

## **Champs de tension : fourniture d'électricité contre commerce de l'électricité :**

### **Les défis de la gestion**

#### Management Summary

Karl Frauendorfer, Robert Gutsche,  
Gido Haarbrücker, Claus Liebenberger, Michael Schürle  
(ior/cf-HSG, Universität St.Gallen)

29. Août 2020

Appréciation : Les résultats obtenus dans le cadre de cette thèse sont basés sur les méthodes de l'ior/cf-HSG, dont le développement a été soutenu financièrement par la *innosuisse* dans le cadre des activités au sein du SCCER CREST.

## *Management Summary*

Avec la libéralisation, le commerce de l'électricité a pris une responsabilité centrale dans l'approvisionnement en électricité. Profitant des possibilités offertes par les bourses de l'électricité et les plateformes de négociation de gré à gré, le négoce de l'électricité est chargé de commercialiser et de sécuriser la production d'électricité ainsi que de couvrir les contrats de fourniture d'électricité avec les clients industriels, commerciaux et domestiques. Les négociants en électricité doivent relever le défi de gérer à la fois les risques liés au volume et au prix. Alors que les négociants en électricité connaissent bien les prix sur les bourses et les places de marché de gré à gré, les responsables de la production connaissent bien la disponibilité technique des capacités des centrales électriques et le volume de production correspondant. Le personnel de vente a établi une relation avec le client et, pour sa part, est bien placé pour évaluer quels services sont importants pour le client d'électricité afin de conclure des contrats. Nous reconnaissons que le commerce de l'électricité fonctionne quasiment comme une plate-forme, et qu'une communication efficace et sans entrave avec les unités de production et de vente des entreprises est donc une base importante pour survivre ensemble avec succès dans un environnement de plus en plus concurrentiel.

La valeur ajoutée de la plate-forme de négoce d'électricité est définie par la gestion des risques de volume et de prix liés à la production d'électricité et au portefeuille de vente. L'utilisation des centrales électriques doit être adaptée de manière optimale aux fluctuations de prix et de volume à court terme. Les volatilités inhérentes aux prix et aux volumes peuvent être monétarisées par des stratégies de négociation adéquates. Ils représentent des revenus supplémentaires à la valeur marchande de la livraison physique. Pour les ventes, le négoce d'électricité assume les risques liés à la garantie de l'approvisionnement en électricité. Pour le commerce de l'électricité, il est nécessaire de mettre en œuvre des stratégies de couverture qui se traduisent par des primes de risque compétitives pour les livraisons d'électricité sous contrat. Ces primes de risque sont répercutées sur les clients finaux.

Nous reconnaissons que le commerce de l'électricité gère les risques pour les unités commerciales de production et de vente et génère donc des revenus. La valeur marchande de la livraison physique sert de prix de transfert interne qui définit les revenus de l'unité commerciale Production. De même, le prix du marché du portefeuille de couverture pour les portefeuilles de vente est imputé aux ventes et, par conséquent, au client final.

En outre, le commerce de l'électricité est également autorisé à se livrer à des opérations spéculatives pour compte propre. Si une livraison est ouverte sur les marchés au comptant ou à terme sans référence aux capacités disponibles, à la production ou aux livraisons physiques d'électricité, et qu'elle relève d'un trading spéculatif pour compte propre, elle doit être refermée avant la fin de la négociabilité de ce produit de livraison. Cela signifie que les opérations spéculatives comportent le risque financier de devoir à nouveau fermer la position à des prix excessifs ou bon marché.

Les risques liés à la production et à la vente sont gérés dans le cadre du négoce de l'électricité dans le cadre du négoce adossé à des actifs. Les transactions commerciales relatives aux capacités physiques ou aux livraisons ou approvisionnements physiques sont affectées aux échanges adossés à des actifs.

Le champ de tension s'ouvre vis-à-vis de la business unit Production si le négoce d'électricité fixe les prix de transfert interne de la production à un niveau trop bas et ne reflète donc pas suffisamment le potentiel de création de valeur des centrales. La zone de conflit s'ouvre vis-à-vis de l'unité commerciale Ventes si le négoce de l'électricité impose des surtaxes de risque excessives pour la couverture de la fourniture d'électricité aux clients finaux et ne reflète donc pas de manière adéquate le potentiel de diversification du portefeuille de ventes. In extremis, les pertes liées aux opérations spéculatives peuvent être financées par les marges de contribution positives des opérations garanties par des actifs si aucune distinction claire n'est faite entre les opérations garanties par des actifs et les opérations spéculatives pour compte propre.

Sur la base de données historiques du marché et des volumes de production des trois grands producteurs suisses d'électricité Alpiq, Axpo et BKW, présentés dans leurs rapports financiers, nous avons estimé la part respective du négoce spéculatif pour compte propre à partir des flux de trésorerie bruts des dérivés énergétiques et de leur structure d'échéances. Pour Alpiq, nous obtenons un volume de négoce spéculatif pour compte propre qui correspond à environ 20 à 24 fois sa production annuelle ; pour Axpo, nous obtenons environ 12 à 16 fois sa production annuelle, et pour BKW environ 8 à 10 fois.

Les trois grands producteurs suisses d'électricité comptabilisent leurs produits dérivés énergétiques presque exclusivement comme des valeurs de marché de niveau 2. D'après les rapports financiers, nous pouvons voir que ces dérivés énergétiques de niveau 2 sont évalués avec des courbes de prix sans arbitrage. Comme le marché de l'électricité est incomplet en termes de théorie des marchés financiers, cela signifie qu'il existe plusieurs courbes de prix sans arbitrage qui conduisent à différentes justes valeurs pour un dérivé énergétique de niveau 2. Il existe donc une ambiguïté dans la comptabilisation des dérivés énergétiques de niveau 2, qui est directement transférée au poste de bilan des dérivés énergétiques et peut donc conduire à une surestimation des capitaux propres déclarés.

En outre, nous constatons que cette ambiguïté dans les justes valeurs de niveau 2 peut entraîner des incohérences comptables entre deux ou plusieurs contreparties : supposons que deux contreparties A (acheteur) et B (vendeur) aient ouvert un dérivé énergétique de niveau 2 via une transaction de gré à gré à un prix de 37 EUR/MWh. Une évaluation utilisant deux courbes de prix différentes mais sans arbitrage conduirait à deux justes valeurs différentes de 35 EUR/MWh et 40 EUR/MWh. L'acheteur (A) de ce dérivé énergétique de niveau 2 utilise la courbe de prix sans arbitrage qui montre une juste valeur de 40 EUR/MWh à la date du bilan. En conséquence, cette contrepartie (A) comptabilise une valeur de remplacement positive de 3 EUR/MWh à la date du bilan. Le vendeur (B) de ce dérivé énergétique de niveau 2, en revanche, utilise la courbe des prix sans arbitrage qui montre une juste valeur de 34 EUR/MWh à la date du bilan. En conséquence, cette partie contractante (B) reconnaît également la transaction commerciale ouverte avec une valeur de remplacement positive de 2 EUR/MWh. Ainsi, les deux contreparties déclarent des valeurs de remplacement positives pour une seule et même transaction à la date du bilan. Cela signifie que les transactions commerciales ouvertes avec des dérivés énergétiques de niveau 2 peuvent être comptabilisées comme des actifs par les deux parties contractantes à la date du bilan. Les bilans de ces parties contractantes font donc apparaître des incohérences dans les actifs. Cela conduit directement à une surestimation d'au moins un des deux montants de capitaux propres déclarés.

Pour les années 2017 - 2019, sur la base des dérivés énergétiques comptabilisés dans le bilan, nous obtenons une surestimation possible de 12 à 25 % du capital déclaré d'Alpiq, de 12 à 38 % du capital déclaré d'Axpo et de 4 à 8 % du capital déclaré de BKW.

Au cours des dix dernières années, l'industrie européenne de l'électricité a connu des dépréciations massives, dans certains cas, qui ont entraîné un effondrement des capitaux propres allant jusqu'à 30 %. Dans le cadre du débat politique sur la rentabilité de la grande hydraulique suisse, nous examinons depuis 2017 les rapports financiers et annuels 2009-2018 des grands producteurs suisses d'électricité Alpiq, Axpo et BKW. En plusieurs étapes, nous avons développé un modèle qui, sur la base des résultats d'exploitation, analyse les bilans en mettant l'accent sur le commerce de l'électricité.

Dans ce qui suit, nous examinons les années 2009 à 2018 afin d'éviter les effets de période. Sur la période 2009-2018, le volume de production d'Alpiq (y compris les contrats d'achat) a été de 238 TWh et celui d'Axpo de 335 TWh. Sur la base de leurs rapports financiers pour les années 2009-2018, Alpiq et Axpo ont comptabilisé des pertes de valeur de plusieurs milliards. Pour distinguer les amortissements des amortissements extraordinaires, nous utilisons le ratio SFOE de 1,25 cents/kWh comme base d'estimation des amortissements ordinaires. Alpiq a comptabilisé un amortissement de 3,36 cents/kWh sur ses 238 TWh de production. L'amortissement extraordinaire s'élève donc à 2,11 centimes/kWh. Il en résulte pour Alpiq une perte de valeur de 5,0 milliards (arrondi) sur la période 2009-2018. Axpo a amorti 2,15 cents/kWh sur sa production totale de 335 TWh. Il en résulte un amortissement extraordinaire de 0,9 centime par kWh et donc une perte de valeur de 3,0 milliards (arrondi). Il convient également de noter qu'Alpiq a comptabilisé des provisions de 0,9 milliard et Axpo de 3,1 milliards au cours de cette période.

En comparaison avec Alpiq et Axpo, le volume de production de BKW s'est élevé à 114 TWh. Sur la période 2009-2018, BKW a amorti en moyenne 1,10 centimes par kWh, ce qui a donné une valeur ajoutée de 0,15 centimes par kWh. Sur la période 2009-2018, cela correspond à une valeur ajoutée totale pour BKW de 175 millions d'euros environ. En 2013, BKW a procédé à des amortissements de 3,57 centimes/kWh, ce qui a donné lieu à un amortissement exceptionnel unique de 2,52 centimes/kWh. En moyenne sur les dix années 2009-2018, cependant, cela a été plus que compensé. Au cours de la même période, BKW a constitué des provisions pour un montant de 774 millions.

Pour illustrer la tension entre l'approvisionnement en électricité et le négoce d'électricité, nous analysons la contribution du négoce d'électricité à l'EBIT total d'Alpiq, d'Axpo et de BKW sur la période 2009-2018. Compte tenu du niveau élevé des amortissements chez Axpo et Alpiq, et sur la base des indicateurs de l'BFE, nous avons chiffré les amortissements extraordinaires d'Alpiq à 5,0 milliards de CHF et d'Axpo à 3,0 milliards de CHF. Par conséquent, nous déchargeons l'EBIT d'Alpiq et d'Axpo de ces amortissements extraordinaires.

Structurellement, nous définissons l'EBIT de l'unité commerciale Power Trading comme la somme du succès des opérations de couverture, des opérations garanties par des actifs et des opérations spéculatives pour compte propre. Les recettes réalisées avec les programmes de production réels ont été estimées à partir des données du marché et sur la base des documents pertinents de l'BFE. Cette estimation est utilisée pour le prix de transfert interne à l'unité opérationnelle Production. Dans notre travail, le succès de la couverture ainsi que la valeur marchande des calendriers de production sont documentés séparément pour chaque exercice après les deux dates de bilan du 30 septembre et du 31 décembre. Nous avons estimé le

potentiel de revenus du négoce d'actifs à l'aide de nos propres modèles. Pour le potentiel de revenus des services système, nous nous appuyons sur les documents pertinents de l'BFE et sur les comptes annuels de Swissgrid. Ces potentiels de recettes sont également documentés pour chaque exercice séparément pour les deux dates de bilan du 30 septembre et du 31 décembre.

Pour chaque exercice financier, nous avons calculé le revenu des opérations spéculatives pour compte propre comme un chiffre résiduel de l'EBIT déchargé des amortissements extraordinaires : l'EBIT déchargé du négoce d'électricité moins les revenus de couverture, moins le potentiel de revenu des résultats des opérations garanties par des actifs dans le revenu des opérations spéculatives. Sur la période 2009-2018, nous estimons qu'Alpiq enregistrera une perte de trading spéculatif pour compte propre de 1,1 milliard de CHF sur la base d'un EBIT réduit de 5,0 milliards de CHF, tandis qu'Axpo enregistrera une perte de trading spéculatif pour compte propre de 4,6 milliards de CHF sur la base d'un EBIT réduit de 3,0 milliards de CHF.

Pour BKW, nous estimons à 1,7 milliard de francs la perte liée aux opérations spéculatives pour compte propre. Cette estimation est basée sur l'EBIT réalisé par BKW au cours des années 2009 à 2018. Étant donné que BKW n'a procédé à aucun amortissement extraordinaire de facto au cours de cette période, nous ne voyons pas la nécessité de réduire l'EBIT.

Sur la base des pertes estimées des opérations spéculatives pour compte propre et des chiffres de l'EBIT publiés dans l'information sectorielle, nous concluons qu'au cours de la période 2009 - 2018, les opérations spéculatives ont été subventionnées par des opérations adossées à des actifs.

Nous voyons les raisons de ces pertes dans les ambiguïtés de la détermination des justes valeurs de niveau 2 des dérivés énergétiques dans le commerce de gré à gré et dans la différenciation insuffisante entre les opérations de commerce dans le commerce adossé à des actifs et le commerce spéculatif pour compte propre. Nous comprenons les centrales électriques comme des "titres de participation" qui, en plus de la valeur marchande pour le programme de production, génèrent également des "dividendes" par le biais du commerce d'actifs. Dans nos commentaires, nous ne compensons pas ces "dividendes d'actifs" par du capital-risque ou par des pertes dans les opérations pour compte propre. À notre avis, les opérations spéculatives pour compte propre devraient être séparées des opérations adossées à des actifs afin de garantir que les dividendes des actifs ne soient pas compensés ou déduits du capital-risque ou des pertes éventuelles des opérations pour compte propre et qu'aucune fausse incitation n'en résulte.

La révision de la StromVG vise à garantir un approvisionnement en électricité économiquement efficace. Cet objectif nécessite l'inclusion de l'ensemble du potentiel de recettes du commerce de l'électricité. Afin de garantir cette efficacité économique, nous pensons qu'il est nécessaire d'exclure la possibilité de subventions croisées des opérations spéculatives pour compte propre par des opérations adossées à des actifs.

Lien vers le livre blanc: [Link \(en allemand\)](#)