



Risques actuels dans l'optique du régulateur

Discours de Laurianne Altwegg – Forum ElCom 2022, Lausanne

Seules les paroles prononcées font foi.

Mesdames et Messieurs,

Le Forum de l'ElCom étant cette année dédié à la thématique très actuelle de la gestion des risques dans le secteur de l'énergie, prenons un peu de recul tout d'abord en s'interrogeant sur les origines des théories modernes des risques et des probabilités. Il est intéressant de se rappeler que celles-ci sont très étroitement liées aux jeux de hasard, connus depuis des millénaires. Face à l'issue du jeu, donc au hasard, et à l'incertitude future de l'existence, les hommes de l'Antiquité étaient totalement démunis et résignés. Par exemple, lorsque les Grecs cherchaient à prédire des événements susceptibles de se produire, ils ne consultaient pas leur gestionnaire de risques comme aujourd'hui, mais se tournaient vers leurs oracles. Longtemps, on a pensé que l'avenir était largement le fruit des caprices des dieux et qu'il reflétait plus ou moins le passé. Ce n'est que lorsque l'on a pris conscience que l'on était aussi acteur de son propre destin que les bases de la gestion des risques ont pu voir le jour.

Mais quel est le rôle de la réglementation dans la gestion des risques ? Les interventions de l'État sur le marché aident-elles à réduire les risques ou contribuent-elles au contraire à les gonfler ? L'État doit-il s'occuper de la gestion des risques ou faut-il plutôt laisser cette tâche aux entreprises et assurances ?

L'après-midi d'aujourd'hui nous permettra d'aborder ces questions importantes sous différents angles. Commençons par un tour d'horizon des principaux risques actuels sur le marché de l'énergie et de l'électricité et examinons la réponse des régulateurs à ces risques. Leurs réactions peuvent également être considérées comme des mesures de gestion des risques au sens large.

Penchons-nous d'abord sur les risques géopolitiques actuels et la situation de l'approvisionnement.

Il y a un an, avec la pandémie de COVID-19, nous pensions traverser une crise sociale comme nous n'en aurions probablement plus à connaître avant longtemps. Peu d'entre nous pressentaient que nous serions aujourd'hui confrontés à une nouvelle crise, non moins sérieuse. Et que nous serions ici en train de parler d'une guerre qui se déroule actuellement en Europe.

Les incertitudes géopolitiques déclenchées par la guerre en Ukraine entraînent d'autres : matières premières qui se font rares, prix élevés pratiqués sur le marché, avec pour corollaire des tarifs qui augmentent. Dans l'optique du régulateur, les risques sont avant tout liés à l'approvisionnement et aux liquidités. Ces incertitudes soulèvent des questions d'ordre économique, social et politique, auxquelles il convient de répondre.

Depuis le début de la guerre, le 24 février 2022, les prix du gaz ont fortement augmenté, et donc les prix de l'électricité aussi. À l'origine de cette évolution : les incertitudes concernant les livraisons de gaz en provenance de Russie et, par conséquent, les craintes que les réservoirs de gaz ne soient pas suffisamment remplis avant octobre, voire qu'une pénurie de gaz ne se produise.

En juin, la Russie a réduit une première fois le flux de gaz empruntant le gazoduc Nord Stream 1 (NS1), celui-ci passant à 40 % de sa capacité, ce qui a entraîné une forte hausse des prix. Fin juillet, la capacité a connu une deuxième réduction à 20 % avant finalement que le 2 septembre, les livraisons via le gazoduc ne cessent totalement.

Malgré la réduction des flux de gaz russe, il a été possible de continuer de remplir les réservoirs de gaz dans le nord-ouest de l'Europe, en compensant l'absence de gaz russe principalement par du GNL. En septembre, le gaz russe acheminé par gazoduc ne représentait plus que 9 % des importations de gaz de l'UE, contre 40 % au début de la guerre. Cela a permis d'apaiser quelque peu les marchés du gaz et de l'électricité.

Mais d'autres facteurs de risque sont apparus ces derniers mois : en particulier les incertitudes concernant les centrales nucléaires françaises – dont une grande partie du parc est encore à l'arrêt – et la longue période de chaleur et de sécheresse estivale qui a affecté une grande partie de l'Europe. Ainsi, en raison de la chaleur estivale, le niveau du Rhin en Allemagne était très bas, ce qui a non seulement entravé le transport de pétrole vers la Suisse, mais aussi compliqué, voire renchéri les livraisons de charbon à l'intérieur de l'Allemagne. La disponibilité des centrales électriques concernées s'en est trouvée réduite. De plus, le bilan hydrologique de la Suisse et de ses voisins présentait des déficits importants à la fin de l'été.

Tous ces éléments ont renforcé les incertitudes liées à l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver, contribuant ainsi à la hausse des prix du marché.

Depuis le pic du 26 août, les prix de l'électricité se sont quelque peu ressaisis, tout en restant à un niveau exceptionnellement élevé. Cette détente s'explique par plusieurs bonnes nouvelles en provenance d'Europe : les centrales nucléaires françaises devraient être plus rapidement disponibles que ce l'on prévoyait encore récemment ; trois centrales nucléaires allemandes bénéficieront d'une prolongation de leur durée de vie ; des mesures ont été proposées pour réduire la consommation ; les stocks de gaz sont satisfaisants dans toute l'Europe ; côté météo, on observe des températures actuellement douces et une hausse des précipitations ; enfin, on rappellera la « feuille de route » proposée le 21 octobre par l'UE pour mettre en place des mesures d'atténuation. Dès lors, tout cela est de bon augure pour les mois à venir.

Malgré les messages positifs du monde politique, la situation reste tendue, et les risques d'approvisionnement persistent. Un point de la situation s'impose avant d'évoquer les mesures possibles pour lutter contre les pénuries d'approvisionnement à court, moyen et long terme.

Certes, les perspectives pour l'hiver prochain se sont quelque peu améliorées. Plusieurs raisons à cela découlant des éléments déjà évoqués : les réservoirs de gaz bien remplis et les bonnes prévisions pour les centrales nucléaires françaises, mais aussi une production indigène d'électricité élevée et les mesures prises par la Confédération. Les quatre centrales nucléaires suisses sont en outre disponibles normalement et les réservoirs des centrales hydroélectriques sont entre-temps assez bien remplis grâce aux précipitations abondantes des

dernières semaines. Dans ce contexte favorable, il a également été possible d'acquérir comme prévu la réserve hydroélectrique. Combinée avec la réserve thermique lancée entre-temps, cette « réserve d'hiver » est déjà prête pour pallier les éventuelles situations de pénurie cet hiver. Il n'empêche que la situation reste incertaine et la résilience du système fragile, en particulier si différents facteurs de risque venaient à se conjuguer : des périodes de froid prolongées, des problèmes inattendus dans l'approvisionnement en gaz ainsi qu'une disponibilité réduite de l'énergie nucléaire en Suisse et à l'étranger représentent les principaux scénarios de stress.

Ces facteurs de stress à court terme devraient aussi continuer à jouer un rôle décisif au cours des hivers qui suivront. Et ce d'autant plus si les réservoirs de gaz devaient être vidés au cours de l'hiver 2022/23. Dans ce cas, la question se pose de savoir si les livraisons supplémentaires de GNL suffiraient à elles seules à remplir les stocks de gaz. Il faut souligner l'impact positif du niveau élevé des prix, du moins en matière de sécurité de l'approvisionnement ; puisqu'il contribue clairement à réduire la consommation d'énergie, notamment de gaz. Si l'économie devait entrer en récession, ne serait-ce qu'en raison des prix élevés de l'énergie, cet effet de baisse de la consommation devrait être particulièrement prononcé. Mais dans ce cas, ces baisses ne seraient pas forcément une bonne nouvelle pour l'économie.

Au-delà des considérations à court terme, la question qui se pose à moyen terme pour la Suisse en tant que plaque tournante de l'électricité est de savoir dans quelle mesure le pays reste institutionnellement et techniquement intégré dans le contexte européen. En clair : dans quelle mesure le commerce transfrontalier continuera-t-il de bien fonctionner à l'avenir ? Comment la disponibilité des capacités frontalières va-t-elle

évoluer ? Avec en point de mire les règles européennes en matière de gestion des réseaux transfrontaliers. Concrètement, comment faudra-t-il mettre en œuvre le critère MinRam ? Le déficit structurel propre au semestre d'hiver, la gestion des stocks ainsi que l'optimisation transfrontalière entre les grands marchés d'Europe continentale que sont l'Allemagne, la France et l'Italie sont fortement tributaires des capacités d'importation disponibles pour le commerce. À moyen terme, la priorité va donc à une solution équitable pour la prise en compte de la sécurité du réseau suisse dans le mécanisme européen de couplage de marché. Cela vaut en particulier pour le cas où l'Italie venait à faire également partie du couplage des marchés basé sur les flux. La recommandation de l'EICom d'augmenter rapidement la capacité de production indigène pendant le semestre d'hiver au moyen de centrales back-up (+1000 MW) est plus que jamais d'actualité. Le lancement de la réserve hivernale représente une première étape importante dans ce sens.

À l'horizon 2035-2045, la disparition de la production assurée en hiver par les centrales nucléaires – combinée notamment à la consommation supplémentaire due à la croissance démographique, aux pompes à chaleur et à la mobilité électrique – devrait constituer le plus grand défi. Le développement des énergies renouvelables est supposé aider, mais il a été trop lent jusqu'à présent pour remplacer à temps les centrales nucléaires vieillissantes et pour couvrir l'augmentation prévue de la consommation d'électricité. On peut également se demander dans quelle mesure les pays voisins seront à l'avenir encore capables d'exporter de l'électricité en hiver. Comme déjà mentionné, cette problématique se cumule en outre à celle de la disponibilité des capacités frontalières pour les importations, qui deviennent plus incertaines déjà à moyen terme avec la mise en œuvre des critères MinRam. Reste également à savoir si nous arriverons, et si oui dans quelle mesure, à surmonter les conflits

d'intérêts entre la protection de l'environnement et la sécurité de l'approvisionnement en ce qui concerne le développement des énergies renouvelables en Suisse. Il convient aussi de garder à l'esprit le rapport coût/utilité lors du développement de la production indigène, puisqu'au final, ce sont les consommateurs qui paient la facture. C'est précisément parce que les moyens financiers ne sont pas illimités que le secteur économique a intérêt à ce que le développement se fasse de manière efficace et à ce que les effets d'aubaine soient évités lors du subventionnement. L'efficacité implique aussi d'admettre que l'autarcie, au sens d'une indépendance vis-à-vis des pays voisins, ne peut pas être un objectif. Tant pour des raisons d'approvisionnement que pour des raisons économiques, la coopération et les échanges avec les pays voisins sont et restent essentiels.

Il est donc d'autant plus important que les décisions politiques concernant les objectifs et les stratégies de développement se prennent sur la base d'analyses fondées – et non pas uniquement en fonction de préoccupations politiques à court terme. C'est pourquoi l'EiCom est actuellement en train de réviser le document de base sur la production hivernale en fonction des évolutions de ces dernières années.

Les expériences de ces derniers mois l'ont montré : les risques financiers peuvent également menacer la stabilité de l'approvisionnement. L'EiCom est en charge de la surveillance du marché de l'électricité et s'occupe donc à ce titre également des risques de liquidité sur le marché.

Mais pourquoi la hausse des prix de l'électricité est-elle un problème pour les producteurs d'électricité ? Afin de se prémunir contre les fluctuations de prix importantes et de réduire ainsi le risque de marché, les exploitants de centrales vendent leur production d'électricité sur le marché de gros

trois ans déjà avant la livraison physique. Cela permet de mieux prévoir les futurs flux de liquidités et de garantir une certaine rentabilité. Mais réduire le risque de marché par une couverture signifie aussi accroître d'autres risques, à savoir le risque de crédit et le risque de liquidité. Si les ventes des positions d'une centrale électrique sont conclues de gré à gré sur le marché OTC (« over the counter »), le risque de crédit augmente. Si la transaction est effectuée en bourse, le risque de crédit est exclu, mais le risque de liquidité se fait pleinement sentir. Des conventions supplémentaires EFET – comme l'annexe sur le soutien du crédit (Credit Support Annex) – permettent de réduire les risques de crédit au détriment des risques de liquidité, comme à la bourse.

Quelle est la situation actuelle dans ce domaine ?

- Les exigences de marge de la bourse ont récemment augmenté de manière significative.
- Plusieurs grandes entreprises énergétiques ont fait part de difficultés financières au cours de l'année en raison d'une pénurie de gaz et d'une hausse des prix de l'électricité et du gaz. Par exemple, l'entreprise allemande Uniper a subi des pertes et des sorties de liquidités, car elle doit compenser le manque d'exportations russes suite à la crise ukrainienne par du gaz plus cher, qu'elle achète sur le marché spot à des prix nettement plus élevés.
- Le gouvernement français a également repris le fournisseur d'énergie endetté EDF. Ainsi, deux des plus grands fournisseurs d'énergie d'Europe se retrouvent confrontés à des difficultés. Voilà de quoi semer l'inquiétude et l'incertitude sur le marché, avec pour corollaire la prime de risque sur les contrats de négoce d'électricité qui continue d'augmenter.

- En Suisse aussi, les entreprises énergétiques font face à des risques de liquidités. Début septembre, le gouvernement suisse a accepté d'accorder une aide financière à l'entreprise d'électricité Axpo, qui avait déposé une demande de soutien temporaire. L'entreprise se voit accorder un crédit-cadre de 4 milliards de francs afin de renforcer ses liquidités en période de crise énergétique.

L'EiCom est impliquée dans la mise en œuvre de la loi qui est à l'origine du mécanisme de sauvetage pour le secteur de l'électricité, la LFiEI (aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique). L'objectif de la loi est de garantir l'approvisionnement de la Suisse en électricité même en cas d'évolution extraordinaire des marchés. Des aides financières à titre de soutien subsidiaire sous forme de prêts doivent protéger les entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique contre des problèmes de liquidités dus à une évolution imprévue des marchés. Naturellement, une telle aide ne doit être accordée que si les entreprises, leurs partenaires financiers ou leurs propriétaires ont déjà tout mis en œuvre pour gérer la situation et si, sans aide supplémentaire, ces entreprises risquent la faillite ou sont menacées d'illiquidité ; ce qui représenterait une menace substantielle pour la sécurité de l'approvisionnement. Cela signifie que les entreprises et leurs propriétaires, en particulier les cantons et les communes, sont les premiers à devoir intervenir. L'aide de la Confédération, accordée par le biais de la LFiEI, n'intervient qu'à titre subsidiaire.

La qualification d'entreprise d'importance systémique entraîne des obligations : l'obligation de renseigner ainsi que l'obligation de s'acquitter d'un forfait de mise à disposition qui doit couvrir les coûts de la

Confédération dans ce contexte. Le DETEC peut élargir le cercle des entreprises d'importance systémique défini par la loi et des exceptions sont aussi possibles pour des entreprises d'importance systémique en présence de mesures cantonales équivalentes.

Les conditions pour une aide de la Confédération sont strictes et comprennent des prescriptions en matière de transparence, un taux d'intérêt conforme au marché, une prime de risque, une interdiction de distribuer des dividendes, ainsi qu'une interdiction de verser des rémunérations spéciales et des éléments de salaire variables aux membres de la direction et du conseil d'administration.

La LFiEl devrait être remplacée d'ici au plus tard fin 2026 par un cadre juridique qui garantisse l'approvisionnement en électricité sans prêt de la Confédération. Avec une telle réglementation complémentaire (examinée au sein de la Confédération sous le titre de travail « REMIT+ »), les entreprises d'importance systémique doivent être positionnées de manière à être suffisamment robustes et à ne pas avoir besoin d'une aide supplémentaire de la Confédération. Cela implique que l'on puisse continuer d'exploiter les fonctions d'importance systémique même si une entreprise devient illiquide ou fait l'objet d'une procédure concordataire.

Même si le volet physique de la sécurité de l'approvisionnement a été jusqu'à présent au centre des discussions, les consommateurs n'ont pas ou pas encore été confrontés à de véritables pénuries. En revanche, ils sont nombreux à avoir déjà constaté une augmentation des prix du gaz et de l'électricité. Un grand nombre de fournisseurs d'électricité ont annoncé des tarifs parfois massivement plus élevés pour leurs clients en approvisionnement de base à partir de 2023. De même, beaucoup de

consommateurs sur le marché ont déjà dû conclure des contrats avec des prix nettement plus élevés.

Bien sûr, les défis posés par les prix élevés concernent en premier lieu les consommateurs, dont certains sont encore à se débattre contre les conséquences de la crise liée au COVID-19. Et voilà que s'ajoutent des pénuries au niveau des livraisons, un manque de main-d'œuvre qualifiée et, désormais, la hausse des prix de l'énergie ! Chaque jour, nous recevons des demandes d'entreprises en grande difficulté qui ne nous laissent pas indifférents. La loi n'offre que peu de possibilités pour remédier à cette situation. Et les fournisseurs ne sont pas non plus à l'abri des risques, tels que des risques de liquidités liés à des acquisitions supplémentaires d'électricité ou aux défauts de paiement des consommateurs. L'EICom est toutefois d'avis que, dans le cas de l'approvisionnement de base en particulier, ces risques peuvent être maîtrisés pour les gestionnaires de réseau. En effet, les tarifs réglementés et la possibilité de compenser les différences de couverture sur plusieurs périodes offrent une sécurité suffisante, de sorte que les conditions d'obtention de liquidités sur le marché des capitaux restent intactes. Par ailleurs, les tarifs plus élevés comportent aussi des risques de réputation et de communication : un véritable défi pour certains fournisseurs qui se sont retrouvés à devoir communiquer des prix élevés et gérer les réclamations parfois violentes et surtout nombreuses des clients.

L'EICom est également confrontée à un grand nombre de demandes concernant l'augmentation des tarifs, demandes émanant non seulement des consommateurs finaux, mais aussi des fournisseurs d'énergie. Comment faire face à un nombre croissant de clients qui ne paient pas ou plus leurs factures à temps ?

Toutefois, le risque est selon nous bien plus élevé en ce qui concerne les effets collatéraux d'éventuelles interventions à court terme sur le marché qui seraient dictées par la politique. Là, il ne faut pas confondre une politique que l'on pourrait qualifier de « bricolage », comportant des risques, avec la gestion des risques de type régulateur : la première ajoute des imprévus à un système déjà fragilisé, ce qui peut avoir des répercussions indésirables et créer des distorsions. Et ce, à un moment où une plus grande stabilité serait justement souhaitable.

Un exemple de mesures politiques bien intentionnées, mais risquées est la possibilité exigée de revenir dans l'approvisionnement de base pour les consommateurs relevant du marché. En tant qu'autorité en charge de la régulation, l'EiCom se prononce clairement contre une telle mesure, jugeant qu'elle est inefficace et que sa mise en œuvre serait problématique. D'une part, ce retour ne permettrait pas d'obtenir l'allègement escompté pour les consommateurs, ou du moins pas dans les proportions espérées. La mesure postule que l'approvisionnement de base profite en général des coûts actuellement plus bas de la production d'électricité indigène par rapport aux prix de gros actuellement élevés. Cela n'est toutefois que très partiellement le cas, car rares sont les entreprises d'approvisionnement en énergie qui disposent d'une production propre significative qu'elles intègrent proportionnellement aux coûts de production dans leurs tarifs de l'énergie. En effet, ces entreprises doivent se procurer la majeure partie, voire la totalité de l'énergie sur le marché. Dès lors, leurs tarifs de l'énergie s'orientent également sur l'évolution des prix sur le marché de gros. Une grande partie de la production indigène relève d'entreprises qui, de leur côté, n'approvisionnent aucun client final dans l'approvisionnement de base et

vendent leur production aux prix du marché – donc également à des EAE sans production propre.

D'autre part, la mise en œuvre de cette mesure entraînerait non seulement des dépenses administratives élevées, mais aussi des inégalités de traitement entre les entreprises qui retournent dans l'approvisionnement de base. Enfin, la mesure serait financée par une charge supplémentaire pour les clients qui sont dans l'approvisionnement de base, c'est-à-dire surtout des ménages, mais aussi des entreprises qui avaient décidé d'y rester pour ne pas s'exposer au risque du marché.

Cela me permet de revenir à la question posée en préambule : quel est le rôle de la réglementation dans la gestion des risques ?

Les défis présentés montrent que les évolutions extraordinaires du marché – notamment celles qui surviennent dans un contexte de crise géopolitique – ne peuvent être anticipées que dans une mesure limitée, tant pour les entreprises et les consommateurs que pour les acteurs politiques et les autorités. C'est précisément pour cette raison qu'il serait difficile de déterminer à l'avance le cadre juridico-réglementaire qui conviendrait pour des risques particuliers que l'on ne connaît pas au préalable et dont on ne peut guère prévoir l'intensité et l'impact. La loi et donc la réglementation qui dépend d'un tel cadre légal atteignent ici manifestement leurs limites.

Il en est de même pour les entreprises. À lui seul, le marché ne semble réussir à gérer les risques extrêmes que de manière très limitée. D'où l'appel, en cas de crise, à une nouvelle réglementation de soutien, avec

pour corollaires des coûts annexes élevés pour l'État et l'ensemble de l'économie.

À l'évidence, un système tel que l'approvisionnement en énergie, qui revêt une importance cruciale pour la société et l'économie, ne peut pas se passer totalement de réglementation. Le défi consiste à trouver la juste mesure. Et c'est justement parce que nous ne connaissons encore que trop peu les crises à venir que la réglementation doit se limiter à l'essentiel, donc à garantir une certaine résilience. Même si pour cela, il faut un cadre réglementaire cohérent, la mise en œuvre et la responsabilité de cette résilience restent en fin de compte du ressort de l'économie – c'est-à-dire aussi du vôtre, Mesdames et Messieurs.