

Mercredi 14 octobre 2015 - Exposition Universelle de Milan

Les défis énergétiques de l'Arc alpin à l'horizon 2030



Roger Nordmann
Conseiller national PS, Lausanne, Président de Swissolar,
Rapporteur de commission sur la Stratégie énergétique 2050

Membre de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire (CEATE) et de la commission de l'énergie et de la Commission des transports et des télécommunications (CTT)

Hes·so
Haute Ecole Spécialisée
de Suisse occidentale
Fachhochschule Westschweiz
University of Applied Sciences and Arts
Western Switzerland


GRAVÉ DANS MON CŒUR.

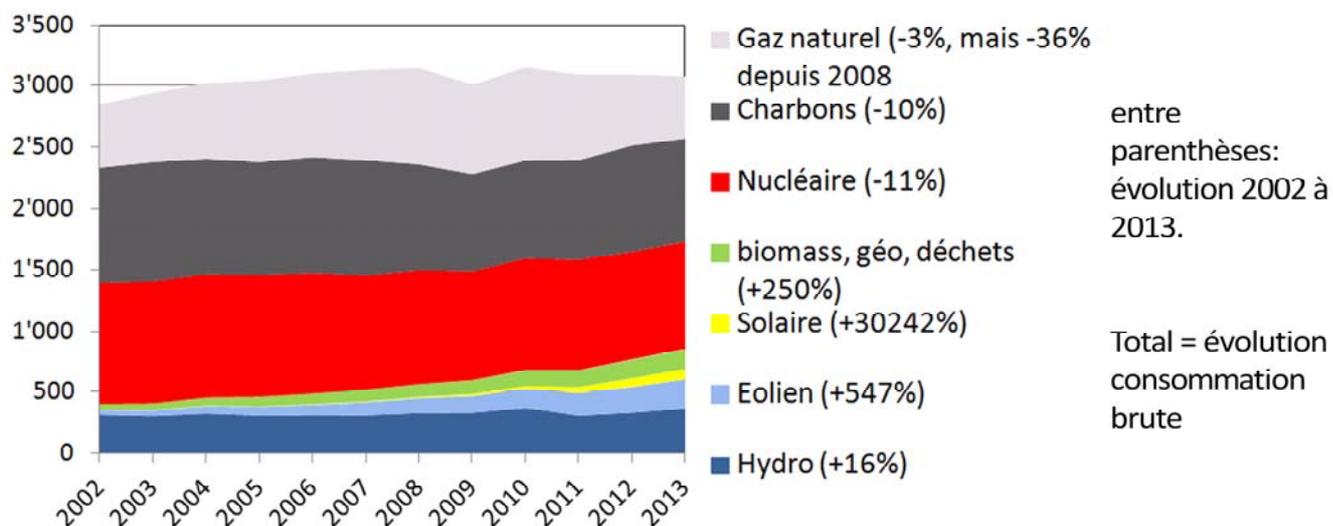
Table des matières

- 1. Le contexte européen**
- 2. Structure de coût, prix et merit-order**
- 3. La variabilité et son impact**
- 4. Quelques thèses pour l'Arc Alpin**
- 5. Conclusion**

Annexe: L'approvisionnement énergétique 2050 selon le gouvernement Suisse

1. Le contexte européen

Production électrique dans l'UE-28 (TWh/an)



Graphique construit avec les données conso. de <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/main-tables> et données prod. de http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_from_renewable_sources, tab: <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/5/54/Energy-from-Renewable-sources-2013.xlsx>

Depuis plus de 60 ans, la Suisse commerce l'électricité. Désormais, c'est un vrai marché de gros à l'échelle européenne, dont l'intégration se renforce avec le « Market copeling ». On se rapproche de plus en plus de la « plaque de cuivre » européenne, même si certaines congestions subsistent (par exemple entre le nord et le sud de l'Allemagne).

Avant de voir ce que l'arc alpin peut faire, comprendre le contexte européen.

Evolution sur les 11 dernières années

La demande: léger déclin

Le nucléaire: lent déclin, va probablement s'accélérer: vieillissement, remplacement difficile ou interdit.

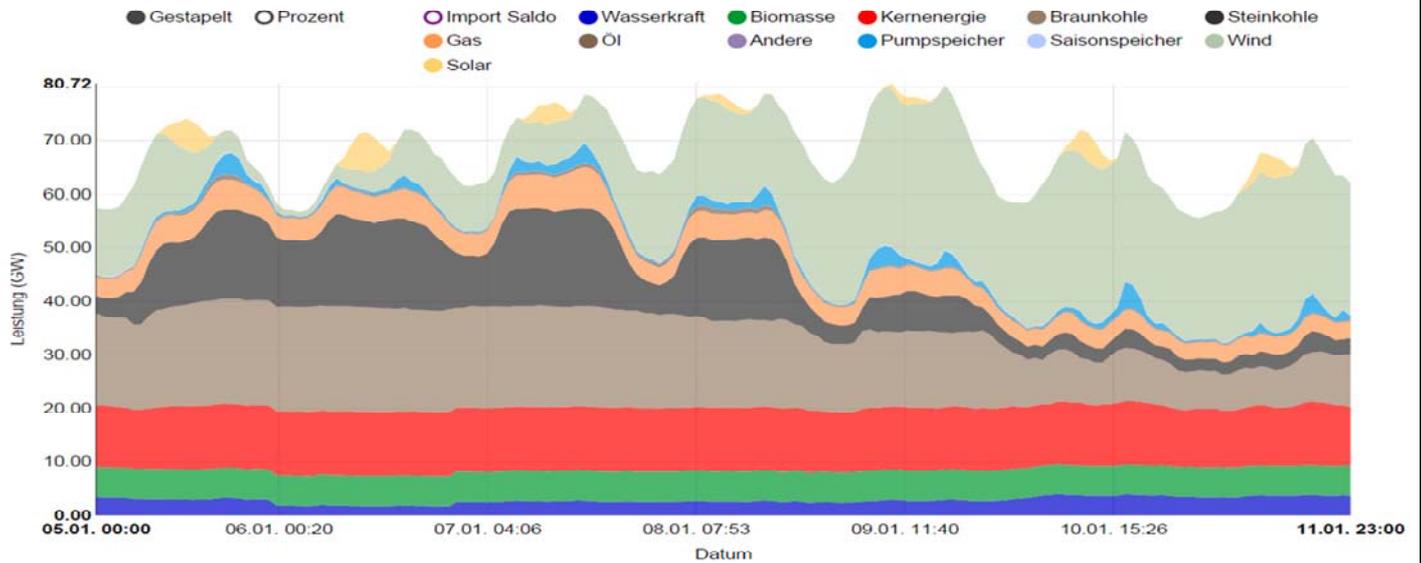
Croissance rapide des renouvelables, spécialement éolien, maintenant PV.

Au détriment du fossile, et en premier lieu du gaz.

Charbon: lent déclin, avec légère reprise au détriment du gaz

Allemagne - semaine du 5 janvier 2015

(1/6 de l'Europe - Pas trouvé les mêmes données pour toute Europe)



Graphique du Fraunhofer institut: https://www.energy-charts.de/power_de.htm

Très intéressant:

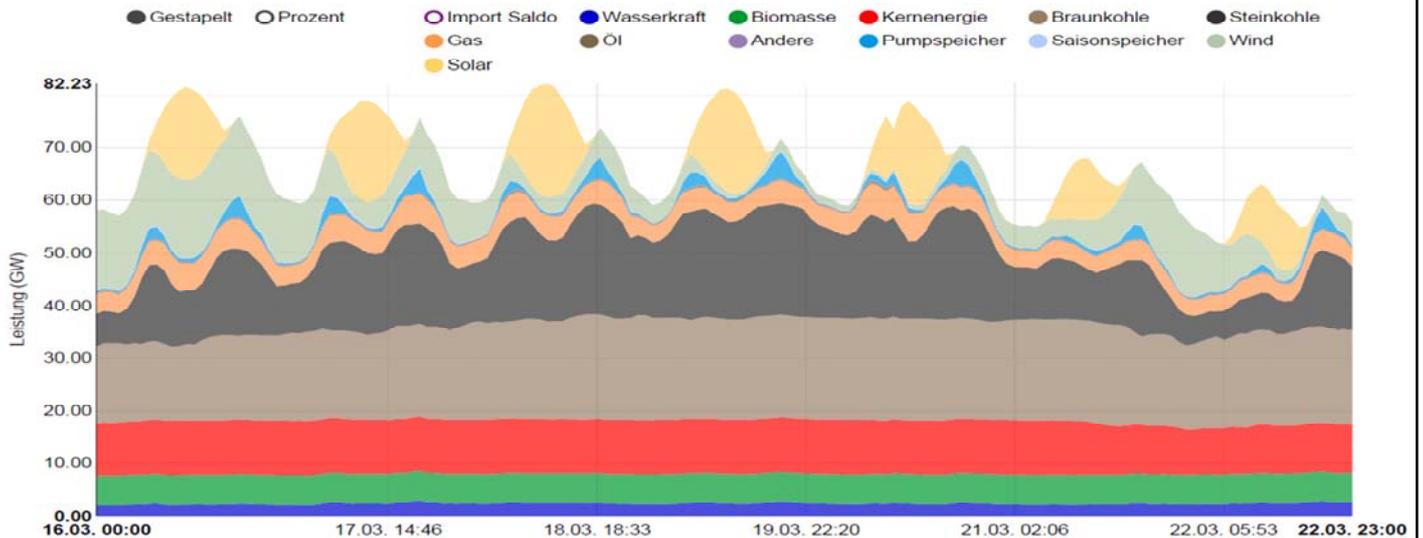
Début janvier, Soleil faible. Vent fort à très fort.

En fin de semaine l'éolien couvrait la moitié de la demande. Non seulement la houille (Steinkohle), plus flexible, mais aussi la lignite (Braunkohle) a dû s'adapter pour laisser la place à la forte production éolienne,

Affaiblit la rentabilité du charbon!

Allemagne: semaine 16 du mars 2015

(éclipse solaire le vendredi!)



Graphique du Fraunhofer institut: https://www.energy-charts.de/power_de.htm

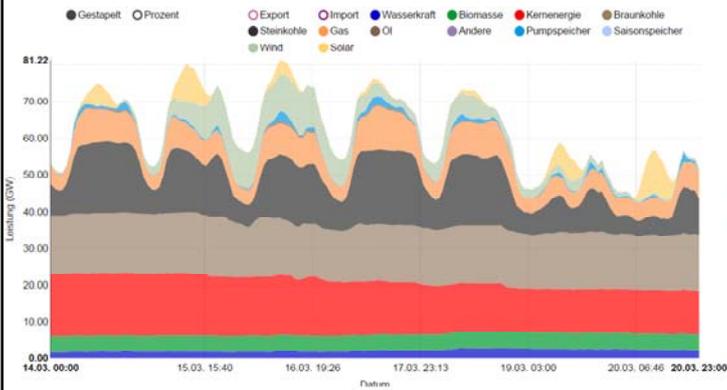
Ici en mars. Semaine de l'éclipse le vendredi.

On s'aperçoit que le solaire repousse le charbon au milieu de la journée (Chaque jours deux pointes de charbon).

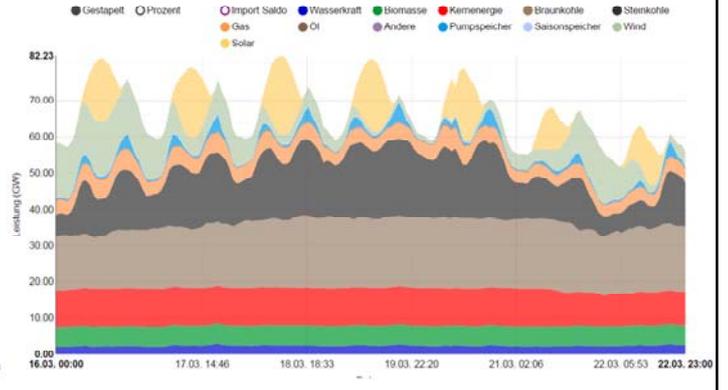
Les pointes à fournir par le charbon sont bien plus petites que la pointe d'autrefois et situées le matin et le soir, parce que le solaire couvre le gros du pic journalier. C'est ce qui explique qu'il n'y a plus beaucoup de différence de prix entre base-load et pic-load.

L'évolution en 4 ans en Allemagne

Mi-mars 2011



Mi-mars 2015



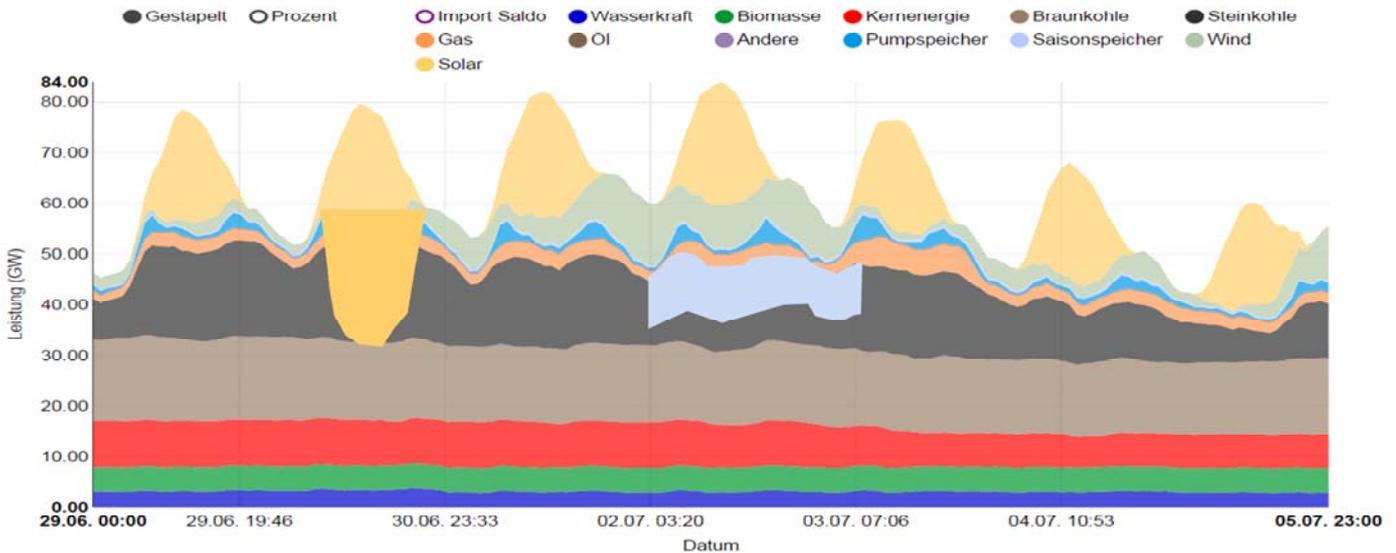
Graphiques du Fraunhofer institut: https://www.energy-charts.de/power_de.htm

On voit bien le renforcement du solaire et de l'éolien.

La houille occupait l'essentiel du pic diurne, ensemble avec le gaz.

Entretemps, le solaire a bien occupé le terrain. Et le gaz s'est rétractée, pour les raisons que nous allons voir.

Allemagne: semaine du 29 juin 2015

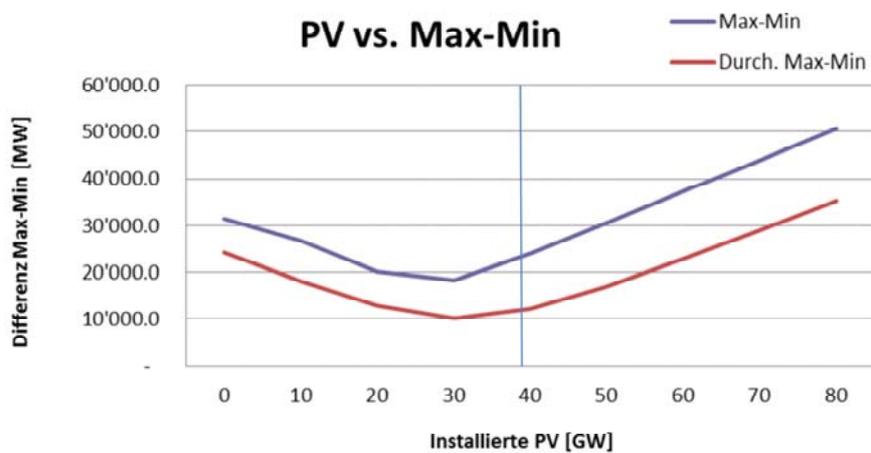


En été, le solaire absorbe tout le pic diurne. S'il se développe davantage, il « creusera » dans le charbon, recréant une variabilité pour toutes les autres sources (N-1). Il commence à y avoir une « vallée diurne » (p.ex le samedi)

On se retrouvera dans la situation d'avant les nouvelles énergies renouvelables, mais avec un jeu inversé: trop d'énergie le jour, pas assez la nuit. Cette compensation est la raison d'être de nos barrages (au passage, on rappellera ici l'effort important consenti depuis des années pour déplacer artificiellement les charges électriques du jour vers la nuit. Mouvement réversible ou flexibilisable).

On voit aussi comment un doublement de l'éolien pourrait repousser le charbon, un objectif indispensable pour maîtriser le réchauffement climatique.

L'évolution des besoins de courant de pointe en fonction du PV



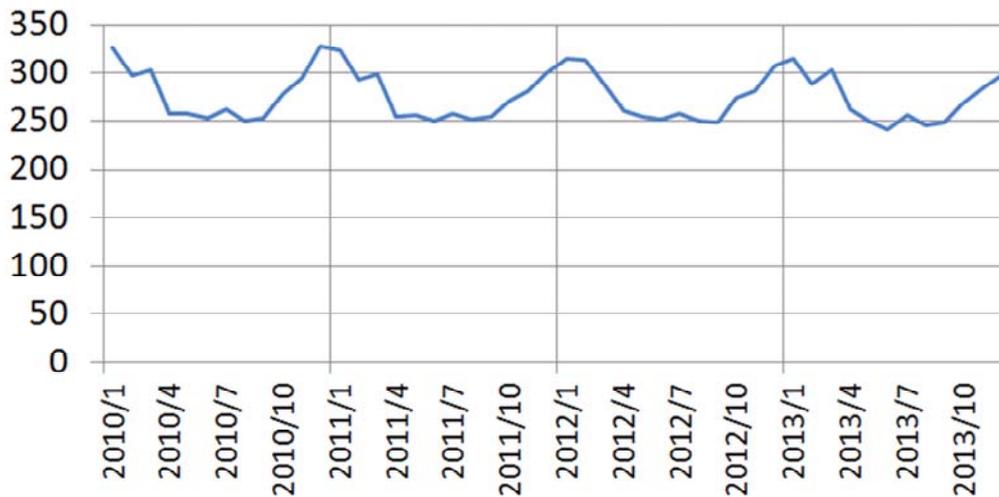
Puissance PV
installée en octobre
2015 en Allemagne:
38 GW

Source: http://www.roger-nordmann.ch/articles/2012.10.21_Swissolar_Rapport_Remund-Nordmann_PV.pdf

A partir de maintenant, le besoin de courant de pointe dû au PV remonte (la nuit)

Plus de demande en hivers qu'en été

Consommation mensuelle 35 pays européens, TWh, 2010 à 2013



Graphique sur la base des données de : <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>

Différence saisonnière reste à l'échelle européenne (mais pas en Allemagne, qui n'a pas de chauffages électriques).

Je montre ce graphique pour mettre en évidence qu'une fois le charbon banni, les autres énergies hivernales auront un rôle important.

Mais : Eolien + fort en hiver

Soleil + fort en été.

3. Structure de coût, prix et merit-order

Technologie	Coûts d'investissements initiaux	Coûts marginaux (= coût pour produire un kWh de plus)	Coûts démantèlement + déchets
Hydro, Photovoltaïque éolien	Elevés	Nuls ou bas.	Négligeable
Charbon (1 KG de CO2 par kWh)	Bas	Moyens (dépend du prix CO2 et du marché du charbon).	Négligeable
Nucléaire	Elevés	Bas	Très élevés
Biomasse	Moyens	Élevés (récolte, manutentions)	Négligeable
Gaz (450 Gr. CO2 / kWh)	Bas	Elevés (Achat du gaz et accessoirement des droits CO2)	Négligeable

Dans les graphiques hebdomadaires que je vous ai montré, l'évolution n'est pas due au hasard:

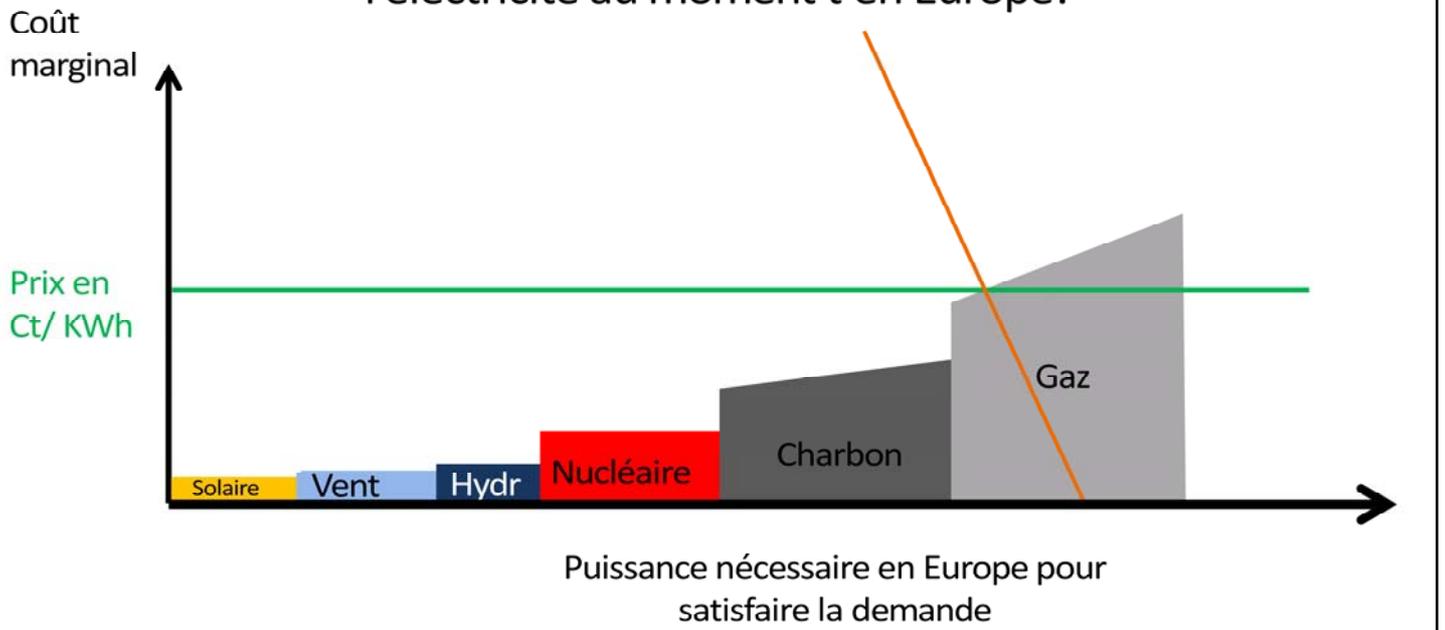
A chaque instant, seules sont enclenchées les installations les meilleures marchées. C'est ce qu'on appelle le « Merit Order » en anglais.

Plus précisément, les installations qui ont le coût marginal le plus bas.

Dans le jeu du marché, les coûts fixes (construction, frais fixes courant par exemple pour le personnel ou frais fixes finaux pour le démantèlement et les déchets) ne jouent aucun rôle.

L'Europe s'hélicite: de plus en plus de renouvelable, à coût marginaux bas. Comme notre hydro.

Les coûts marginaux de la dernière installation dont on a encore besoin pour couvrir la demande déterminent le prix de l'électricité au moment t en Europe!



Les renouvelables (soleil, vent & hydro) et le nucléaire ne se débranchent en principe jamais, vu leur coûts de production bas. Ce qu'ils produisent est injecté. Seule exception: congestion temporaire du réseau.

Le charbon est parfois débranché: il faut acheter 3 kWh de charbon et les droit de CO2 pour produire un kWh électrique : typiquement, cela coûte 3,5 ct/kWh.

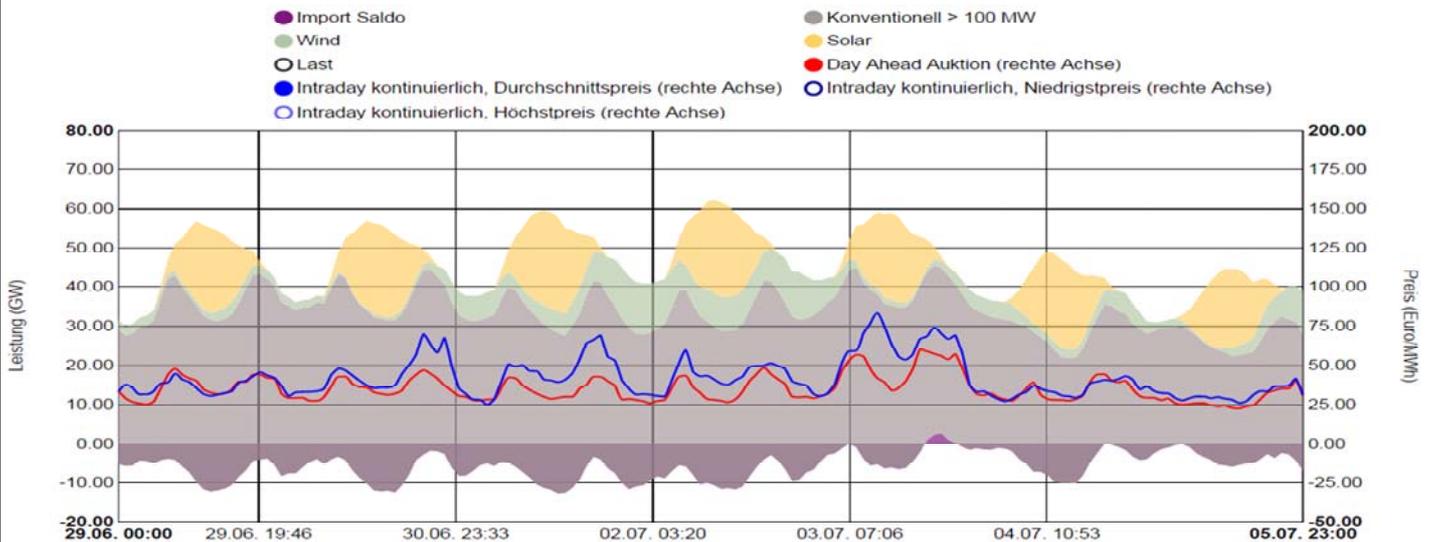
Le gaz n'est enclenché que si le charbon ne suffit pas, parce que ses coûts sont plus élevés: acheter 2 kWh de gaz et des droits de CO2 pour produire 2 kWh d'électricité gazière. Typiquement 6 à 8 ct.

Une augmentation du prix du CO2 inverserait contribuerait à inverser l'ordre de priorité: le gaz pourrait passer devant le charbon. Pourquoi? Parce que 1 tonne de CO2 à Fr 30.- → 3 ct de charge sur le kWh produit avec du charbon. Et 1.35 ct de charge sur le kWh produit avec du gaz.

Gaz: montée pendant la bulle spéculative des année 2000, puis déclin rapide depuis 2010.

(Effet cumulé du charbon américain bon marché car chassé par gaz de schistes, du prix bas du CO2 en Europe)

La même semaine solaire, éolien, fossile, avec les prix (29 juin 2015, sans nucléaire, hydro, bio)

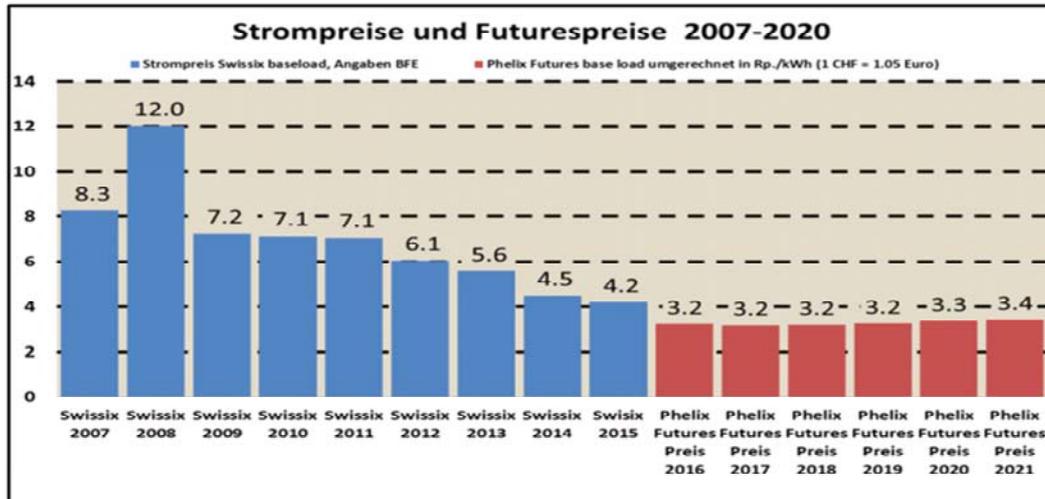


Graphique du Fraunhofer Institut: https://www.energy-charts.de/power_de.htm

Ce graphique, qui reprend la semaine de juin 2015, montre très bien l'effet la lutte entre les renouvelables et les fossiles: le prix prévu la veille (rouge) est plus haut lors qu'il faut beaucoup de génération fossile parce que le renouvelable est faible.

Le prix bleu (intraday) est parfois plus variable. Ici, la veille, on avait dû vraisemblablement surestimer la production éolienne, ce qui a nécessité l'engagement imprévu de génération fossile gazière ou de vieilles centrales à charbon.

Les prix spot et « futurs » baseload à la bourse



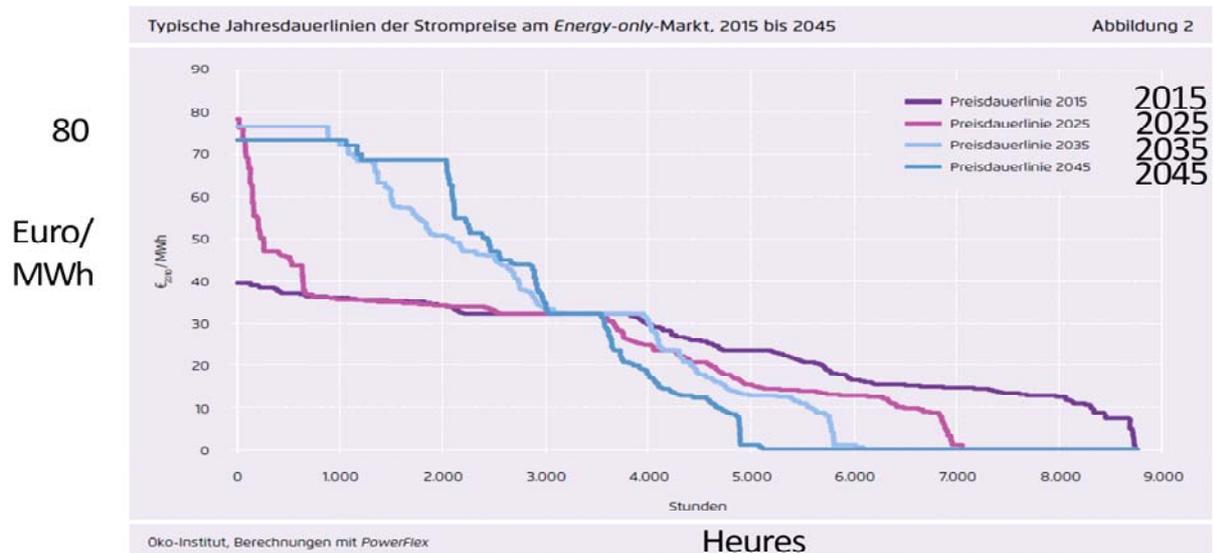
Strompreise SIWSSIX und Ftures-Notierungen an der EEX (Source BFE & EEX)

Effet combiné de 1) + de renouvelable, 2) Charbon US importé bon marché, 3) Prix CO2 bas et 4) demande légèrement en régression

Dans les grandes lignes, cela s'est traduit par la spectaculaire baisse des prix que nous avons connue en Europe.

Ici le prix « base load », c'est-à-dire pas pour la pointe. Mais cela ne dit pas encore grand-chose des variations.

Evolution possible de la structure des prix de 2015 à 2045 sur le « Energy Only Market », sur les 8760 heures de l'année, classée de la plus chère à la moins chère.



Source: Pg 16 www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Zukunft-des-EEG/Agora_Energiewende_EEG_3_0_KF_web.pdf

Qu'est que les évolutions dont nous parlons pourraient donner au niveau des prix.

En admettant

- 1) Que le nucléaire recule.
- 2) Qu'il n'y a quasiment plus de charbon en 2045 (recul progressif)
- 3) Que les renouvelables poursuivent leur expansions (nécessaire pour remplacer les quantités du charbon et du nucléaire).
- 4) Que le solde est produit avec du gaz.
- 5) Qu'il n'y a pas encore de technique géniale de stockage à large échelle.
- 6) Double phénomène:
 - De plus en plus d'heures chère (gaz) lorsque les renouvelables sont faibles.
 - De plus en plus d'heures quasi gratis: lorsque les renouvelables inondent le marché.

Disposer d'énergie gratis ne plait pas aux vendeurs et aux producteurs. Par contre, du point de vue de l'acheteur....

3 Quelques thèses pour l'arc Alpin

Considérations générales

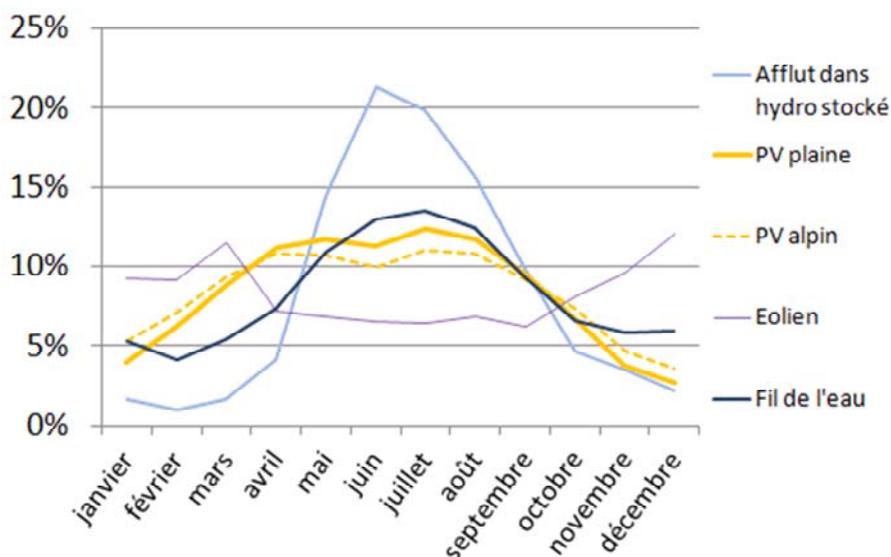
- Vraisemblablement, l'injection d'énergie en hiver durant les jours sans vent, sera la plus rentable. Au printemps, en été et en automne, c'est plutôt l'injection le matin et le soir, voir la nuit, ainsi lors des rares jours sans soleil dans toute l'Europe, qui sera la plus intéressante.
- Les gagnants: ceux qui arrivent à piloter l'injection, ou à injecter dans les moments où l'énergie est généralement rare.
- Pour l'arc Alpin, le pire serait de rester au statu-quo en Europe (avec un charbon puissant, un solaire qui absorbe le pic diurne sans entamer le charbon).
- Le développement des renouvelables en remplacement du nucléaire et au détriment du charbon nécessite plus de souplesse pour la pointe : le gaz étant cher, l'Hydro lui passera devant: autant de nouvelles opportunités pour commercialiser le courant des barrages à accumulation.
- La politique pleurnicheuse consistant à regretter le bon vieux temps n'offre aucune perspective à l'arc alpin. Elle peut au plus stopper les investissements en Suisse, ce qui serait contre-productif.

Champ 1: le marché du stockage de l'électricité

- Les installations de stockage hydro (sans pompage préalable) vont retrouver leur attrait dans moins de 10 ans. Plus la transition ira vite, mieux ce sera.
- Pompage: comme il y aura de plus en plus d'heure où le courant est très bon marché (1 ct. / kWh), le pompage turbinage redeviendra intéressant, même si le courant turbiné n'est pas vendu cher (5ct): le delta de (80% de 4 ct) très intéressant. A condition, pour les récentes installations, construites 10 ans trop tôt, d'éviter la faillite en raison des charges financières).
- Les concurrents en matière de stockage
 - A court terme: concurrence des batteries pour le stockage jour-nuit... Progrès industriels et baisse rapide des coûts. Très intéressant économiquement pour les auto-producteurs (Mais que pour eux. Leur permet d'éviter le timbre = modèle pour contourner les blocages politique de la RPC. Un exemple de plus d'autogol de l'AES). Pas du tout concurrentiel pour le stockage saisonnier ou même mensuel).
 - A long terme: « power-to-gaz »: l'infrastructure de stockage est déjà disponible (réseau de gaz), mais faible efficacité (50 à 70% selon si hydrogène ou méthane). Dans le « merit-order » du stockage, le pompage-turbinage pour des installations existantes est rentable avec un delta de prix plus petit. Pour des nouvelles ? Jocker: air comprimé, meilleur rendement
 - Le stockage pourrait resserrer la plage des prix.

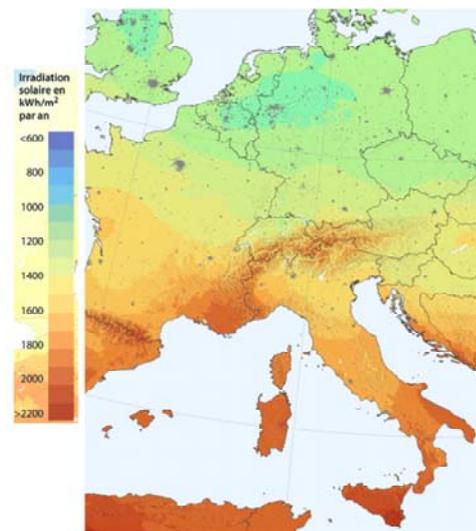
La production d'énergie

Répartition mensuelle 2008-2011



Source: http://www.roger-nordmann.ch/articles/2012.10.21_Swissolar_Rapport_Remund-Nordmann_PV.pdf

Rayonnement annuel



Source du fond de carte : Šúri, M., et alii., 2007, PVGIS © European Communities, 2001-2008.

On voit que le solaire est plus « large » que l'hydro au fil de l'eau. Spécialement dans les Alpes.

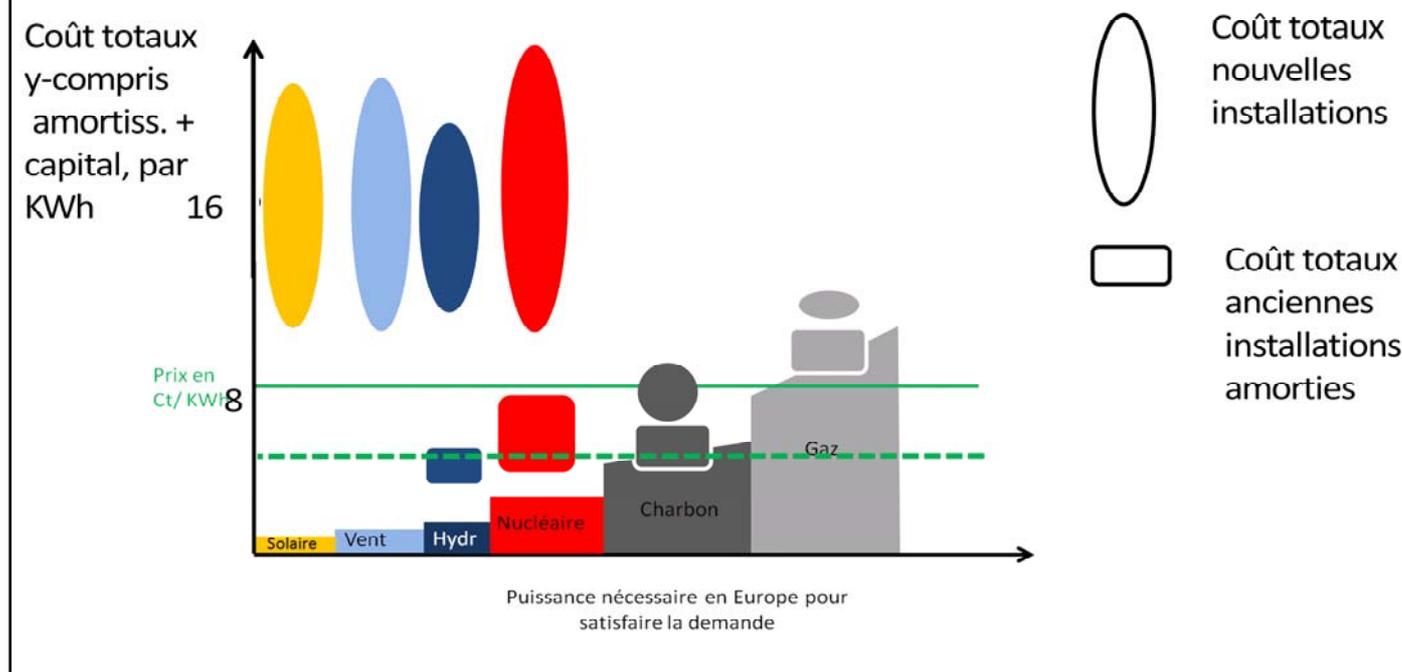
L'éolien est en général plus fort en hiver.

L'arc Alpin se distingue par un excellent ensoleillement

Le solaire est plus complémentaire à l'hydro fil de l'eau que l'on ne se l'imagine intuitivement.

L'

Excursus: Prix du marché ≠ coûts totaux



Le coût moyen, qui inclut l'amortissement, les frais financiers et les coûts fixes d'installation, est largement en dessus des prix du marchés. Ceux-ci sont alignés sur les coûts marginaux de la dernière installation encore nécessaire pour faire couvrir la demande.

Personne ne peut investir dans ces circonstances, sur la base du marché de l'électricité. Sauf à disposer d'un autre dispositif de financement, tel la RPC.

Thèse sur la production

Impossible de financer une installation nouvelle sur la base des prix du marché: perte assurée, quelle que soit la technologie (congruent avec la théorie économique des « coûts moyens décroissants »): impossible d'amortir dans un monde de coûts marginaux bas (en ce sens, l'Europe s'helvétise).

Il faut un système de refinancement des amortissements, de type RPC ou analogue. Sinon, le charbon restera en place (ici aussi: autogoal de l'AES, qui croît bêtement au marché, comme on entre en religion).

Avec un tel système, l'arc Alpin peut investir dans le photovoltaïque est-ouest, fort en hiver. Et dans l'éolien (cycles de 20 ou 30 ans, pas d'exposition au réchauffement climatique).

Dans l'hydro: viser plutôt les optimisations ciblées et astucieuses (Puissance, volume de stockage via réhaussement).

Exemple: 6 MW, GroupeE, Payerne



Pieux
métalliques
sans béton
Pas de
destruction
du sol

Coût de revient y-compris
capital et amortissement: 14
ct/KWh (en Valais: 10 ct).
8 à 10 millions
d'investissement tout
compris



Conclusion

La Suisse n'a aucune influence sur l'évolution européenne, et même les Européens ne peuvent guère stopper le déclin du nucléaire ou la lutte contre le réchauffement climatique.

There is no way back!

De belle opportunité vont s'ouvrir.

Pour garder sa position stratégique dans la production d'électricité, l'arc alpin devra investir. Pour cela, il faut un mécanisme solidaire de refinancement des investissements, y compris pour le stockage.

Financé par tout les bénéficiaires, c'est-à-dire les utilisateurs de l'électricité: le prélèvement RPC.

Il serait temps que les défenseurs de l'arc alpin s'allient au nouvelles énergies renouvelables plutôt que de chercher leur salut dans l'alliance avec le nucléaire et le charbon.

Merci de votre attention



Infos sous

www.roger-nordmann.ch

www.swissolar.ch

SWISSOLAR 



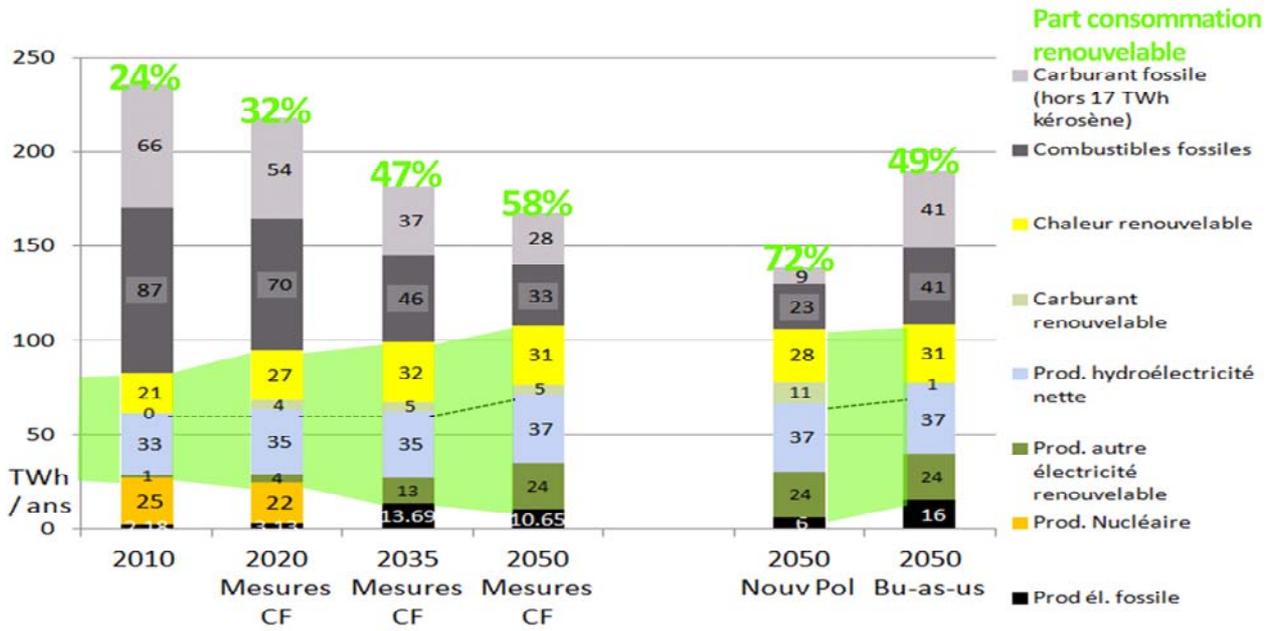
des partenaires
expérimentés

www.swissolar.ch

22

Annexes

A. L'approvisionnement énergétique selon Gouvernement CH

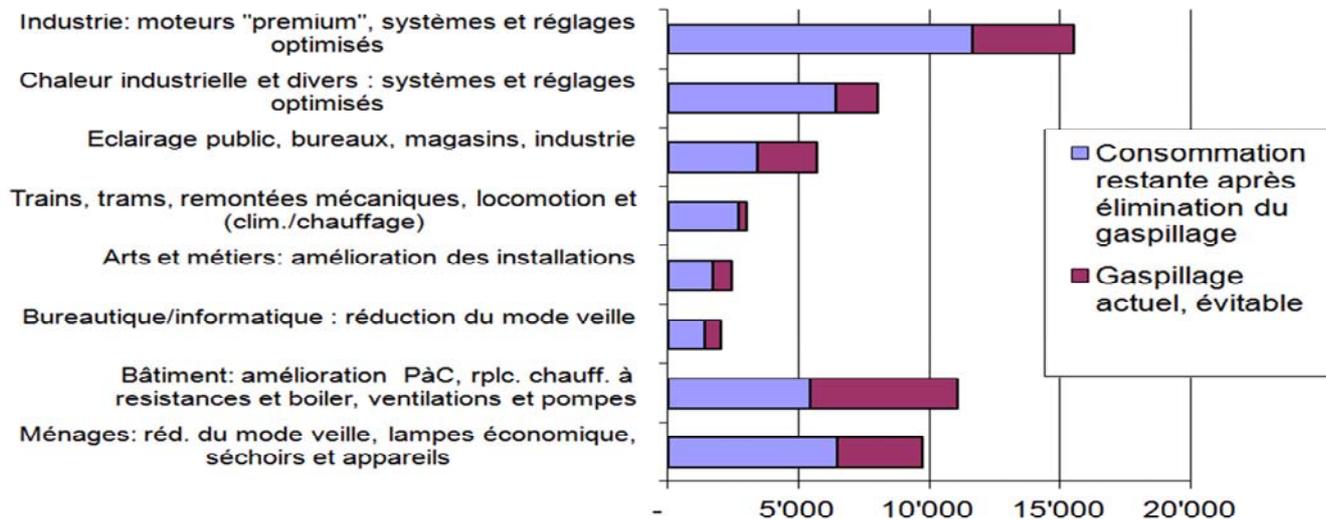


Source chiffres: message / Prognos

« Nouv.Pol » = avec les mesures ultérieures

Le potentiel de gain d'efficacité dans l'électricité

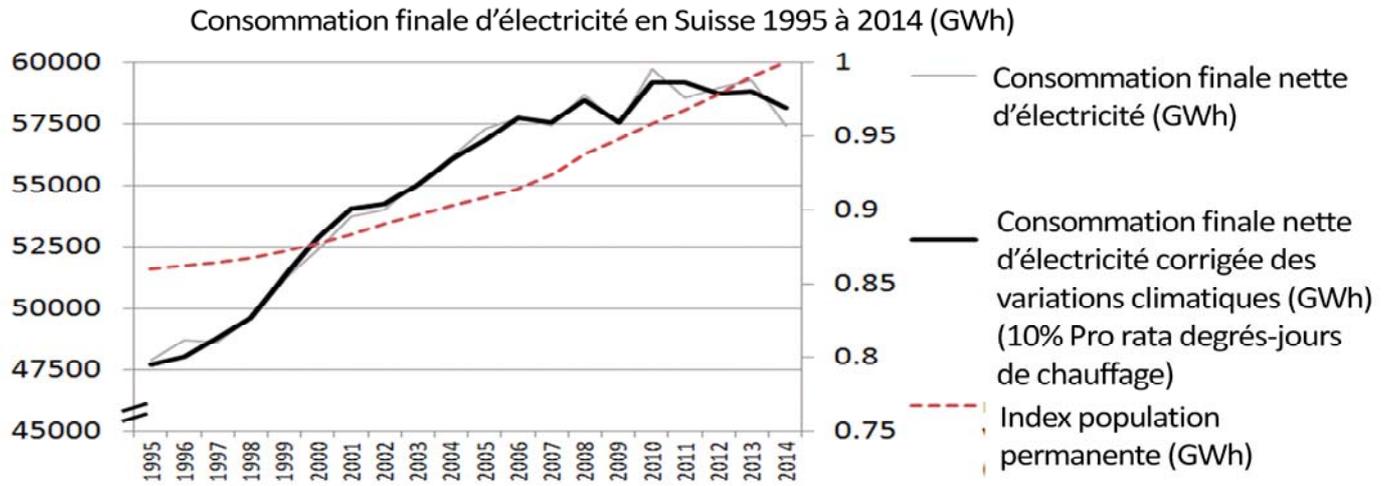
Potentiel d'élimination du gaspillage dans l'utilisation de l'électricité, en GWh



Source: www.energieeffizienz.ch

25

Inversion de la tendance en matière de consommation?



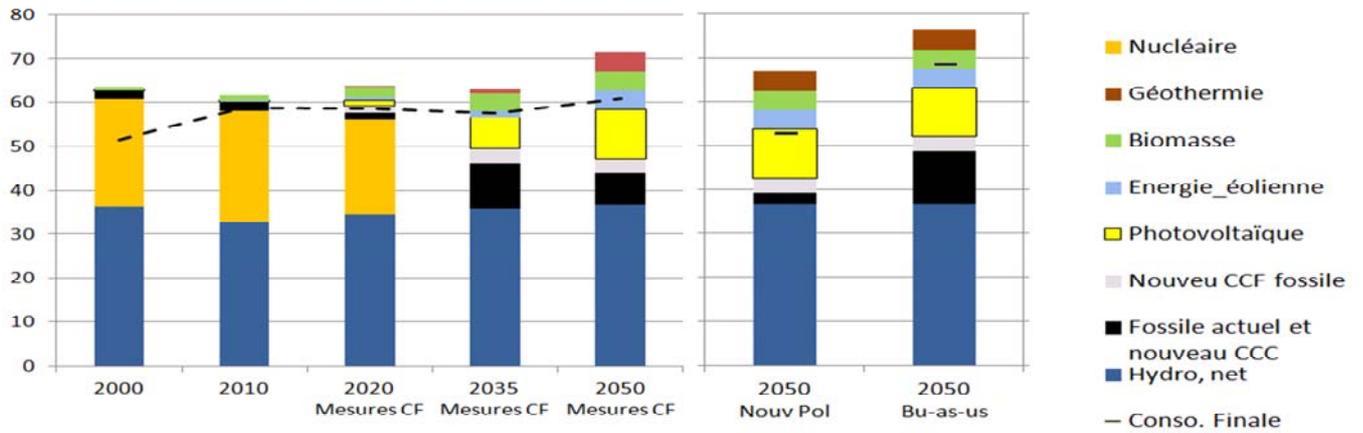
Quelle der Berechnungen:

http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00769

Sowie BFS: T 1.1.1.1 + cc-f-1.1.1.3.3

L'offre d'électricité selon le Conseil fédéral

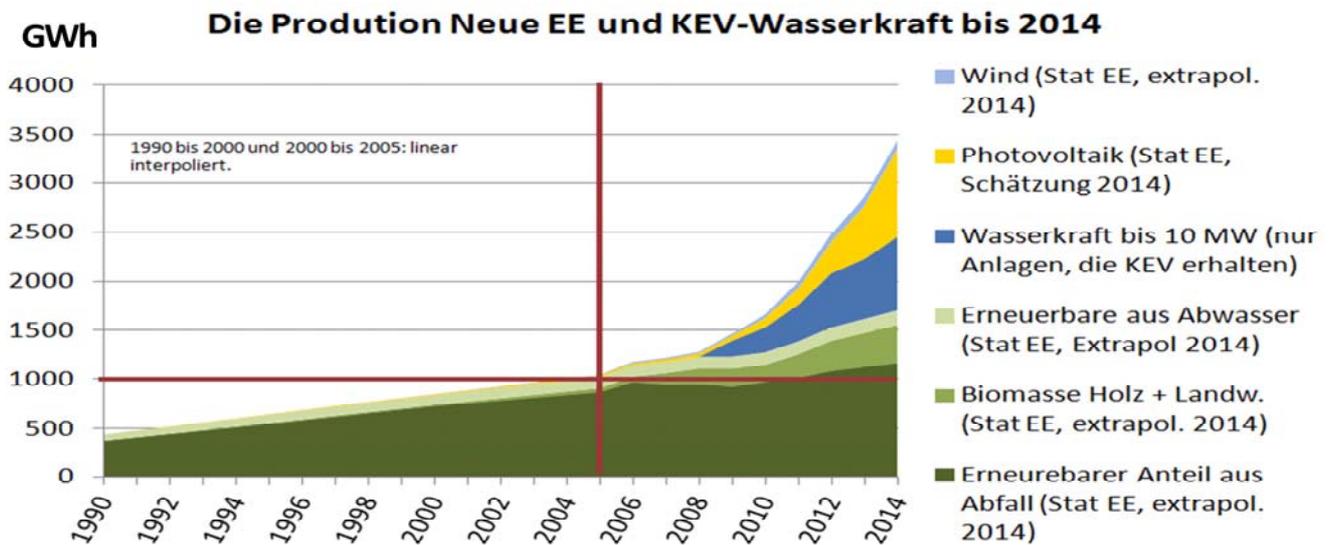
TWh



Swissolar propose 12 TWh en 2025 (=20%) plutôt que 11 TWh en 2050

Source des chiffres: Message CF 4.3.3 et Prognos ²⁷

L'état des lieux de l'électricité renouvelable



Zu ersetzender AKW-Strom = **25'000 GWh**