

Sic transit électrique

Analyse d'un progrès qui n'en n'est pas un.

Résumé très succinct



Monopoles naturels

Gestion technique

Réserves de capacité
Pointes de demande

Prix stables tarifés

Rentabilité par *COST +*

Confort pour tous

Dissociation :
Production: marché
Réseaux : monopole

Bourse de l'électricité
Trading au moins-disant

Arbitrages financiers

Rentabilité par *MARKET -*

Nervosité

Choix dogmatiques:
Sortie nucléaire
Forcer renouvelables
Forcer économies

Reprise à prix coutant
Intermittence PV+éolien
Besoin de smartgrid

Subventions et taxes

Casse tête techno-éco

Variabilité
de l'offre (intermittences)
du prix producteur

Obligation de reprise

Coût de revient en hausse
Prix consommateur ↗
Compétitivité ↘

Rentabilité inexistante
Sauf subventions, etc.

Attractivité nulle

Business Model d'avant

- L'approvisionnement de base est assuré par le fil de l'eau et le nucléaire dont les facteurs de capacité sont :
 - Fil de l'eau ~60% (dépendance saisonnière)
 - Nucléaire ~90% (besoins de révisions techniques)
- Les excédents (nocturnes et jours fériés) de production de base sont :
 - Vendu au rabais à des consommateurs industriels réguliers 7/24 ;
 - Recyclés par pompage, à prix coutant ;
 - Exportés si possible, à prix coutant ou moins.
- Les pointes journalières de demande (vers midi) sont :
 - Couvertes par l'hydraulique d'accumulation (barrages) ;
 - Limitées par des coupures d'emploi de certains équipements ;
 - Incitées négativement par un tarif consommateur plus couteux ;
 - Et font l'objet d'exportations rentables depuis le château d'eau helvétique, à haut prix.

Ancien concept de rentabilité

- Installations au fil de l'eau et nucléaires (FE&N)
 - Flux de caisse réguliers, à prix de base
 - Limité par le facteur de capacité
 - Ne pas construire de surcapacités structurelles
- Utilisation opportuniste des capacités de l'hydraulique par accumulation
 - Quantités:
selon pics de demande et les défauts de l'approvisionnement de base
 - Rentabilité des investissements
 - Partie utilisée en couverture de ce que FE&N ne livre pas:
 - Marge opérationnelle : basée sur le prix de base et un taux \pm prévisible d'utilisation de capacité
 - Partie utilisée pour fournir en pointe:
 - Δ Prix : différence entre prix durant la pointe et prix de base
selon disponibilité/adaptabilité, temps de réaction (planifiée ou soudaine en quelques minutes)
 - Marge opérationnelle : augmentée de (Quantité livrée durant la pointe) x (Δ Prix)
 - » une installation de très haute puissance instantanée peut se justifier par des Δ Prix extrêmement élevés sur de très courtes périodes, même si la capacité effectivement utilisée est très faible.
 - » Pompage-turbinage:
le surcoût pour pertes et équipement (pompe, conduites de large diamètre) est justifié par Δ Prix.
 - Capacités à installer.
 - Suffisantes pour couvrir les pointes en toutes saisons,
 - Voire excédentaires pour les unités super-réactives pouvant jouir de super Δ Prix.



Boum !

Nouvelle donne

- Marché européen interconnecté et ouvert :
 - Les tarifs s'équilibrent sur une base plus étendue et un mix différent (p. ex. France à 75% nucléaire, Allemagne au charbon+PV+éolien)
 - Dissociation (*unbundling*) :
 - le «monopole naturel» de la production ne l'est plus,
 - celui du transport et de la distribution reste
- Énergies renouvelables
Introduction d'une nouvelle variabilité :
 - Pointes et vallées de production des renouvelables intermittentes :
 - Photovoltaïque le plus productif aux heures de pointe de demande (midi).
Facteur de capacité en Suisse: 8 -10%
 - Éolien erratique selon les vents.
Facteur de capacité en Suisse: 15-20%
 - Obligation de reprise intégrale de ces productions, à prix «politique».
 - Capacité limitée du réseau pour gérer ces flux :
 - Photovoltaïque: très décentralisé, très multiple, à basse tension
 - Distances (éolien off-shore)

Conséquence de la nouvelle donne

- Effondrement du prix du marché aux heures de demande de pointe:
 - Le prix du marché est régi par la bourse européenne de l'électricité
 - Le PV fabrique au mieux à midi
 - Des prix négatifs peuvent être atteints, dus à l'obligation de reprise ; il faut payer pour se débarrasser de l'excédent de production instantanée du PV à midi et de l'éolien si tous les vents soufflent fort et partout.
- Les Producteurs se transforment en Traders, et font des arbitrages:
 - produire soi-même ou acheter,
 - vendre sa production ou l'auto-consommer,
 - investir dans sa zone de chalandage ou ailleurs, à l'étranger.
- Les Δ Prix du business model original deviennent nuls, **Modell kaputt !**
 - Les réserves de capacité pour satisfaire les pointes de demande deviennent non rentables.
- **PPT**: Paradoxe du Pompage-Turbinage
 - Rentabilité annulée par l'effondrement du Δ Prix
 - Investissements non couverts
 - Pertes non absorbées (MWh obtenus au turbinage - MWh utilisés au pompage)
 - Mais particulièrement nécessaire pour écrêter les intermittences du PV + éolien
 - D'où appel à prix «politiques» pour créer une situation artificielle de pseudo-rentabilité, payée en fin de chaîne par le consommateur et/ou le contribuable.

Rentabilité post transition

- Installations au fil de l'eau et nucléaires (FE&N)
 - Flux de caisse irréguliers, car les prix sont devenus variables.
 - Doivent produire et maximiser le facteur de capacité pour obtenir du cash-flow, même à marge négative.
 - ☞ Plus aucun attrait pour investissement nouveau ou renouvellement (sans «politique»).
- Fourniture de pointe (hydraulique d'accumulation ou thermique)
 - Demande diminuée par les quantités fournies par PV+éolien.
 - Référence de prix du marché à la bourse de l'électricité: au moins-disant.
 - Partie utilisée en couverture de ce que FE&N et PV+éolien ne livrent pas :
 - Marge opérationnelle basée sur un taux d'utilisation de capacité devenu imprévisible et un prix devenu variable.
 - Δ Prix effondré, plus aucune rentabilité additionnelle pour la partie utilisée pour fournir en pointe.
 - Aucune «prime» du marché pour la partie utilisée écrieter le manque de fourniture de PV+éolien.
 - ☞ Plus aucun attrait pour investissement nouveau ou renouvellement (à moins que la «politique» s'en mêle).
- Sources intermittentes
 - Coûts de revient plus élevés dû aux investissements plus chers et aux très bas facteurs de capacité (en Suisse : PV 8-12% selon géographie, éolien 15-25%) et à des durée de vie réduite p/r à FE&N.
 - Donc théoriquement (avant «politique»)
 - Systématiquement moins rentables que FE&N et hydraulique et thermique de pointe
 - Marges pouvant aussi être négatives
 - ☞ Ne devraient avoir aucun attrait pour investissement (mais l'ont après que la «politique» est intervenue).

En résumé

Avant

- Situation stable pour investisseurs et opérateurs.
- Gestion technique des capacités et des investissements.
- Monopoles naturels gérés de manière complaisante par et pour leurs acteurs.
- Monopole protégeant les investissements pour capacités de réserve de production et transport.
- Coûts de production situés entre 20 et 60 Fr/MWh.
- Tarifs stables assurant une confortable rentabilité.

Après

- Environnement économique volatile.
- Investissements devenus trop risqués.
- Gestion dogmatique des technologies :
 - sortie du nucléaire
 - promotion à tout prix des alternatives.
- Réduction des monopoles naturels : plus de participants dans des territoires plus divers.
- Coûts de production entre 20 et 300 Fr/MWh.
- Baisse des prix de vente en gros, déterminés à la bourse.
- Pas de rentabilité sans intervention «politique».
- Nécessaires systèmes incitatifs et compensatoires résultant en la corruption des acteurs et des coûts plus élevés pour les consommateurs et les contribuables.
- Tarifs consommateurs en constante hausse.
- Perte de compétitivité industrielle du pays.
- Moulins à vent dans le paysage.

Secteur devenu si peu attractif qu'on devra balayer le problème par la nationalisation !

TOUT ÇA POUR ÇA ?

Avant: 220/380 V sous 50 Hz

Après : 220/380 V sous 50 Hz

Diapositives supplémentaires

Concepts

- Facteur de capacité :
 - Fraction de la capacité effectivement utilisée pour la vente par rapport à une utilisation théorique à 100% tout au long des 8766 heures de l'année.
 - Exemple : une éolienne de 2.5 MW produisant 4000 MWh/an a un FC de 18,3%.
- Coût: ce qu'un producteur débourse pour fournir le produit
- Prix: ce qu'un client payera
 - Brut: tel que payé par le client à son fournisseur
 - Net: après déduction des rabais, remises, commissions et éventuelles taxes ou accises.
- Marge brute
 - Différence : prix de vente - coûts variables de production.
- Marge nette
 - Différence: prix de vente net - coûts totaux de production
- Revenus
 - Quantité vendue x Prix net
- Marge opérationnelle
 - Quantité vendue x marge nette

Coûts de production

- VAR: Frais variables, par unité produite [Fr/MWh] :
 - seulement dans le cas du nucléaire et du thermique (gaz, fioul, charbon)
 - zéro pour hydraulique, PV et éolien
- PER: Frais périodiques [Fr/an] :
 - Entretien
 - Gestion des déchets
 - Frais généraux, y compris redevances hydrauliques
 - Amortissements des investissements et réinvestissements
 - Frais financiers liés aux équipements utilisés
 - Provisions pour démantèlement (dépollution de site, renaturation, etc.)

- Production planifiée [MWh/an]:

$$PROD_{plan} = Puissance\ nominale[MW] \times Facteur\ de\ capacité\ prévu \times 8766[h]$$

- Coût unitaire planifié [Fr/MWh] : $C_{plan} = VAR + \frac{PER}{PROD_{plan}}$
- Coût unitaire effectif [Fr/MWh] : $C_{plan} = VAR + \frac{PER}{PROD_{effective}}$

Considérations de rentabilité

- Les frais de marketing et de R&D sont devraient être quasiment nuls.
Donc pas de frais généraux non couverts par la production, sauf le lobbying, qui n'est pas gratuit.
- Une fois que le prix réalisé dépasse les frais variables toute vente contribuera à améliorer la situation financière de l'installation, même si la marge nette paraît négative.
- Les amortissements sont très discrétionnaires.
Selon leur niveau on peut laisser croire à des pertes ou à des bénéfices. Créativité comptable pouvant mener à une vie derrière les barreaux.
- La rentabilité commencera à être favorable dès que les cash-flow réalisés permettraient de refaire un investissement de même puissance nominale à la fin de la vie de l'équipement, ce qui est souvent le cas pour l'hydraulique et le nucléaire, mais moins certain pour les cellules photoélectriques et les moulins à vent.
- Le jackpot est obtenu lorsque les équipements sont totalement amortis et qu'ils restent productifs, ce qui est souvent le cas pour l'hydraulique.
- Monopole naturel :
 - Par la fixation des prix, taxes, subventions et autres contributions la rentabilité ne dépend pas de la qualité de l'opérateur.
 - En fin de compte tous les coûts sont passés au consommateur ou au contribuable.
 - Donc pas de faillite possible.
 - Il n'y a donc pas de seuil de rentabilité à atteindre ou dépasser.
 - Le fonctionnement de la bourse électrique ressemble donc plus à un jeu de redistribution/captation des subventions qu'à un marché vraiment ouvert et compétitif.
- **COST+**
Les acteurs s'accordent pour qu'une marge soit ajoutée par dessus le prix de revient pour assurer une rentabilité «raisonnable» et une fiscalité «acceptable».
Seuls les secteurs régulés par l'état peuvent fonctionner ainsi de manière à peu près légale.
- **MARKET-**
Le prix est fixé par le marché : soit par la concurrence (moins-disant). soit par l'avantage perçu par le client (benefit/cost ratio).
- Le secteur électrique doit disposer de réserves pour satisfaire les pointes de demande.
Dans un marché non biaisé ayant des capacités de production en excès c'est l'opérateur le moins efficace qui, le premier, ne recevra pas de commande (analogie économique de la sélection darwinienne).
Le biais a été introduit avec l'obligations de reprise, les intermittences des énergies PV+éolien qui sont systématiquement plus coûteuses mais qui ont un coût marginal nul, et les régimes de subvention.
Ainsi l'hydraulique d'accumulation a perdu ses avantages liés au Δ Prix et réclame maintenant avoir droit à des soutiens (subventions ou prix garantis) pour la solution qu'il offre aux intermittentes. Le thermique pourrait aussi revendiquer cela.
On se donne ainsi deux fois le coup de marteau sur la tête car ça fait trop de bien quand ça arrête

MR-int Service Offer

Strategic Consulting:

- Strategy Analysis and Development: for the whole enterprise or for single Business Units;
 - in particular in the field of crop protection and crop enhancement, and in fine chemicals;
- Business Development: external contacts, partners evaluation, management of joint projects.

Ventures, Partnerships, Mergers & Acquisitions:

- Target scouting and evaluation;
- Due diligence preparation and execution;
- Negotiation;
- Integration management.

Operational Improvement:

- Business Processes and Systems: design and deployment;
- Capital Investment Projects: scoping, assessment, steering and follow-up.

Personal Assistance to Key Executives:

- to actively listen to their concerns and issues,
- challenging their decisions,
- and reflecting on their impact on business.

Human Resource Management:

- Personal Re-orientation: coaching and guidance in case of having to find a new job.
- Management Development, to identify and to promote the development of future company executives;
- Team Management: assessment, set-up, and moderation.

MR-int
Michel de Rougemont
Enterprise Consulting
Widhagweg 10
CH-4303 Kaiseraugst
Switzerland
Phone +41 61 813 9175
Fax +41 61 813 9176
Mobile +41 79 705 4811
contact@mr-int.ch
www.mr-int.ch