



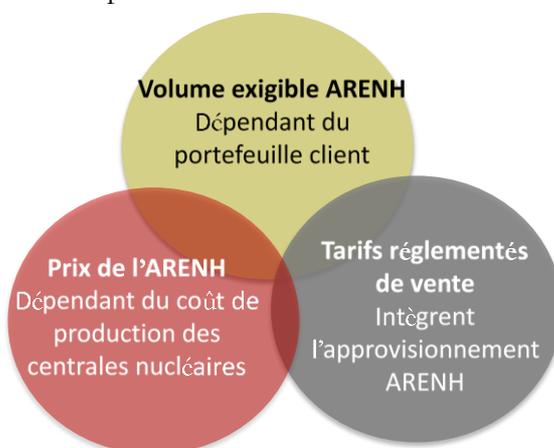
Et si les demandes ARENH pour 2019 dépassaient le plafond de 100 TWh ?

Du fait de prix de marché calendaires 2019 proches de 42 €/MWh et de la forte hausse des volumes des portefeuilles des fournisseurs alternatifs en lien avec la disparition des tarifs aux professionnels et la pénétration du marché résidentiel, les demandes ARENH pour les prochains guichets risquent de dépasser le plafond de 100 TWh fixé par la loi NOME. Cette configuration conduirait alors à une hausse des prix de contrats des clients et des Tarifs Régulés de Vente, et pourrait se poursuivre au fur et à mesure des départs de clients d'EDF si le mécanisme actuel de l'ARENH n'est pas revu.

Qu'est-ce que l'ARENH ?

Dans le cadre de la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) entrée en vigueur en 2010, les fournisseurs alternatifs peuvent bénéficier de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH). La loi NOME a pour vocation de faciliter la concurrence entre EDF et les fournisseurs alternatifs. En ce sens l'ARENH permet à ces derniers de s'approvisionner en électricité dans des conditions économiques équivalentes à celles supportées par EDF. L'ensemble des consommateurs pourrait alors continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique quel que soit son fournisseur.

Le mécanisme ARENH repose sur trois piliers :





Le prix de l'ARENH doit refléter les coûts de production des centrales nucléaires historiques. Ce prix tient compte :

- des coûts d'exploitation,
- d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité,
- des coûts des investissements de maintenance,
- des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires.

Le prix de l'ARENH a été fixé par décision ministérielle à 42 €/MWh le 1er janvier 2012 et n'a pas évolué depuis. L'ARENH permet de bénéficier en plus d'une **garantie de capacité** associée au nucléaire historique, laquelle est incluse dans le prix de vente de l'ARENH.

Quel lien entre le Tarif Régulé de Vente et l'ARENH ?

Seuls des opérateurs historiques peuvent proposer des TRV¹. Afin de favoriser la concurrence en assurant la contestabilité des tarifs réglementés de vente, la loi NOME prévoit que les TRV doivent converger vers une construction qui empile le prix de l'ARENH, le complément marché, le coût d'acheminement sur les réseaux et les coûts de commercialisation².

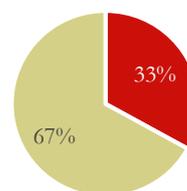
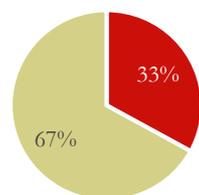
Cette construction par empilement doit refléter le volume d'ARENH théorique auxquels les clients au tarif bleu (résidentiels et professionnels) auraient droit s'ils étaient fournis par un fournisseur alternatif.

Ainsi si pour les clients résidentiels, les droits ARENH des fournisseurs alternatifs représentent 67% de la consommation total des clients, le tarif bleu résidentiel est construit de telle sorte qu'il n'y ait pas de distorsion entre le tarif et l'offre d'un fournisseur alternatif, avec une part « approvisionnement énergie » répliquant l'approvisionnement du fournisseur alternatif :

$$\text{Approvisionnement énergie} = 67\% \text{ prix ARENH} + 33\% \text{ prix marché}$$

Approvisionnement fournisseur alternatif (client résidentiel)

Part Energie TRV (résidentiel) EDF



■ Marché ■ ARENH

■ Marché ■ ARENH

¹ Tarif Régulé de Vente

² La date de convergence était fixée par la loi NOME à fin 2015

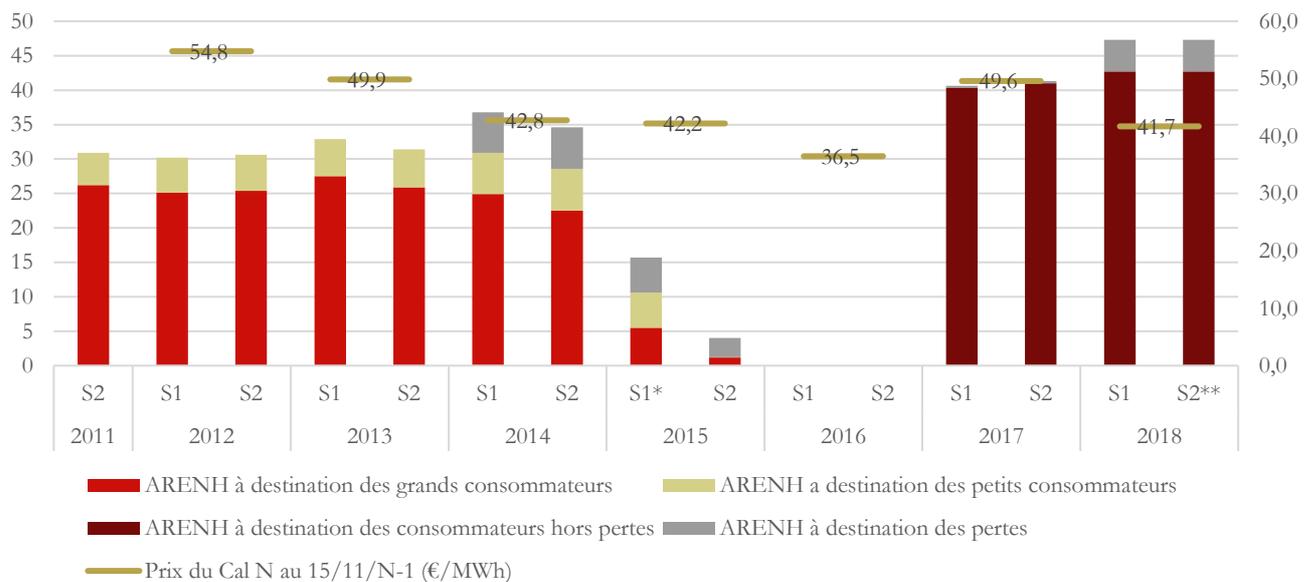


Comment est calculé le volume exigible d'ARENH pour un fournisseur alternatif ?

Les volumes exigibles d'ARENH (ou « droits ARENH ») par les fournisseurs sont directement dépendants de la consommation de leurs clients. Plus précisément, la répartition de l'ARENH doit prendre en compte les consommations des clients pendant les heures de faible demande nationale (heures creuses). Ainsi, selon le profil de consommation du client, le ratio droit ARENH / Energie consommée peut varier sensiblement (généralement entre 60% et 100%).

L'ARENH étant un droit, le volume d'ARENH **demandé** peut être inférieur aux volumes exigibles. Il peut être en effet plus intéressant pour un fournisseur de s'approvisionner entièrement sur les marchés de gros lorsque ces prix de marché sont sensiblement inférieurs au prix ARENH. Ainsi depuis 2011, la demande ARENH a été nulle certains semestres, malgré des volumes exigibles en hausse du fait de l'ouverture à la concurrence, car les prix de marché étaient plus attractifs que le prix ARENH. La demande ARENH pour 2016 était ainsi nulle sur les deux semestres.

Figure 1. Volumes d'ARENH souscrits lors des guichets depuis 2011 (TWh)



*au S1 2015 les volumes livrés d'ARENH ont diminué en cours de semestre du fait de résiliation de contrats cadre de certains fournisseurs alternatifs : En effet en 2015, certains acteurs ont résilié leur contrat ARENH en cours d'année, ce qui leur a permis de bénéficier de la compétitivité de l'ARENH face aux prix élevés pour livraison au premier trimestre, puis de s'approvisionner à des prix plus bas sur le marché pour le reste de l'année.

**les volumes S2 2018 sont non engageants et peuvent évoluer lors du guichet à mi année.

Le volume total fourni à l'ensemble des fournisseurs alternatifs est cependant plafonné. La loi NOME instaure ainsi un plafond d'ARENH à 100 TWh (hors pertes).



Quand demander de l'ARENH ?

Pour l'année de livraison N, les fournisseurs alternatifs peuvent effectuer une demande d'ARENH jusqu'à mi-novembre de l'année N-1, lors du guichet ARENH. Les résultats de ce guichet sont alors publiés au minimum 30 jours avant la livraison.

Ainsi pour les livraisons ARENH de l'année 2018, le guichet a eu lieu jusqu'au mercredi 22 novembre, tandis que les résultats ont été connus le vendredi 1^{er} décembre.

Lorsque ce guichet est ouvert, les fournisseurs alternatifs effectuent leur demande pour l'année N entière, même si seuls les volumes du premier semestre sont engageants. Ils peuvent confirmer ou corriger leurs volumes d'ARENH demandé pour le deuxième semestre lors d'un deuxième guichet en juin de l'année N (en fonction de l'évolution de leur portefeuille).

Le plafond de 100 TWh se rapproche et risque d'être atteint

Comme évoqué en introduction de cet article, le risque que les demandes ARENH dépassent le plafond de 100 TWh est de plus en plus en présent pour les prochains guichets. En effet, l'augmentation des portefeuilles clients des fournisseurs alternatifs, significative depuis début 2016, et la compétitivité de l'ARENH face au marché constituent les conditions propices à une demande d'ARENH potentiellement supérieure à 100 TWh.

Un volume de clients en forte hausse pour les fournisseurs alternatifs

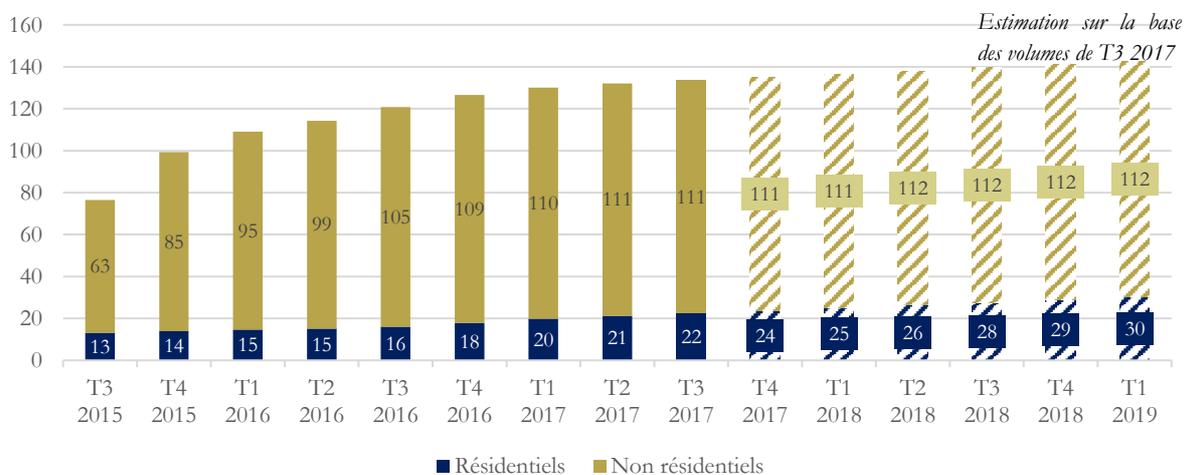
Depuis début 2016, la fin des tarifs réglementés verts et jaunes a conduit à une forte augmentation du portefeuille de clients professionnels des fournisseurs alternatifs, au détriment d'EDF.

De plus, en 2016 et 2017, les prix bas du marché de gros ont permis aux fournisseurs alternatifs de proposer des tarifs résidentiels inférieurs au TRV. Des fournisseurs ont proposé des offres avec une baisse de 10 à 16% de la composante énergie de la facture (parmi les plus récents : Total Spring, Cdiscount, Mint Energy, Selectra, etc...).

Ainsi ces deux facteurs ont contribué à une hausse importante des volumes de vente aux clients finaux par la concurrence aux opérateurs historiques et à EDF en particulier.



Figure 2. Evolution de la consommation des clients chez les fournisseurs alternatifs (TWh)
Consommation annualisée



Source : Observatoire des marchés de détails, CRE ; analyse Schwartz and Co

Ainsi, sur la base des volumes d'électricité livrés au troisième trimestre 2017 par les fournisseurs alternatifs³, et prenant en compte la tendance observée sur les années 2016 et 2017, nous avons estimé que le volume de consommation annuel du portefeuille de clients ayant signé avec des fournisseurs alternatifs⁴ sera approximativement de 142 TWh à fin novembre 2018, la croissance étant portée essentiellement par les consommateurs résidentiels.

En considérant un taux d'ARENH moyen de 80% (du fait de la prédominance de clients non résidentiels avec un taux ARENH proche de 85%), les droits ARENH seront supérieurs à **110 TWh**.

Ce volume a vocation à augmenter sur l'année 2018 dans le cas d'une accélération des départs de consommateurs vers les fournisseurs alternatifs par rapport à la tendance passée.

Ainsi si l'ARENH est compétitif et que la demande d'ARENH égale les droits ARENH, le plafond de 100 TWh peut être dépassé.

L'ARENH devient compétitif avec des prix de marché proches de 42 €/MWh

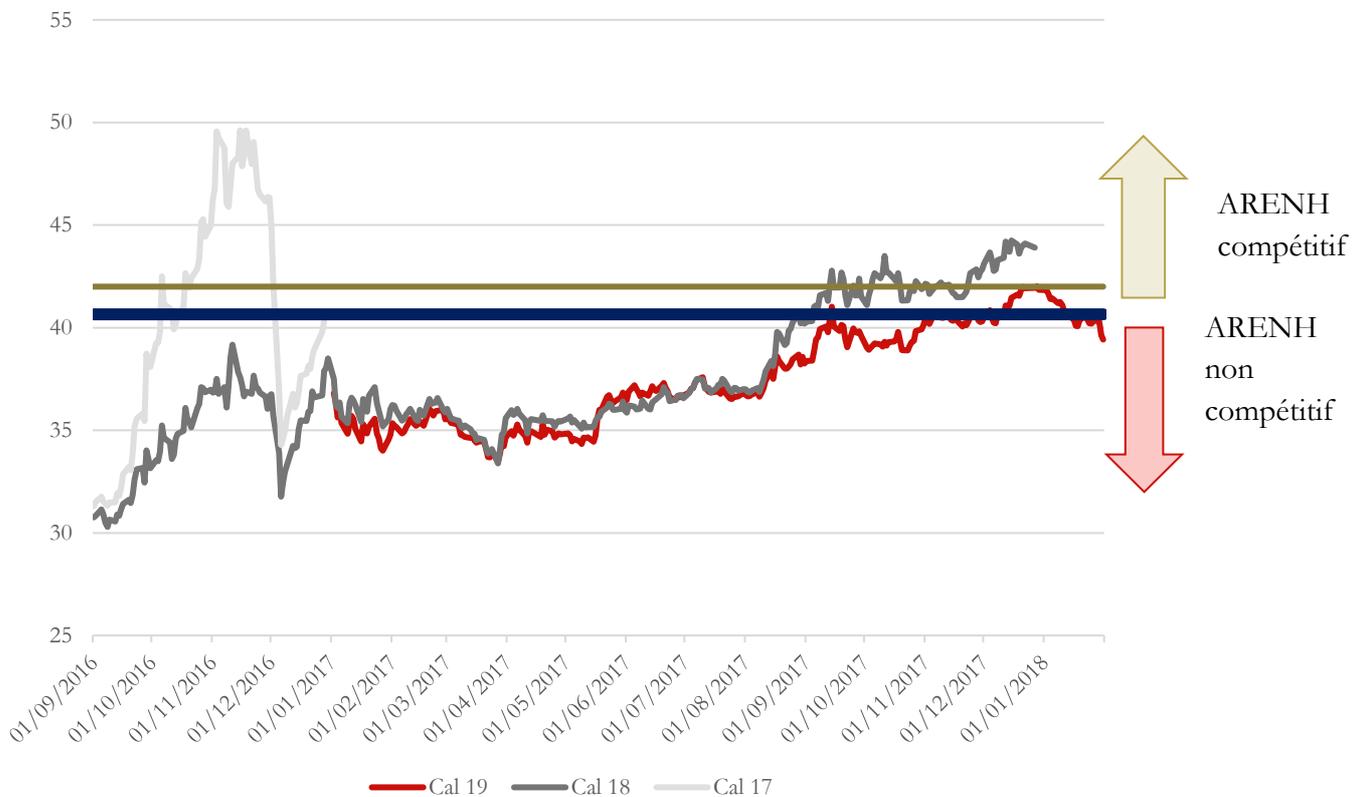
Le prix de l'ARENH n'a pas évolué depuis 2012 et est aujourd'hui égal à 42 €/MWh. L'ARENH donnant aussi droit à une garantie de capacité, un fournisseur alternatif trouve l'ARENH compétitif si le prix de l'ARENH est inférieur au prix d'achat de l'énergie sur le marché plus le coût d'achat d'une garantie de capacité.

³ Publié dans *l'observatoire des marchés de détails* publié par la Commission de régulation de l'énergie.

⁴ Le portefeuille de clients signés contient les clients en cours de livraison et les clients ayant signé mais n'étant pas encore livrés



Figure 3. Evolution des prix des produits calendaires 2017, 2018 et 2019 et compétitivité de l'ARENH (€/MWh)



L'ARENH était compétitif pour 2018

Les deux enchères de capacité pour 2018 ont eu lieu fin 2017 et ont permis de fixer un prix de la capacité autour de 9 350 €/MW, soit un coût de 1,1 €/MWh pour un fonctionnement en base (la livraison ARENH est prévue en base, dit ruban, toute l'année).

Ainsi, pour l'année 2018, un fournisseur alternatif était donc incité financièrement à s'approvisionner à l'ARENH plutôt qu'acheter sur le marché l'énergie et les garanties de capacité. Si un fournisseur s'était déjà approvisionné sur les marchés à des prix inférieurs à 40 €/MWh, comme ce fut le cas avant septembre, il pouvait avoir intérêt à revendre cette énergie sur le marché pour demander de l'ARENH, ce qui lui aurait permis d'enregistrer une plus-value à la revente de l'électricité achetée précédemment.

Les conditions étaient donc réunies pour que le plafond de 100 TWh soit approché, voire atteint : **« Au vu des parts de marché des acteurs, on devrait l'atteindre », avait ainsi indiqué récemment Christophe Leninger, directeur du développement des marchés et de la transition énergétique de la CRE⁵.**

⁵ Source Europ Energie



Les résultats du guichet ont montré que malgré une hausse des demandes ARENH de 4 TWh de la part des fournisseurs alternatifs, avec un volume demandé de 85,4 TWh, le plafond n'a pas encore été atteint mais les volumes demandés s'en approchent.

L'ARENH risque de rester compétitif pour 2019

Les prix futurs pour l'année 2019 sont déjà à des niveaux comparables aux seuils de compétitivité de l'ARENH, avec un prix du produit calendaire 2019 aux alentours de 41 €/MWh, porté par la hausse des prix des combustibles primaires⁶.

La première enchère de capacité pour l'année 2019, ayant eu lieu en décembre 2017, a fixé un prix à 12 998 €/MW, soit un coût de 1.5 €/MWh pour un fonctionnement en base, supérieur au prix de la capacité pour 2018.

De plus, nous observons depuis deux années une forte hausse des futurs pour livraison en N+1 à l'approche de l'hiver du fait de doutes sur la disponibilité du nucléaire et donc des craintes de tension sur le système électrique en hiver. Si ce schéma venait à se reproduire à fin 2018, ce qui est susceptible d'être le cas, du fait des exigences renforcées de l'ASN et du vieillissement des centrales nucléaires opérationnelles, l'ARENH serait à nouveau à un niveau compétitif relativement au prix de marché calendaire 2019 avant le guichet de fin 2018 pour livraison en 2019.

Les conditions seraient donc à nouveau réunies pour que le plafond de 100 TWh soit atteint pour livraison 2019.

Quels sont les impacts possibles du dépassement ?

La loi NOME précise qu'en cas de dépassement du plafond de 100 TWh de demande ARENH, la méthode de répartition entre les différents types de consommateurs et les fournisseurs sera définie par la CRE. A défaut, « la répartition s'effectue au prorata des quantités de produits maximales ». Ainsi la livraison ARENH sera inférieure à ce que les fournisseurs alternatifs espéraient et ce qu'ils ont demandé.

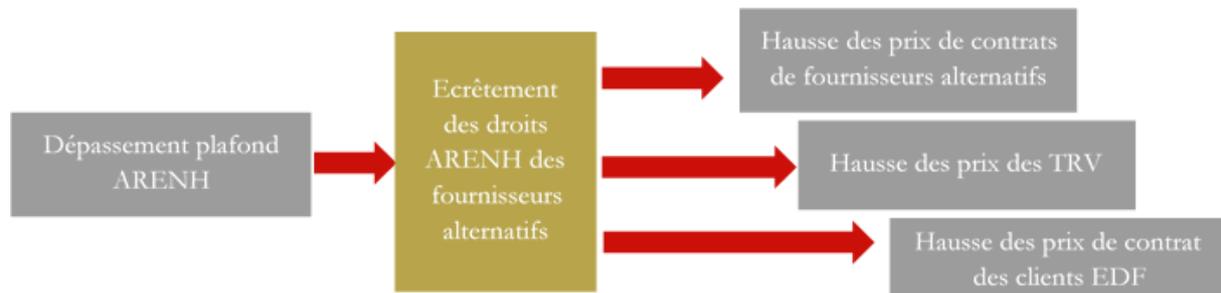
Ils devront combler cette réduction de livraison en s'approvisionnant sur le marché de gros. Nous pourrions alors enregistrer une hausse de la demande sur les marchés de gros en cas de dépassement du plafond de 100 TWh lors des résultats du guichet. En s'approvisionnant sur le marché à des prix plus élevés que l'ARENH, les fournisseurs alternatifs seraient contraints de répercuter tout ou partie de cette hausse de leur coût d'approvisionnement sur leurs clients.

Ainsi, si les prix de marché restent supérieurs à l'ARENH, et le plafond de 100 TWh est maintenu, en cas de dépassement du plafond, chaque client additionnel qui part à la concurrence ne pourra pas être approvisionné à l'ARENH, ce qui conduira à une hausse du prix moyen des fournisseurs alternatifs aux clients finals.

⁶ Depuis la mi-janvier 2018, le prix du calendaire 2019 est en baisse et a atteint 39€/MWh. On reste cependant à des niveaux supérieurs à ceux atteints par le prix calendaire 2018 à la même période en 2017.



Pour assurer leur contestabilité, les TRV devront, en conséquence, aussi prendre en compte cette réduction de livraison ARENH, en réduisant la part ARENH dans l'empilement des coûts. Ce qui engendrerait alors une hausse des TRV. C'est la raison pour laquelle une consultation publique est actuellement menée par la CRE afin d'envisager comment sera répercuté l'écrêtement de l'ARENH sur les TRV.



Les clients en offre de marché d'EDF ne seront pas protégés de cette hausse. En effet, du fait de sa position dominante, EDF doit répliquer l'approvisionnement ARENH des concurrents, en proposant des offres « proximi ARENH » à leurs clients. Ainsi, EDF devra également répercuter l'effet du plafonnement de l'ARENH à ses clients, ce qui entraînera une hausse des prix de vente des offres de marché d'EDF.

Notons que ces augmentations se feront en plus de l'augmentation due à la hausse des prix de marché.

Pour EDF producteur, la perte des parts de marché lui permettra de vendre sa production excédentaire à prix de marché, puisque la perte de clients n'engendre pas de droits ARENH supplémentaire.

Le maintien du plafond à 100 TWh reste donc problématique sans une modification du prix de l'ARENH, qui réduirait sa compétitivité face aux prix de marché.

Pourtant, il n'est pour le moment pas prévu de modifier le plafond, comme l'a précisé Olivier David, sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables de la DGEC, lors du congrès Gazelec du 17 octobre dernier : « Ce plafond n'a pas vocation à bouger. On verra ce qui se passera et on en tirera les conséquences s'il est atteint. »⁸

Ainsi, si les prix de marché restent au-dessus de l'ARENH, les consommateurs pourraient se trouver face à un dilemme dont ils n'ont pas nécessairement conscience : il deviendrait préférable pour les consommateurs n'ayant pas quitté le tarif de rester auprès du fournisseur historique pour

⁸ Europ Energie



éviter une hausse mécanique des factures. Du point de vue du producteur-fournisseur historique, la perte de clients lui permettrait de faire monter ses prix de vente tout en restant compétitif.

Si le prix de marché ne baisse pas, il est fort possible que les fournisseurs alternatifs challengent le plafond ARENH dès 2019. A plus long terme, se pose la question du schéma de substitution à l'ARENH, d'autant plus que la décision de l'état français de repousser une éventuelle baisse de la part de production nucléaire dans le mix électrique français ne permet pas une ouverture significative de la concurrence pour la production électrique.

Les auteurs



Michael Cohen est Senior Consultant chez Schwartz and Co.

Il est spécialisé dans le conseil aux acteurs du secteur de l'énergie et possède plus de 7 ans d'expérience dans les marchés de l'électricité. Il a été gestionnaire de portefeuille et analyste marché pour EDF à la Direction de l'Optimisation Amont Aval Trading et ingénieur économiste à la direction de la stratégie d'EDF. Il dispose d'une expertise sur les mécanismes de formation de prix et l'évolution des fondamentaux des marchés de l'électricité.

Michael Cohen est ingénieur diplômé de Supélec et de l'IFP School.



Hubert Gentou est directeur du bureau de Paris du cabinet Schwartz and Co.

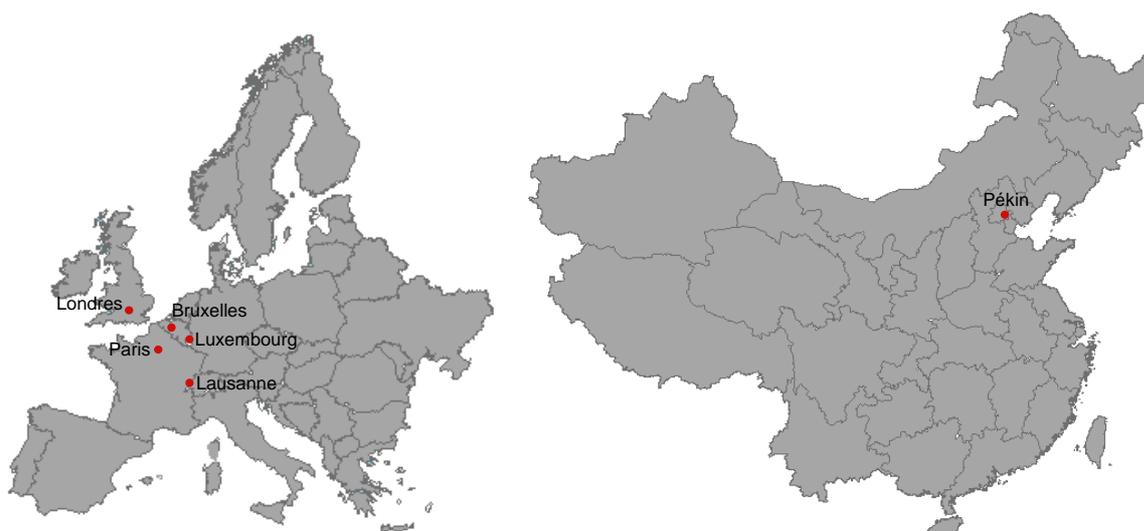
Il possède plus de 25 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie. Il est spécialisé dans le conseil aux acteurs du secteur de l'énergie. Il a été actif au cours des dix dernières années au sein de la branche Marketing & Trading du groupe Gazprom, d'abord comme Directeur Marketing et Ventes France, puis comme Directeur de la Stratégie Retail Europe. Précédemment il avait dirigé les achats mondiaux d'énergie d'Eramet, les activités trading et approvisionnement en gaz naturel du groupe Rhodia au sein de Rhodia Energy, dont il était membre du comité exécutif.

Il est ingénieur diplômé de l'Ecole Centrale Paris.



Schwartz and Co

Strategy Consulting



Schwartz and Co Paris
78 avenue Raymond Poincaré
F-75116 Paris
Tel : +33 (0)1 75 43 53 40
Fax : +33 (0)1 75 43 53 49

Schwartz and Co Luxembourg
3 Place d'Armes
L-1136 Luxembourg
Tel : +352 278 60 400
Fax : +352 278 61 237

Schwartz and Co Lausanne
Rue de Bourg, 30
CH-1003 Lausanne
Tel : +41 (0)215 881 524

Schwartz and Co Bruxelles
Avenue Louise, 523
B-1050 Bruxelles
Tel : +32 2 669 07 13
Fax : +32 2 627 47 37

Schwartz and Co Londres
Formations House, 29 Harley
Street
London W1G9QR
Tel : +44 (0)20 761 24 231
Fax : +44 (0)20 792 73 046

Schwartz and Co Pékin
10/F, IFC East Tower,
8 Jianguomenwai Avenue
Chaoyang District
Beijing 100022
Tel : +86 10 5634 1552
Fax : +86 10 5634 1501

info@schwartz-and-co.com

www.schwartz-and-co.com