouvelables et thermique flexible et performant.

Elle tient également à rappeler qu'une programmation cohérente des objectifs en matière de politique énergétique, dans le respect des objectifs de la PPE est primordiale pour garantir des décisions rationnelles des acteurs industriels.

CAHIER D'ACTEUR

Favoriser un mix équilibré pour garantir une offre d'énergie compétitive au service de la transition énergétique et de la sécurité d'approvisionnement du pays, en assurant visibilité et stabilité du cadre réglementaire aux acteurs économiques

POUR ASSURER UN MIX ÉQUILIBRÉ, LES SCÉNARIOS PROSPECTIFS NE PEUVENT PAS SE LIMITER AU DUO NUCLEAIRE - RENOUVELABLE MAIS DOIVENT PRENDRE EN COMPTE LES MOYENS DE PRODUCTION FLEXIBLES, LE PILOTAGE DE LA DEMANDE ET L'ENSEMBLE DES CAPACITÉS RENOUVELABLES

Dans son Livre Blanc publié en février 2017, l'AFIEG incitait les pouvoirs publics à « *veiller à promouvoir un mix énergétique diversifié, reposant sur trois piliers complémentaires : nucléaire, thermique et énergies renouvelables, seul moyen pour assurer la sécurité d'approvisionnement au meilleur coût pour la collectivité* ».

Au moment d'engager les réflexions sur la nouvelle PPE, le Gouvernement a exprimé son souhait de centrer les débats autour des seuls scénarii Ampère et Volt du Bilan prévisionnel de RTE.

Ces deux scénarii prévoient une forte croissance des énergies renouvelables (ENR), complétée par le recours important à des moyens de flexibilité, pour assurer l'équilibre entre production et consommation et respecter le critère de sécurité d'approvisionnement.

Toutefois, **le positionnement en faveur d'un recours massif à la modulation du nucléaire qui se dégage de ces scénarii, est discutable.** L'AFIEG tient en effet à rappeler qu'**il existe des sources de flexibilité dont l'efficacité technique et économique est aujourd'hui avérée** : les moyens de production thermiques flexibles comme les Cycle Combiné au Gaz Naturel (CCGN), le pilotage de la demande et l'hydroélectricité optimisée grâce au renouvellement de concessions.

I) **La modulation du nucléaire présente des limites techniques, économiques et en matière de sûreté et devra par ailleurs être explicitée**

Les scénarios Ampère et Volt retenus par le maître d'ouvrage impliquent une hypothèse de forte flexibilité du parc nucléaire (« modulation »). La modulation présente pourtant plusieurs inconvénients non-négligeables qui ne sont pas suffisamment pris en compte au regard de la place importante qu'elle occupe dans ces propositions.

La **modulation est complexe techniquement** car cette opération repose sur la contrainte de devoir maintenir la réaction de fission en évitant qu'elle ne s'interrompe. Il s'agit donc d'une question d'équilibre, tout en considérant qu'a priori les réacteurs ne sont pas conçus pour faire l'objet d'une forte modulation. Toutefois, la mise en œuvre depuis les années 1980 en France pour certains réacteurs, du fonctionnement en mode suivi de charge des centrales nucléaires leur permet de réguler leur niveau de puissance en fonction des variations de la demande. Le seuil minimum de puissance des tranches nucléaires serait actuellement de 20%. Aujourd'hui, les réacteurs nucléaires seraient donc capables d'ajuster jusqu'à 80% leur puissance, à la hausse ou à la baisse, et ce en 30 minutes. EDF aurait réalisé d'important progrès depuis les années 2010, sans que ceux-ci n'aient été documentés. Dans l'hypothèse d'un fort développement des ENR, le parc nucléaire serait fortement sollicité. Ainsi, selon certaines hypothèses, la flexibilité du parc nucléaire dans le cadre d'un accompagnement du développement des ENR impliquerait d'aller au-delà de 20%, avec jusqu'à 200 arrêts / an / réacteur. Or, selon de récentes études, même si le parc possède une marge de manœuvre pour réaliser plus d'opérations de flexibilité, la présence d'éolien et de solaire à des taux supérieurs à 30% paraît difficilement soutenable techniquement par lui seul.

La **modulation peut avoir des implications en termes de sûreté nucléaire**, confirmés par l'AIEA ou l'OCDE : usure plus rapide des mécanismes sollicités (ex : système de contrôle des barres de bore), fortes variations de

température dans le réacteur, contraintes mécaniques induites et apparition de produits de fissions indésirables (tel que le Xénon). L'enjeu ici est donc de savoir dans quelle mesure la fatigue accélérée des réacteurs a des implications en termes de sûreté.

La modulation nuit à la disponibilité. En effet, en raison des coûts fixes massifs et des coûts variables faibles qui caractérisent le nucléaire, son fonctionnement naturel consiste à produire le plus possible – idéalement en permanence – et à pleine charge, afin de rentabiliser les investissements initiaux. Une surmodulation contredit cette logique. Selon diverses études, l'impact du suivi de charge sur le facteur de disponibilité moyen des unités serait d'environ 1,2 %- 1,8 %. Or, la rentabilité du parc dépend de sa disponibilité : à 410 TWh/an, la rentabilité est au rendez-vous. Autour de 380TWh comme en 2017, le bilan se dégrade fortement. En nous référant aux données du rapport de la Cour des Comptes de 2014, si le coût courant économique du nucléaire y était estimé à 61,2€/MWh pour une production de 410TWh/a, ce coût peut être extrapolé à 90€/MWh pour un facteur de charge de 50% et jusqu'à 150€/MWh pour un facteur de charge de 30% ! La haute disponibilité du parc nucléaire est d'ailleurs un enjeu essentiel, régulièrement mis en avant par EDF.

En outre, les avantages économiques de la modulation sont insuffisamment documentés au regard des coûts engendrés. La modulation induit des coûts supplémentaires générés par les éventuels besoins d'investissements additionnels sur les anciennes centrales, notamment en matière de contrôle/commande. De surcroît, les gains qui seraient obtenus via le système électrique et le marché sont discutables : l'équilibre économique de la modulation des centrales françaises repose sur le fait que de nombreuses centrales modulent en même temps, ce qui impliquerait une augmentation des coûts de maintenance.

II) Dans ce contexte, le rôle des cycles combinés à gaz est primordial : ils apportent une flexibilité complémentaire non-négligeable aux ENR et sont des acteurs incontournables de la sécurité d’approvisionnement du pays

Les CCGN françaises jouent un rôle capital pour assurer la sécurité d’approvisionnement de la France. Ce rôle de sécurisation du système électrique prend une importance croissante en raison de l’augmentation des capacités renouvelables intermittentes et de réduction des marges de sécurité du système électrique. En effet, capables de démarrer et monter à pleine charge en quelques minutes, les CCGN permettent de répondre aux fluctuations de la demande électrique, en particulier lors de la pointe de consommation hivernale, ce qui en fait un complément naturel des ENR intermittentes.

C’est pourquoi l’AFIEG appelle à préserver ces moyens de production très fragiles financièrement, en ne leur imposant pas de surcoût au titre de la sécurité d’alimentation en gaz et en ajustant le cadre fiscal de l’IFER, qui est inadapté (charge fixe indépendante de la production) et disproportionné (plus de 10% des coûts fixes d’exploitation).

Comme souligné par le rapport d’inspection interministérielle sur le retour d’expérience de l’hiver 2016/2017, si la sécurisation du réseau électrique nécessitait de conforter l’approvisionnement en gaz des CCGN, le coût afférent devrait *in fine* être répercuté dans le prix de vente de l’électricité. Mais jusqu’à ce que de telles mesures soient effectivement mises en place, **l’assiette des consommateurs protégés de gaz naturel ne doit en aucun cas être élargie dans la perspective de l’application du nouveau terme tarifaire inclus dans l’ATRT en lien avec la réforme du stockage du gaz.**

Par ailleurs, en ce qui concerne le dimensionnement, les analyses convergent pour considérer que les stockages requis en matière de sécurité doivent être mieux dimensionnés. Selon les calculs de l’AFIEG, et sur la base de la réglementation applicable (80% de la somme des droits de stockage en volume des clients raccordés au réseau de distribution), les volumes de gaz devant être stockés par l’ensemble des fournisseurs en France

s’établissent à 80 TWh. L’écart entre ce montant d’obligation en volume et le montant des capacités de stockage devant être régulé dans le cadre de la réforme envisagée (154 TWh en volume) démontre la nécessité d’un redimensionnement soit du volume de l’obligation soit du périmètre des actifs de stockage régulés.

La détermination de ce périmètre devra s’attacher à concilier les intérêts des consommateurs de gaz appelés à contribuer via la « compensation » au financement des actifs de stockage, et les intérêts des stockeurs qui souhaitent légitimement être rassurés sur la pertinence économique de leurs décisions d’investissements en infrastructure de stockage qui s’étalent sur des durées d’environ 10 ans

III) La PPE doit confirmer l’importance du pilotage de la demande et l’inscrire dans une logique de marché

Le système de l’effacement est aujourd’hui régi par un corpus légal réglementaire instable et peu lisible, caractérisé par un empilement de dispositifs dont l’efficacité et la cohérence sont discutables. La mise en œuvre de ce cadre a abouti à des règles trop éparpillées et trop complexes, impliquant des risques d’incohérences nombreuses et laissant trop de place à l’interprétation. A titre d’illustration, le cumul des règles intervenant en matière d’effacement représente plus de 1000 pages. **Dès lors, la complexité du cadre réglementaire constitue une barrière au développement et à la valorisation de la flexibilité, en soutirage, comme en injection.**

A cela s’ajoute le fait que **le cadre juridique et économique de l’effacement a trop longtemps été pensé en France par le prisme de l’effacement sur les sites résidentiels, ce qui a contribué à retarder la prise en compte de la réalité de l’effacement sur les autres segments de consommations, notamment industriels, où les gisements en volumes sont pourtant les plus prometteurs** (cf. Etude ADEME 2017).

L’AFIEG souhaite attirer en particulier l’attention sur les points suivants :

- La flexibilité doit être mieux valorisée et le design des appels d'offre pour les réserves tertiaires doit être amélioré ;
- La préemption d'une part significative des effacements contractualisés dans les divers appels d'offres par des effacements adossés à des groupes diesel doit être questionnée au regard des objectifs de la LTECV et de la PPE qui placent la réduction des émissions en première place.

Plus généralement, la logique appels d'offres / subvention et l'approche centralisée de la flexibilité doivent être questionnées. Le système actuel a généré une « chasse à la subvention » et induit une « course au volume effacé » aboutissant à une dégradation de la fiabilité des capacités d'effacement. L'AFIEG estime que **l'avenir de la filière doit pouvoir passer à terme uniquement par une valorisation sur les marchés et par la reconnaissance des effacements implicites**. Au-delà de l'organisation de marché, il est nécessaire de lever le verrou de la valeur réseau (TURPE) trop figée sur les signaux « capacité » et insuffisamment à la main des acteurs de marché.

Enfin, l'AFIEG rappelle que, d'une façon générale, il est important de veiller à l'égalité de traitement entre la production et l'effacement dans les différents mécanismes de marché.

IV) Le PPE doit être au service du développement de toutes les capacités renouvelables, y compris l'hydroélectricité en concession

La prochaine PPE doit clairement inclure les effets du renouvellement des concessions dans le dimensionnement de la contribution de l'hydroélectricité au mix électrique et confirmer son caractère stratégique

En effet, le renouvellement des concessions hydroélectriques est un processus vertueux, en application des exigences légales françaises et européennes, car il permet :

- **L'optimisation de la concession.** L'attribution des concessions se fera en fonction de trois critères objectifs qui permettront l'optimisation de la concession : financier (niveau de redevance au bénéfice de l'Etat et des collectivités locales concernées), énergétique (niveau de production) et environnemental (respect des règlements en

vigueur et excellence écologique).

- **L'implication accrue des collectivités par les réflexions GEDRE et les éventuelles SEM-H.**

Le retard pris dans le lancement du processus de renouvellement ne peut être aggravé sous peine de pénaliser plus encore toute la filière. L'inaction de l'Etat est d'autant moins compréhensible que les PPE passées et en cours soulignent le caractère stratégique du renouvellement des concessions.

L'AFIEG note que l'actuel Volet relatif à l'offre d'énergie de la PPE, à l'instar de la PPE de 2009, identifie le renouvellement des concessions comme le « *deuxième levier pour développer l'hydroélectricité, notamment via des suréquipements d'ouvrage permettant des gains en puissance, et des investissements dans les STEP* ». Ce document souligne aussi le « *potentiel d'optimisation sur les concessions existantes* ». Il prévoit la mise en œuvre sur la première période de la PPE [2016-2018] du « *regroupement des concessions par vallée, de la prolongation éventuelle de certaines concessions, et du renouvellement des concessions échues le cas échéant sous la forme de sociétés d'économie mixte* ». Le document affirme également que « *ces dispositions visent notamment à encourager l'investissement pour développer les capacités hydroélectriques. Les résultats ne se traduiront pas par des augmentations de puissance ou de production dans la première période de la PPE, mais certains projets pourront aboutir à l'horizon 2023.* ».

C'est pourquoi, la prochaine PPE doit :

- **1) réaffirmer le caractère vertueux du processus de renouvellement comme levier de développement de l'hydroélectricité.** A ce titre, les prévisions de l'actuelle PPE doivent être actualisées au regard du retard extrêmement conséquent pris dans le processus de renouvellement qui ne sera vraisemblablement pas engagé avant fin 2018, c'est-à-dire avant la fin de la première période de la PPE. Le chiffrage des optimisations (absent de l'actuelle PPE) devrait également être inclus ;
- **2) recommander le lancement au plus vite du processus de renouvellement des concessions** au regard des effets extrêmement négatifs que génère l'insécurité juridique actuelle, comme en témoigne la Cour des Comptes dans sa note d'analyse de l'exécution budgétaire pour 2017.