

Contributions à la conception du marché pour la stratégie suisse Energie 2050 – Questions relatives à la consultation

Q 1: Est-ce que les parties concernées prennent en considération les principaux thèmes de la conception du marché, des thèmes que Swissgrid considère comme étant appropriés?

L'AES (association des entreprises électriques suisses) cautionne des solutions fondées sur l'économie de marché. Du point de vue de l'économie de marché, il y a lieu de se féliciter de mesures qui accroissent la transparence des prix et adressent au marché des signaux temporaires de pénurie, autant que possible non biaisés, et couvrent les étapes en vue d'une intégration et d'un accouplement du marché suisse avec les pays voisins. De telles mesures ont le potentiel et l'efficacité, pour être en mesure de rehausser le marché suisse de l'électricité, d'instaurer la transparence des coûts et de répartir les frais selon le principe du pollueur-payeur.

De fortes interdépendances entre les différents éléments représentés et d'autres initiatives en cours (par exemple le marché intégré des opérateurs des systèmes de transmission (TSO) subsistent partiellement. Pour parvenir à une planification pouvant être mise en œuvre à partir des présentes mesures d'exploration, une plus ample spécification de ces interdépendances est nécessaire. L'élaboration d'une feuille de route avec la prise en compte des interdépendances est également nécessaire vis-à-vis des marchés voisins (EU).

Il est nécessaire dans tous les cas que toutes les EVU (compagnies d'électricité) anticipent la mise en œuvre, à bref délai, et puissent mettre au point les compétences et processus correspondants. C'est la raison pour laquelle l'AES estime que la branche, en se référant à ces mesures pour lesquelles Swissgrid se trouve responsable de la mise en application, participe le plus tôt possible à la discussion.

Pour ce qui est des questions relatives au rôle des agrégateurs indépendants et de la question de l'adéquation du système, nous ne voyons pas la responsabilité de Swissgrid, mais au contraire bien plus celle du législateur, du BFE (office fédéral de l'énergie), d'EiCom ou de la branche dans son ensemble. Une discussion de ces aspects ne peut, à notre avis, avoir lieu sous le patronage de Swissgrid, et devrait intégrer des approches de solutions qui aillent au-delà du domaine de la responsabilité de Swissgrid.

Q 2: Les parties concernées sont-elles d'avis que Swissgrid devrait traiter, outre les trois principaux domaines de la thématique de la consultation, également des thèmes supplémentaires relatifs à la conception du marché?

On part du principe que le marché de l'énergie (seulement) existant (délai, DA, ID) continuera d'exister et sera complété par d'autres instruments. Sur cet arrière-plan, l'orientation générale est juste.

Conjointement aux dispositifs subordonnés au temps réel des prix de l'énergie de compensation, le concept de marché intégré des opérateurs des systèmes de transmission (TSO) qui n'est connu jusqu'ici que par des approches, devrait également être consulté, étant donné qu'il y a de fortes interdépendances entre ces sujets. En outre, le mécanisme du réacheminement international de compensation devrait être reconsidéré.

Contrairement à l'Allemagne, sur le marché suisse au comptant, seuls des contrats horaires peuvent être achetés. En Allemagne par contre, ce sont des contrats au quart d'heure. Pourtant on facture en Suisse sur la base de 15 minutes. Ce contexte entraîne une énergie de compensation très importante et, en conséquence, des situations plus instables du réseau. C'est la raison pour laquelle, l'AES approuverait que le marché suisse au comptant soit également agencé sur la base du quart d'heure.

Q 3: Est-ce que les parties concernées soutiennent la proposition de Swissgrid de mettre en application, (presque) en temps réel, un prix des déséquilibres?

Nous soutenons, en principe, la mise en application, en temps réel, des prix de l'énergie de compensation, étant donné que, grâce à cela, les pics de prix et la volatilité sur le marché infra-journalier augmentent et donc la flexibilité est rémunérée de manière plus adéquate. Il convient néanmoins de continuer à spécifier et à vérifier à partir d'exemples de certains cas, la structuration précise des possibles modifications des mécanismes de prise en compte et répartition de l'énergie de compensation. La relation avec le marché intégré des opérateurs des systèmes de transmission (TSO) doit être définie avec précision.

En outre, il y a lieu de veiller à ce que la répartition dans le groupe-bilan se base sur le regroupement de l'aspect production avec l'aspect consommation. Pour qu'un groupe-bilan puisse vraiment réagir à des prix élevés menaçants de l'énergie de compensation de l'infra-journalier, il doit connaître leur position en temps réel, par rapport à leur prévision. Mesurer les consommateurs en temps réel est lié à de gros investissements. Actuellement, ce n'est pas prévu, justement chez les clients du marché des réseaux étrangers. De plus, lorsque le groupe-bilan réagit à des signaux de prix sur une courte durée, on pourrait arriver à une saturation qui ferait du tort à la stabilité du système.

En ce qui concerne les prises en charge, pronostics, paramètres etc., il y a lieu de définir et de déterminer sans équivoque, une „fonction administrative de calcul du prix de la pénurie“ qui, avant la survenance d'une panne, augmente les coûts de compensation. Lors de la mise en œuvre d'une telle fonction, il y a lieu d'empêcher toute application abusive.

Q 4: Les parties concernées voient-elles un avantage à introduire formellement un nouveau rôle pour un groupeur indépendant qui puisse regrouper et commercialiser les ressources flexibles sur le marché du commerce de gros?

Dans une première étape, la spécification et l'incorporation précises des rôles de groupeur ainsi que la relation avec des rôles existants, tels qu'opérateur de réseaux de commutation, responsable de groupes de bilan ou fournisseur d'électricité, devraient être mises en œuvre plus précisément. Une structuration du rôle de groupeur en tant que monopole d'état ou la mise en place d'un groupeur indépendant, sans effet incitatif, qui ne résulte pas d'un besoin du marché, ne sont pas préconisées. L'entrée sur le marché doit être, autant que possible, simple pour tous les opérateurs du marché disposant de l'infrastructure requise. Un élargissement de la palette des produits de régulation (par exemple uniquement sur un aspect, des prestations légales primaire et secondaire, positives/ négatives) par exemple abaisserait les barrières à l'entrée.

Il est important que les coûts qui, par exemple, résultent de moyens administratifs supplémentaires, soient également assumés par celui (le groupeur) qui reçoit la recette.

Au premier abord, la fonction de groupeur présente une similitude avec celle, en Allemagne, du distributeur direct. Dans les deux cas, des acteurs décentralisés sont commercialement et techniquement rassemblés et leur intervention sur le prix du marché est optimisée. Il semble malgré tout invraisemblable qu'un fournisseur de services groupés de clients finaux flexibles puisse apparaître pleinement indépendant de propriétaires de groupes de bilan et/ou de fournisseurs d'électricité. Un rôle supplémentaire pour le rôle de groupeur comporterait alors selon les prévisions, des parties de ces deux rôles, et il semble possible d'exercer la fonction de groupeur, même constituée à partir du poste de contrôle de l'un des rôles existants."

L'existence de barrières au groupage et à la commercialisation de la flexibilité des clients finaux, selon toute apparence, ne serait pas éliminée par un rôle supplémentaire „de groupeur“. Ces barrières sont dues, outre au rôle inexistant du marché, également à l'inexistence de la compétition juridiquement conditionnée du segment des clients finaux à demeure. Il n'y a aucune raison de penser que la mise en place du rôle „de groupeur“ éliminerait ce déficit. L'ouverture complète du marché de l'électricité pour les clients finaux, au même rang que la liberté légalement nécessaire de l'élaboration des tarifs de l'électricité serait ici un premier pas.

En outre, il semble douteux qu'à partir du marché, il y ait vraiment une demande pour la flexibilité en friche et que celle-ci ne puisse pas être actuellement mise à disposition à partir de sources moins coûteuses. A elle seule, l'instauration du rôle d'agrégateur n'instaure encore aucun marché de la prestation de service.

Q 5: Est-ce que les parties concernées sont d'accord pour reconnaître que l'évaluation d'une responsabilité d'équilibrage pour les énergies renouvelables serait salubre? Est-ce que Swissgrid devrait mettre en œuvre des mesures quelles qu'elles soient pour réaliser une intégration plus efficace des énergies renouvelables?

L'intégration du marché des énergies renouvelables est recommandée. En vue de l'extension des énergies renouvelables (NEE – Next Era Energy) qui est à espérer sur le long terme, il semble judicieux de définir, le plus tôt possible, clairement, les conditions générales et les structures adéquates d'une intégration du marché à instaurer. Comme le prouve l'exemple de l'Allemagne pour les pronostics de production, les centrales électriques virtuelles et autres nouvelles prestations de service, il s'est constitué, en l'espace de peu de temps, un nouveau marché qui ne se serait pas constitué dans le système d'une simple rétribution à prix coûtant.

Si les nouvelles énergies renouvelables continuent à se développer et que l'imprécision de la prévision est couverte par la flexibilité du marché, le public et notamment EICOM ainsi que l'office fédéral de l'énergie devront alors être informés de l'ordre de grandeur sur lequel les propriétaires des installations d'énergies renouvelables devront compter pour ce qui est des frais relatifs à la non-conformité de la série chronologique de la production. Les répercussions de toutes les installations sans mesure de la courbe de charge devraient également être mises en évidence. En relation avec la rétribution de l'injection de courant à prix coûtant (KEV), ces coûts sur les installations de >30 kVA seront assumés par la fondation KEV. Les coûts des installations plus petites ainsi que l'éventuelle dépense supplémentaire prévue seront débités aux clients liés par la facture énergétique. Dans le cas d'une intégration du marché, ces coûts devront être assumés par l'exploitant des installations. Les coûts des énergies renouvelables ne devront pas être minimisés – même si c'est pour atteindre la stratégie Energie 2050.

Au vu des expériences pratiquées en l'Allemagne (énormes profits au titre du privilège de négociant en courant renouvelable), grâce à une consultation suffisamment précoce des acteurs du marché, les dérégulations initiales devraient être évitées. Il en va de même pour la structuration des mécanismes qui ont pour but une mise en œuvre adaptée à la demande des nouvelles énergies renouvelables (NEE). L'expérience de l'Allemagne a montré (avant la résolution du §24 de la CEE), qu'une régulation ne devenait attrayante que lorsque les prix devenaient fortement négatifs et, par conséquent, qu'ils n'avaient pratiquement aucune influence sur l'injection de nouvelles énergies renouvelables (NEE), conforme à la demande. Afin d'éviter un excédent inutile de la demande, même le montant d'une éventuelle prime de gestion doit être choisi avec prudence.

Sur la base de la quantité limitée des nouvelles énergies renouvelables (NEE) en Suisse, la question se pose de savoir si un marché de vente directe qui fonctionne peut vraiment se former à court terme ou si en raison de la forte fragmentation et de la faible dimension des installations, les économies d'échelle suffisent pour actionner un nombre suffisant de fournisseurs de services dans le but de les faire entrer sur le marché et pour couvrir les frais fixes d'exploitation de la vente directe. Dans ce cas, il est d'autant plus important de garder l'organisation régulatrice de la vente directe aussi simple que possible et de ne pas ériger, à travers une réglementation excessive, d'inutiles barrières à l'entrée sur le marché.

En raison de la faible dimension et de la liquidité jusqu'ici raisonnables du marché intra-journalier suisse, les perspectives de liquidités accrues à court terme ne devraient pas être placées trop haut. Toutes les mesures qui accroissent les liquidités doivent néanmoins être approuvées. La mise en place d'une demande supplémentaire de produits intra-journaliers, en raison de l'intégration des nouvelles énergies renouvelables (NEE), satisfait à cette exigence. L'extension des NEE ne devrait pourtant pas en être entravée (sécurité de l'investissement).

A court terme, il y a lieu de vérifier si la structure du dédommagement pour la direction du groupe-bilan des renouvelables devrait être remaniée dans le sens d'un renforcement des mesures d'incitation pour l'équilibrage du groupe-bilan. Lors de la prochaine mise en adjudication de la prestation de service, il y aura lieu d'exploiter à fond le cadre légal à cet effet ou de le renforcer – dans la mesure où c'est possible au niveau de l'ordonnance.

Q 6: Est-ce que les parties concernées soutiennent les mesures proposées pour une optimisation du négoce transfrontalier?

Heures transfrontalières de fermeture des barrières de l'intra-journalier (chapitre 3.1)

Les mesures proposées les plus pertinentes sont le raccourcissement et l'harmonisation des périodes de démarrage pour la conclusion, par quart d'heure, des activités commerciales dans le négoce intra-journalier continu. De telles mesures doivent être souhaitées de façon prioritaire. Comme mentionné dans l'étude, en raison d'informations améliorées par rapport à la situation de l'offre et de la demande, la volatilité du prix s'élève juste avant la livraison. Du point de vue des fournisseurs d'une production plus flexible, une „importation“ de la volatilité, sur le marché suisse, doit être fortement recommandée.

Fixing intra-journalier à l'ouverture, et droits de transmission (chapitre 3.2)

Il convient d'examiner si un changement de système pour aller vers une mise aux enchères des capacités frontalières dans l'intra-journalier, apporte une augmentation de l'efficacité fondée sur l'économie de marché. La condition préalable pour ce faire, serait cependant, de manière sûre, une harmonisation des frontières (ouest) européennes. Il y a lieu de s'abstenir d'une mise en application des enchères, exclusivement aux frontières de la Suisse.

Il aurait lieu de spécifier les mécanismes et modalités précis des enchères. En particulier, de soumettre à un examen critique, les interactions avec les échanges intra-journaliers continus. Il ne ressort toujours pas clairement du rapport, comment des enchères implicites (courant électrique + capa) fonctionneraient exactement dans l'ID.

Les enchères à la fin de la période d'échanges ID soulèvent plusieurs questions qui doivent être résolues en amont. Quand de telles enchères seraient-elles mises en application? Le négoce serait-il alors encore possible? Un nombre trop élevé d'enchères et de produits du marché doit être évité pour des motifs d'efficacité et de transparence. L'objectif serait des enchères intra-journalières implicites, identiques pour toutes les frontières.

En outre, il y a lieu de constater qu'une participation de la Suisse au couplage du marché conduirait, dès l'abord, à une coordination nettement plus efficace de la gestion des goulets d'étranglement et de l'échange d'électricité et qu'elle est souhaitable.

Enchères intra-journalières d'achat de 15 minutes, entre la Suisse et l'Allemagne (chapitre 3.3)

La mise en place d'enchères intra-journalières couplées de 15 min, du point de vue de la Suisse, doit être approuvée. Etant donné que la liquidité du négoce intra-journalier continu semble se déplacer vers des enchères, la possibilité s'offre à la Suisse de compenser la liquidité perdue par des échanges continus sur une nouvelle plateforme. Il y a lieu de consacrer une attention appropriée à la répartition des capacités frontalières disponibles sur les enchères et sur le négoce intra-journalier continu. Par une allocation judicieuse des capacités existantes, dans le négoce intra-journalier continu, en raison de capacités frontalières manquantes, il y a lieu d'éviter un découplage des marchés.

Q 7: Est-ce que pour accroître l'efficacité des échanges transfrontaliers, les parties concernées proposent des mesures supplémentaires qui ne sont pas mentionnées dans le document de consultation?

Nous comptons également comme échanges transfrontaliers, l'échange de produits de service du système. De notre point de vue, le développement des marchés en commun, semblables à celui de la prestation primaire obligatoire, doit être accéléré.

Outre les mesures proposées sur la frontière nord, il y a lieu d'examiner aussi, de manière approfondie, des mesures sur la frontière sud.

Q 8: Est-ce que les parties concernées souscrivent à l'hypothèse, que la responsabilité d'adéquation des groupes-bilan, combinée à un signal de prix renforcés, accroîtra l'efficacité du marché?

La structuration plus concrète de ces mesures n'est pas claire. Elles doivent d'abord être spécifiées plus en détail. En particulier, le rapport au marché des opérateurs des systèmes de transmission (TSO), doit être clarifié.

En principe, il y a lieu de se féliciter du fait que les responsables des groupes-bilan doivent prendre des risques lorsqu'ils assument des positions spéculatives. Afin d'imposer ce principe, un renforcement des exigences d'établissement du bilan peut être utile. Il est douteux qu'une base décentralisée (équiper les groupes-bilan de plus de responsabilité d'adéquation grâce à de nombreux types différents de contrats) apporte effectivement plus d'efficacité de la part du marché.

Comme le prouve l'hiver 15/16, il faut également trouver la réponse à la question de savoir, au niveau des puissances de 380 kV et de 220 kV, comment on procède avec la valeur différente d'alimentation, ainsi qu'en relation au point d'alimentation.

Il y a lieu de tenir compte du fait qu'une sécurisation physique est liée à des surcoûts, notamment quand le marché est non liquide. Dans l'actuelle conception du marché, ce risque reste dépendant du responsable des groupes-bilan (BGV) et ne peut pas être financièrement ou physiquement transmis à la partie l'ayant engendré (par exemple les producteurs d'électricité). Ce n'est pas seulement la responsabilité du responsable du groupe-bilan (BGV) qui devrait être renforcée, mais également ses moyens envers les parties de son groupe-bilan (BG). Tant que les auteurs n'assument pas les risques, l'efficacité du marché ne s'accroît pas.

Il y a lieu de tenir compte du fait que les groupes-bilan sont des unités virtuelles de décompte qui ne sont nullement en rapport avec la physique et l'adéquation. Ils assument aujourd'hui, dans le court horizon temporel, uniquement la responsabilité d'un bilan énergétique réglé de leurs unités de décompte. Ils sont uniquement responsables, dans le délai fixé, de la transmission de feuilles de route, et ne sont néanmoins ni négociants, ni fournisseurs, ni producteurs. A plus long terme, ce sont EICOM et le conseil fédéral pour la constitution de sûreté qui sont responsables de l'adéquation à proprement parler (voir art. 9 et art. 22 paragraphes 3-4 de la loi sur l'approvisionnement en électricité). Dans l'horizon à plus long terme, nous considérons comme problématique une transmission de cette responsabilité sur les groupes-bilan. Les groupes-bilan sont de simples unités de mesure et de décompte, qui n'achètent, ni ne vendent elles-mêmes aucune énergie. Afin de mettre en place sur un tel mécanisme, des incitations à l'investissement effectivement décentralisées, pour des capacités additionnelles de production ou des capacités de DSR, ce sont plutôt les fournisseurs d'électricité qui devraient être tenus d'évaluer leurs besoins sur plusieurs années et de les pourvoir sur le long terme. Cet approvisionnement devrait être contrôlé à partir d'un organisme central et son non-accomplissement devrait être pénalisé. En raison des mouvements dans le portefeuille des utilisateurs finaux (changements de clients, surconsommation et sous-consommation), pour les fournisseurs, l'estimation des besoins serait liée à une forte insécurité. Si chaque fournisseur devait programmer ici une marge de sécurité (il le faut), il y a lieu alors de compter au total sur une surproduction de capacité, ce qui fait douter qu'un tel modèle puisse être judicieux du point de vue économique.

Q 9: Est-ce que les parties concernées consentent que la responsabilité de l'équilibre devrait inclure le pronostic et, si nécessaire, la couverture à terme de suffisamment de ressources pour l'approvisionnement des clients finaux?

L'obligation de maintenir le groupe-bilan équilibré dans l'approvisionnement, existe déjà aujourd'hui.

Une limitation de la liberté d'exploitation des propriétaires de groupes de bilan, par exemple par un engagement échelonné dans le temps, par la conclusion le plus rapidement possible de positions ouvertes, n'est pas compatible avec une conception décentralisée, libérale, du marché. Les mesures d'incitation pour la création et l'amélioration permanente des prévisions de consommation, mènent malgré tout au but recherché.

Conformément à la conception juridique actuelle, Swissgrid, en tant qu'opérateur des systèmes de transmission (TSO), est responsable de la garantie de la stabilité du réseau, en particulier grâce à la fourniture de services-système dans le cadre des procédures orientées sur le marché, libres de discriminations et transparentes (voir l'art. 20 et l'art. 22 de la loi portant sur l'approvisionnement en électricité). Aux termes de la

conception juridique en vigueur, un déplacement de cet engagement sur le responsable des groupes-bilan (BGV) n'est pas admissible: Les groupes-bilan peuvent être amenés à assumer la responsabilité de divergences dans les prédictions, mais non relativement à un défaut dans les infrastructures de centrales électriques et dans les infrastructures du réseau.

Au cas où l'idée continuerait à faire son chemin, il faudrait que lors de la couverture à terme, l'acquisition sur le marché soit autorisée. Car, si le responsable des groupes-bilan (BGV), en raison des coûts liés à l'assurance, devait à chaque instant garantir qu'il doit pouvoir livrer ses clients finaux sans acquisition sur le marché, les groupes-bilan (BG) rencontreraient des problèmes financiers ou seraient poussés hors du marché.

Q 10: Est-ce que les parties concernées considèrent que les produits proposés par rapport à la couverture sont appropriés pour la couverture du prix de déséquilibres potentiellement volatiles? Y a-t-il d'autres propositions?

Dans le cas de la présence d'une demande convenable et d'un cadre réglementaire encourageant l'innovation et la concurrence, le marché fournira une offre correspondante d'instruments.

Dans le cas où les instruments sont issus d'un besoin du marché, rien ne joue a priori en leur défaveur. Les options de fiabilité décentralisée peuvent être considérées comme des alternatives aux marchés des capacités et dans le cadre de la structuration de la nouvelle conception du marché et, eu égard aux orientations générales des pays voisins (en particulier de l'Allemagne), elles peuvent être intégrées dans un marché unique de l'énergie. Les options de fournitures physiques de l'énergie et de fournitures des prestations (le cas échéant couplées) sont propres à pallier les situations d'urgence.

La participation à des mécanismes étrangers de capacité pour des acteurs suisses devrait être assurée par l'office fédéral de l'énergie et par ElCom. Au vu des modèles discutés par Swissgrid, à la figure 13 du document de consultation pour une participation explicite à des mécanismes étrangers de capacité, il y a lieu en fin de compte de mentionner encore, que l'association des entreprises suisses d'énergie électrique privilégie le modèle de générateur des opérateurs des systèmes de transmission (TSO) et rejette le modèle TSO-TSO. Il n'est pas de la compétence de l'opérateur des systèmes de transmission (TSO), d'intervenir sur le marché de l'électricité en tant que participant.