



## EICom-Forum 2019: Ausblick

---

Referat von Laurianne Altwegg am EICom-Forum 2019,  
15.11.2019, Basel

Es gilt das gesprochene Wort.

### Introduction

Monsieur le Conseiller d'Etat, Chers intervenants, Chers représentants politiques, Mesdames et Messieurs.

L'heure étant déjà avancée, je serai brève. Je m'efforcerai donc de faire le lien entre la rétrospective présentée tout à l'heure et les perspectives en matière de régulation.

Ces perspectives seront divisées en trois périodes : la première concerne les années à venir jusqu'en 2025, la deuxième s'étend de 2025 à 2030 et la troisième portera sur les années suivantes.

Pourquoi avoir opté pour une telle structure ?

Comme l'a expliqué aujourd'hui le Directeur de l'OFEN, les révisions de la LApEI et de la LEne pourraient encore prendre du retard. Jusqu'en 2025, les questions se poseront donc essentiellement dans le même cadre juridique qu'actuellement pour l'EiCom. Parallèlement, les débats parlementaires sur la révision de la LApEI et de la LEne sont déjà en cours et la direction qui en résultera sera d'autant plus pertinente pour la période postérieure à 2025.

### D'ici 2025

Comme notre président l'a expliqué dans la matinée, les questions essentielles concernant la LApEI actuellement en vigueur ont selon nous été plus ou moins clarifiées. A cet égard, aucune surprise majeure n'est donc à prévoir en matière de régulation du réseau au cours des cinq prochaines années. La mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques est certes à l'ordre du jour, mais elle ne devrait vraisemblablement pas poser de problème majeur. L'un des éléments centraux de cette stratégie est le facteur de surcoût qui permet de décider objectivement entre une variante de ligne aérienne ou de câblage souterrain. Chaque année, environ 8000 projets sont soumis à l'ESTI pour approbation. Beaucoup d'entre eux concernent le niveau de réseau cinq et la grande majorité le niveau de réseau sept. Or, l'essentiel du câblage ayant déjà eu lieu à ces niveaux du réseau, l'examen du facteur de surcoût aux niveaux 5 et 7 n'aura vraisemblablement qu'une faible priorité pour l'EiCom.

On peut également supposer que le développement des énergies renouvelables, la consommation propre et le déploiement des compteurs intel-

ligents soulèveront un certain nombre de questions de régulation. La manière dont le stockage décentralisé peut servir à exploiter le réseau en tant que production décentralisée ou comme services système suscitera certainement aussi des questions de mise en œuvre. Des clarifications de la réglementation seront encore probablement nécessaires dans le cadre des efforts actuellement déployés pour le couplage des secteurs. Ces questions peuvent également être considérées du point de vue des nouveaux modèles d'affaires ou de l'avancée de la numérisation.

Nous sommes conscients que la numérisation a et continuera d'avoir un impact majeur sur les activités de régulation de l'EiCom. L'Internet des objets (*Internet of Things* ou *IoT*) installé dans des milliers de ménages pose par exemple de multiples défis. D'une part au travers du « big data » – le traitement de données en masse soulevant des problèmes de protection des données – ou via de nouvelles plates-formes, à l'instar de celles de la technologie *blockchain*. L'EiCom suivra de près ces évolutions et prendra les mesures qui s'imposent si nécessaire.

Le plus grand défi à relever d'ici 2025 sera cependant de notre point de vue le démantèlement imminent des centrales nucléaires en Allemagne et en Belgique.

D'ici là,

- les congestions du réseau intérieur allemand n'auront pas toutes été éliminées ;
- Mühleberg ne sera plus en service alors que l'augmentation de la tension sur la ligne Bassecourt-Mühleberg subit encore des retards,
- nous n'aurons probablement pas encore de réserve stratégique,

- nous serons confrontés à une augmentation continue des flux non planifiés en raison du critère MinRam,
- les coûts de *redispatching* augmenteront fortement.

Il sera intéressant d'observer comment les marchés réagiront à ces changements. Surtout, ces points démontrent que l'exploitation du réseau de transport sera le principal défi des cinq prochaines années, notamment en tant qu'interface entre capacités d'importation et d'exportation.

La question de la disponibilité de capacités pour le *redispatching* deviendra d'autant plus prégnante pendant les périodes nuageuses et sans vent, faute de production solaire ou éolienne. Ici, l'interaction entre production et réseau sera de plus en plus exigeante et délicate.

J'aimerais m'arrêter un moment sur le critère « MinRam », en raison de son actualité et de son importance centrale pour les cinq prochaines années:

Quelle en est l'idée ? L'UE s'est fixée pour objectif d'optimiser son marché de l'énergie dans son ensemble, ce qui signifie que les marchés intérieurs de ses États membres doivent s'ouvrir. Pour cela, des capacités d'importation suffisantes sont une condition préalable importante afin d'introduire davantage de concurrence vis-à-vis des acteurs locaux dominants.

Comment fonctionne ce concept ? « MinRam » est l'abréviation de « *Minimum Remaining Available Margin* ». Cela implique que la capacité de transport entre deux zones de prix doit être garantie à un certain niveau par les gestionnaires du réseau de transport (GRT).

Quel est le problème ? La difficulté réside dans l'interaction entre l'exploitation du réseau et le marché. Revenons d'abord sur les quatre méthodes qui permettent de gérer une congestion de réseau :

1. en renforçant et développant le réseau ;
2. l'opérateur de réseau peut payer une « contre-prestation » pour soulager un élément critique du réseau : c'est ce que l'on nomme le *redispatching* ;
3. il peut réduire la capacité mise à disposition du marché (NTC) ;
4. la zone de prix peut être scindée, ce qui incite économiquement les acteurs du marché à prendre en compte les congestions du réseau.

L'option « extension du réseau » est un travail de titan : pratiquement chaque renforcement de réseau prend aujourd'hui entre dix ou vingt ans, sinon plus.

L'option « *redispatching* » est potentiellement coûteuse. C'est ce que l'on constate par exemple en Allemagne où les GRT paient désormais plus d'un milliard d'euros par an pour que les acteurs du marché n'aient pas à prendre en compte les congestions du réseau national. Il est d'ailleurs particulièrement choquant que ces coûts soient socialisés, alors que les avantages d'un réseau supposé sans congestion profitent aux acteurs du marché.

Jusqu'à présent, c'est l'option « réduction de la capacité NTC » qui a été privilégiée par les GRT (et les régulateurs), car elle permet de garantir la sécurité du réseau sans aucun coût pour le GRT. Elle a toutefois aussi pour effet d'altérer les avantages d'un marché le plus libre possible de

congestions, puisque des coûts sont supportés par les acteurs du marché sans compensation, car considérés comme inévitables.

La quatrième variante est théoriquement la meilleure : en cas de scission de la zone de prix, non seulement il devient inutile de renforcer le réseau, mais il n'y a plus non plus de frais liés au « *redispatching* » et les acteurs du marché sont néanmoins incités à prendre en compte les congestions. De tels modèles existent et fonctionnent en Scandinavie comme en Italie, mais ils sont difficilement applicables politiquement dans d'autres pays, notamment en Allemagne.

En clair, avec le concept MinRam, l'UE veut empêcher les GRT, les régulateurs ou ses Etats membres de continuer à régler les congestions avant tout par réduction de la capacité NTC.

Qu'advient-il maintenant de nos voisins et qu'est-ce que cela signifie pour la Suisse ?

Pour nos voisins, ce qui importe avant tout, c'est la manière dont le critère MinRam sera calculé. Sans entrer dans les détails techniques, on ne le sait pas précisément aujourd'hui. En revanche, il est clair que la question de considérer ou non les flux non planifiés avec la Suisse est extrêmement importante.

Avec ses 41 interconnexions et leur quelque 28'000 MW de capacité thermique, la Suisse est pratiquement un aimant pour les flux d'électricité européens. Indépendamment de savoir si le critère MinRam s'applique ou non à nos frontières, les flux vers la Suisse représentent une lourde hypothèque pour nos voisins. Il est probable que l'UE aura tendance à ne pas prendre en compte ces flux, à moins que nous ayons des contrats

ou accords correspondants. Par conséquent, nos voisins éprouveront des difficultés à respecter le critère MinRam et devraient généralement dépenser plus pour des mesures de *redispatching*. Alternativement, ils pourraient faire pression pour que des contrats ou accords soient conclus avec la Suisse ou pourraient aussi réduire leurs capacités d'interconnexion à destination de notre pays. Ce scénario serait alors diamétralement opposé à l'objectif du critère MinRam.

Outre les questions liées aux congestions du réseau et au critère Min-Ram, les cinq prochaines années peuvent également être considérées comme le premier véritable test de résistance pour la phase pilote de la transition énergétique. Ces expériences auront certainement une influence significative sur les débats parlementaires concernant les révisions de la LApEI et de la LEne. Qu'il s'agisse des conditions-cadres de la production hivernale ou de l'introduction d'une réserve stratégique.

Concernant la révision de la Loi sur l'énergie, nous constatons que la question de la production hivernale est déjà thématifiée au niveau politique. Ici, l'EICOM a approfondi ses réflexions afin de décrire plus précisément la nécessité d'agir. Il est aujourd'hui incontesté que les mesures prises jusqu'à présent dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 ne permettent pas de garantir une production hivernale suffisante. C'est d'autant plus le cas si de l'électricité supplémentaire est nécessaire en hiver pour les domaines de la mobilité ou des bâtiments.

Même si l'on considère que les mesures adoptées sont réalisables d'ici 2035, il faut souligner le déséquilibre qui en résulte entre la production estivale et hivernale, ce que l'on constate sur la diapositive projetée ici. Il en ressort aussi clairement que même en redoublant d'efforts, la situation hivernale ne s'améliorera que peu. A l'inverse, l'énergie « gratuite »

supplémentaire de l'été fera baisser les prix du marché et compliquera le financement de la rénovation des centrales hydrauliques.

Cette stratégie n'a donc de sens que si les excédents de l'été peuvent être stockés de manière saisonnière et économique au moyen de l'hydrogène ou de la méthanisation.

Si c'est impossible, il sera nécessaire d'examiner de plus près l'option des centrales à gaz à cycle combiné (CCC), faute d'alternatives. Cette option ne semble pas favorisée en Suisse, car la source de production de nos importations est ignorée. En supposant que celle-ci soit prise en compte, l'acceptation des CCC serait certainement plus élevée. La réflexion suivante est donc à prendre en considération en ce qui concerne les conditions-cadres de la production indigène :

En premier lieu, certaines mesures bien intentionnées telles que des compensations CO<sub>2</sub> élevées au niveau national rendraient de facto ce type de centrales non-compétitives en Suisse et limiteraient ainsi leur production. Par conséquent, les centrales à charbon étrangères seraient exploitées au lieu de CCC suisses, générant ainsi deux fois plus de CO<sub>2</sub>. Toutefois, des CCC ne fonctionnant que quelques heures par jour ne font aucun sens, car elles immobilisent inutilement du capital. C'est pourquoi il serait beaucoup plus efficace d'installer la même capacité sans cycle de vapeur : le résultat est le même du point de vue de la politique climatique, mais génère de moindres coûts. Il faut toutefois s'attendre à ce que ce type de mesures pourtant bien intentionnées aboutissent à ce que les centrales à gaz sans cycle de vapeur n'obtiennent pas d'autorisation et que les importations restent alors la seule option. Comme le montre ce graphique, cette situation nous semble trop délicate à moyen terme compte tenu des risques liés aux importations. Nous espérons donc que



ces aspects feront l'objet d'approfondissements dans le cadre de la révision de la LEne.

Pour conclure de manière optimiste : une période passionnante nous attend jusqu'en 2025.

### 2025 - 2030

Pour la période allant de 2025 à 2030, les points forts seront vraisemblablement les suivants :

Tout d'abord, il s'agira de mettre en œuvre la LApEI révisée. A l'heure actuelle, rien ne laisse supposer que le législateur bouleversera fondamentalement la régulation du réseau : une régulation incitative semble donc peu probable, notamment parce que le législateur dispose d'une alternative pragmatique adaptée à la Suisse avec la régulation Sunshine.

Je voudrais saisir cette occasion pour appeler à nouveau les responsables politiques à faire preuve de la plus grande retenue lors de la modification du cadre juridique. Un cadre juridique stable constitue un atout, surtout pour une infrastructure qui doit amortir ses actifs sur plusieurs décennies. C'est pourquoi modifier des ordonnances chaque année est contre-productif et il est préférable de s'en abstenir.

Les principaux chantiers à venir découlant de la révision LApEI et concernant la régulation du réseau de distribution concerneront prioritairement :

- les mutations et les possibles exigences relatives à l'approvisionnement de base régulé en vue de la libéralisation complète du marché, ainsi que

- les éventuelles connexions avec le système de mesure (partiellement) libéralisé.

Afin de disposer de règles du jeu équivalentes à celles de l'UE, l'EiCom estime également qu'il serait bienvenu de tenir compte des conditions-cadres juridiques dans le domaine de la surveillance du marché, à savoir REMIT, lors de la révision de la LApEI.

Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, le point le plus important restera la question du développement du parc de production au niveau international au cours de cette période. C'est en effet l'élément décisif pour l'évaluation des risques liés aux importations.

Il est peu probable en revanche que la question de l'adéquation du système (ou *Adequacy*) soit prioritaire au cours de cette période, au moins tant qu'il est prévu que les deux grandes centrales nucléaires restent raccordées au réseau après 2030. Mais le moment de procéder au démantèlement approche. Cela met à rude épreuve la rentabilité de rénovations coûteuses qui pourraient s'avérer nécessaires pour la poursuite de l'exploitation. La disponibilité du parc nucléaire français ne devrait pas non plus s'améliorer d'ici là et nos voisins pourraient décider d'aller de l'avant en matière de décarbonisation. S'il ne devait pas être possible de renforcer substantiellement les énergies renouvelables au cours de la période 2025-2030, soit les centrales à accumulation seront davantage utilisées pour assurer la sécurité d'approvisionnement, soit il faudra prévoir d'autres réserves. Cela entraînera d'une part des coûts et d'autre part une intervention accrue de l'Etat sur le marché.

Il est probable que les congestions du réseau allemand seront éliminées entre 2025 et 2030. Par conséquent, l'interaction entre la production saisonnière d'électricité éolienne en mer du Nord et nos activités de stockage sera de plus en plus importante. Il s'agit bien entendu d'une grande opportunité pour l'énergie hydraulique suisse. D'ici là, nous espérons également disposer d'un cadre juridique permettant d'optimiser la situation dans le cadre du couplage des marchés, ou favorisant au moins une prise en compte adéquate de la sécurité du réseau suisse.

Dans le cadre de la politique climatique, l'importance de la mobilité électrique devrait également être plus claire entre 2025 et 2030. Si un boom devait effectivement se produire dans ce domaine, il serait alors nécessaire de revoir intégralement les calculs d'adéquation.

La libéralisation du marché du gaz pourrait également avoir lieu durant cette période. Cette évolution est évidemment très importante pour l'industrie du gaz. Du point de vue de l'électricité, il s'agit là d'une condition-cadre essentielle en ce qui concerne le potentiel des CCC. Du point de vue de l'autorité de surveillance, la question se pose de savoir dans quelle mesure les synergies entre l'électricité et le gaz peuvent être exploitées - par exemple dans les instances internationales de l'ACER.

### Après 2030

Pour M. Stocker qui interviendra tout à l'heure, la période qui commence après 2030 équivaut à « après-demain ». Du point de vue de la régulation en revanche, analyser cet horizon temporel revient plutôt à lire l'avenir dans le marc de café.

Il faut espérer que le cadre juridique aura été adapté en conséquence d'ici là, de sorte qu'à partir de 2030, des investissements seront effectivement réalisés et que des centrales supplémentaires seront disponibles en Suisse.

Certaines questions fondamentales se posent pour la période après 2030, notamment :

- Dans quelle mesure y aura-t-il encore des centrales contrôlables/pilotables en Europe centrale ?
- Sera-t-il possible d'exploiter Gösgen et Leibstadt au-delà de 2035 ?
- Beznau I et II sont-elles toujours raccordées au réseau ?
- Comment la consommation a-t-elle évolué ?
- Dans quelle mesure la mobilité électrique peut-elle s'imposer ?
- A quel point les programmes de décarbonisation peuvent-ils être mis en œuvre de manière réaliste dans les pays voisins ?
- Quel sera le prix d'une tonne de CO<sub>2</sub> ?
- Quelle production photovoltaïque aura-t-elle été installée en Suisse entre 2020 et 2030 ?
- L'UE aura-t-elle lancé un 5<sup>ème</sup> voire un 6<sup>ème</sup> paquet de mesures d'ici là ?
- Un accord sur l'électricité aura-t-il finalement été conclu ?

Je pense qu'il vaut mieux aujourd'hui nous abstenir de répondre à ces questions et se concentrer davantage sur les tâches à accomplir. Comme nous venons de le voir, il y a beaucoup à faire ; il ne reste plus qu'à se mettre au travail !

## Conclusion

Permettez-moi de conclure cette présentation en évoquant la composition actuelle et à venir de la Commission fédérale de l'électricité, ainsi que quelques réflexions plus personnelles. Vous n'êtes certainement pas sans savoir que l'EiCom connaît un renouvellement depuis quelques années, ceci principalement en raison des règles internes limitant la durée des mandats.

Après plusieurs départs ces dernières années, c'est aujourd'hui au tour de deux de nos éminents membres de quitter la Commission à la fin de cette année. Je profite donc de l'occasion qui m'est donnée pour remercier chaleureusement notre président, Monsieur l'ancien conseiller aux Etats et Landammann Carlo Schmid-Sutter, et Monsieur le Professeur Matthias Finger pour leur implication et leur engagement sans faille aux côtés de la Commission durant toutes ces années.

Qu'en est-il de la composition future du collège ? Actuellement, l'EiCom est formée de spécialistes des enjeux propres à la branche et aux consommateurs, ainsi que d'experts des domaines économiques, juridiques et techniques. Les membres ne peuvent en outre ni appartenir à des organes de personnes morales actives dans la production ou le commerce d'électricité, ni être sous contrat avec elles. Cette composition permet d'assurer l'impartialité et l'indépendance des décisions rendues. La composition de la Commission, dont les nouveaux membres seront prochainement nommés par le Conseil fédéral, devrait donc rester comparable.

Dans ce cadre, outre ma qualité de vice-présidente, j'ai également pour rôle de représenter les consommateurs captifs. C'est pourquoi j'aimerais encore amener quelques réflexions personnelles sur ce point en regard

des perspectives futures de la régulation. Comme l'a évoqué Mme Stalder, les défis qui attendent les consommateurs sont nombreux. La libéralisation totale du marché figure en première ligne, principalement par rapport à sa mise en œuvre et aux mesures qui permettront d'accompagner les actuels consommateurs captifs. Car il est clairement nécessaire de protéger efficacement une partie des ménages notamment, pour qui comprendre sa facture d'électricité est aujourd'hui déjà une gageure. Les évolutions de la loi visant à favoriser les regroupements pour la consommation propre recèlent également leur lot de risques pour les consommateurs qui en font partie, sachant qu'ils ne bénéficient pas de la surveillance du régulateur concernant les tarifs par exemple. Finalement, l'installation des compteurs intelligents a commencé et continuera à susciter de multiples interrogations et certainement des critiques de la part d'une partie des clients finaux, notamment quant à la protection des données et à leur coût.

En conclusion, les prochaines années s'annoncent passionnantes autant du point de vue des défis posés au régulateur qu'aux consommateurs finaux.

Je vous remercie de votre attention.