

Avantages et Inconvénients des moyens de stockage existants

Aspects technico-économiques



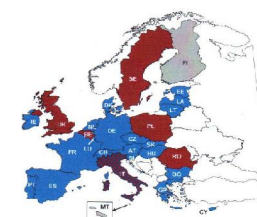
Stockage électrique ou autre dans les réseaux
A quelle dose et avec quelles technologies?



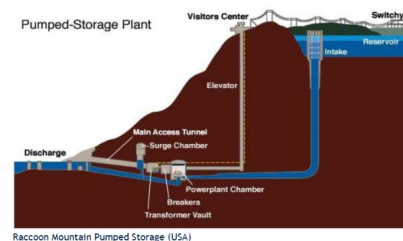
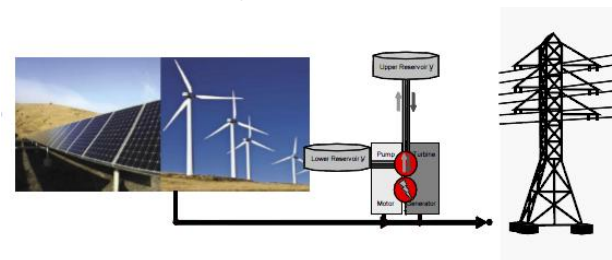
COP 21 Transition Energétique

Obligations de stocker ...mais quoi ?

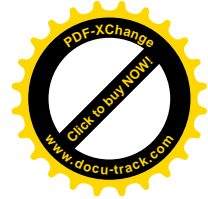
- Vision Mondiale : grande transition en marche ...?
 - Un peu de philosophie et de physique ...
 - Place des EnR dont l'hydraulique traditionnelle
- Vision européenne ou OCDE...
 - Politiques diverses des états => Mix Contrastés
 - Aspects économiques – Tarifs ...
 - Quelques expériences autour de l'hydro (El Hierro /Portugal , etc..)
- Vision et/ou voie hexagonale
 - Aspects économiques
 - Répartition des couts
 - Marchés - Obligations d'achat
 - La loi « LTE », ses ambitions => solutions : stockages .
 - Besoins & Caractéristiques offerts
 - Typologie de 3 types de stockage
 - Batteries / STEPs / Power to gas to power
- Synthèse



Currently applied schemes for the support of electricity from RES in the EU-27 countries



Raccoon Mountain Pumped Storage (USA)



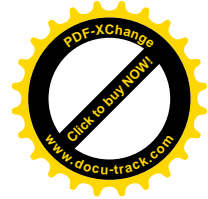
Les lois de la physique sont toujours plus fortes que tous nos désirs.

Les Lois de conservation imposent que **les hommes ne peuvent seulement extraire de l'environnement que l'énergie qui existent** (Energie Primaire)

Toutes les energies primaires sont gratuites : personne n'a demandé un centime pour la formation du pétrole, du gaz, des chutes d'eau ou du charbon. **Les combustibles fossiles sont tout autant gratuits que les renouvelables .**

Le "coût de l'énergie" représente seulement les salaires et les **rentes** qui sont à payer aux autres humains dans le but d'extraire l'énergie de l'environnement. **La Nature ne requière pas à etre payée.**

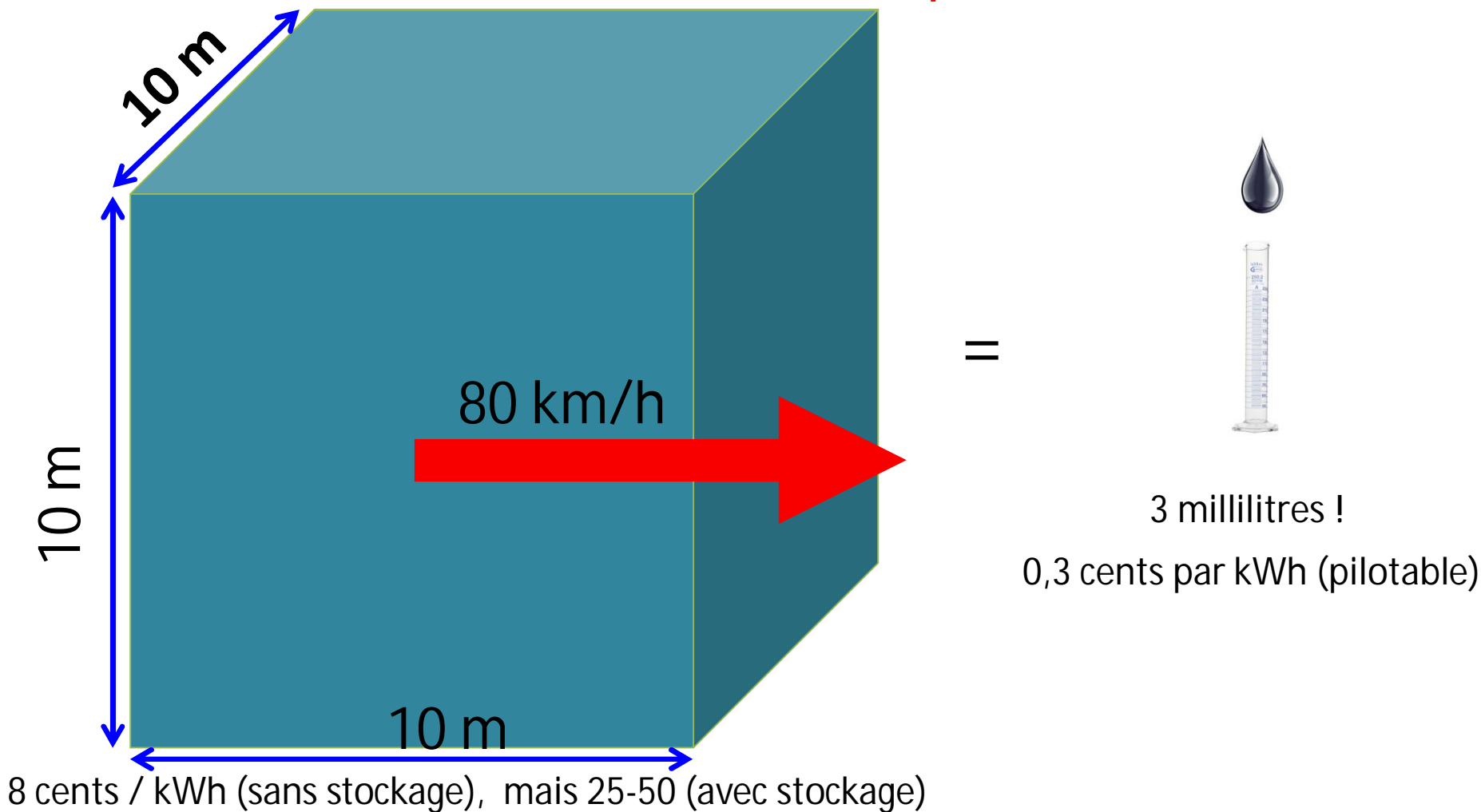
La majorité des sources d'énergie sont diffuses et non pilotables, la plus grande difficulté est de l'extraire de l'environnement sous une forme de forte capacité, et plus la dépense nécessaire en capital à y consacrer devra être importante . **C'est juste physique !**



L'emploi de pétrole est probablement plus facile que d'extraire la même énergie du vent

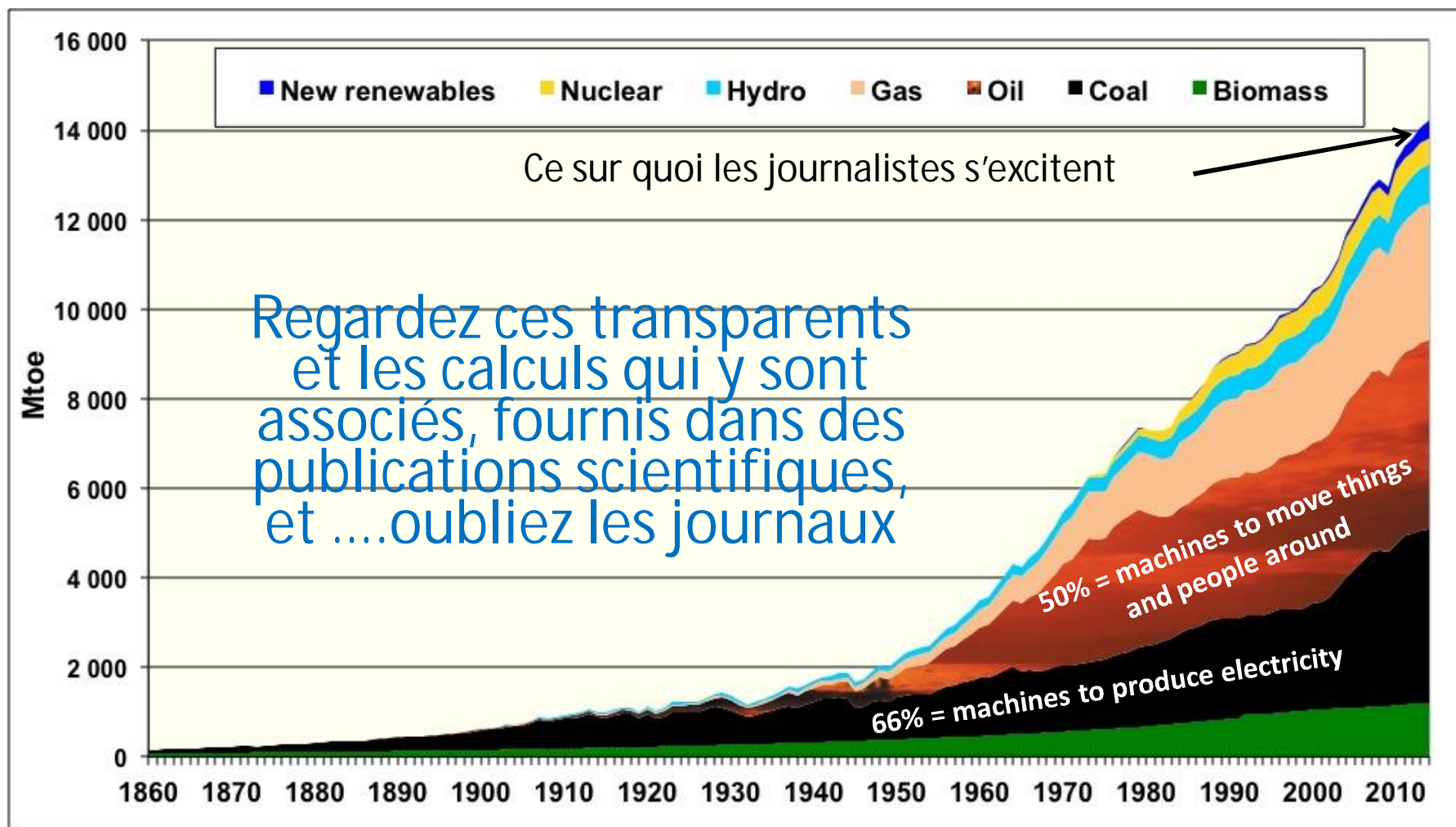


Renouvelables -> fossiles : prix / 50 - 100





Il était une fois ...renouvelable et durable

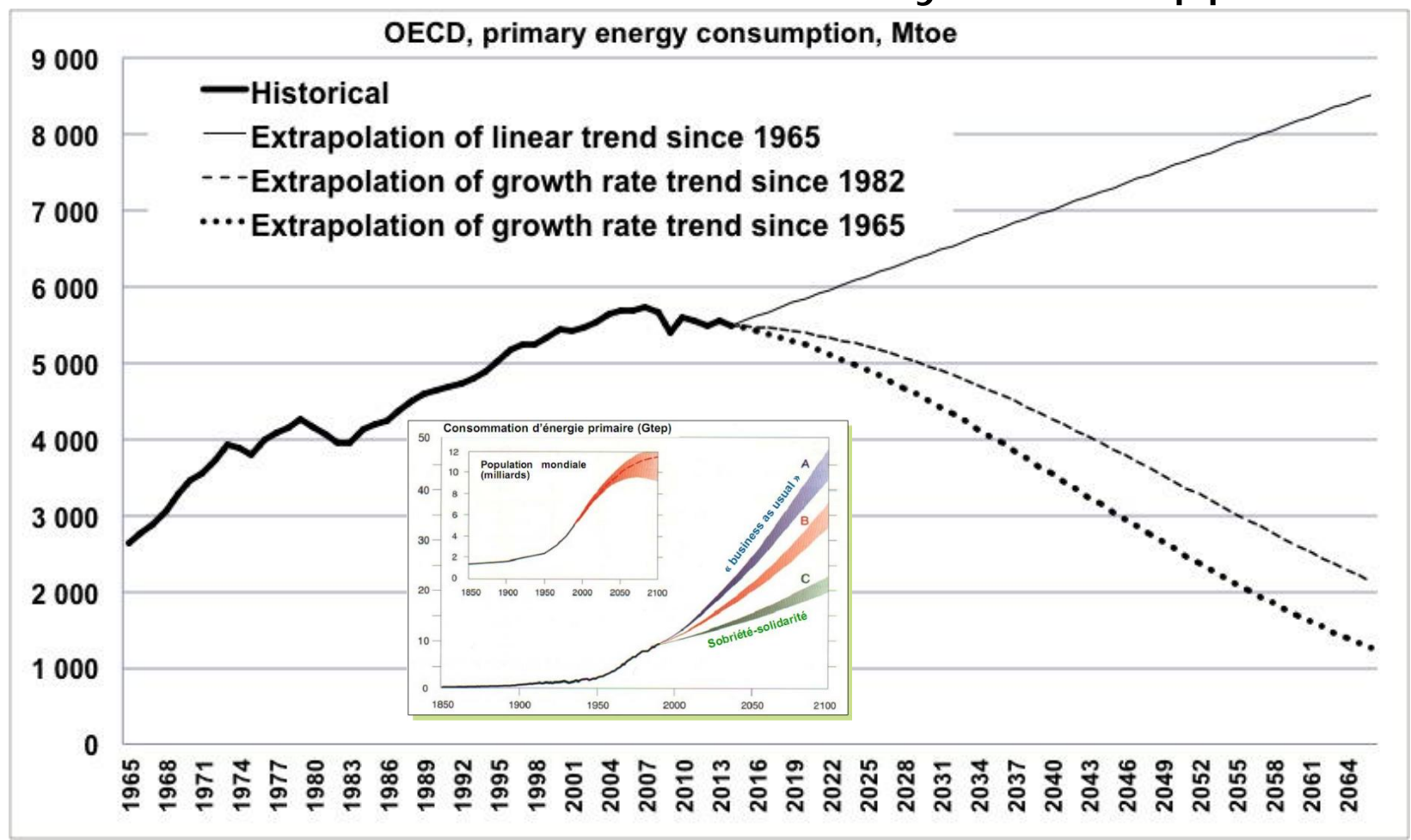


World energy 1860-2014. Jancovici, on Shilling et al before 1965, BP after, misc.



Pour quel futur ?

Cas des Pays Developpés



Past energy consumption in the OECD region and three ways to extrapolate.

Jancovici, on data from BP Statistical Review 2015.

Divisons par 3 nos emissions, où doit-on commencer ?



Deforestation



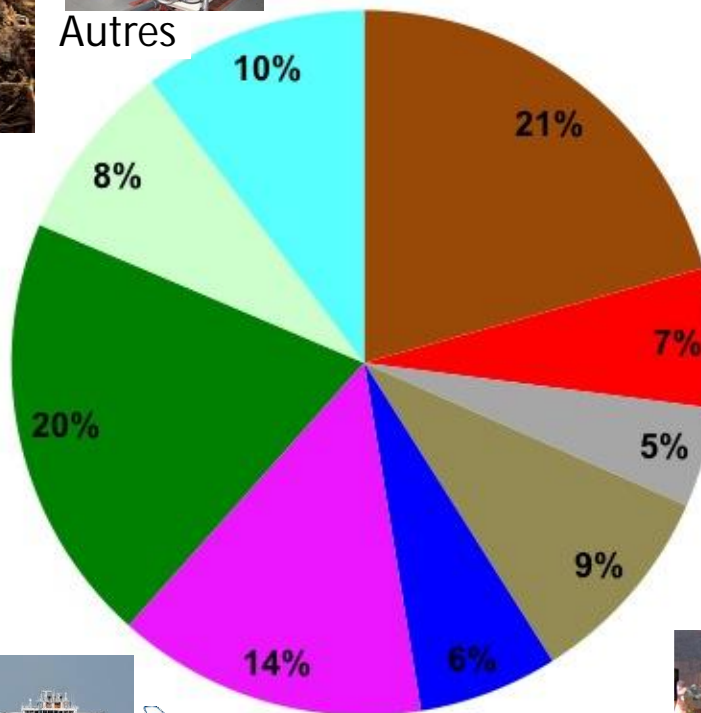
Autres



Centrales au charbon



Agriculture



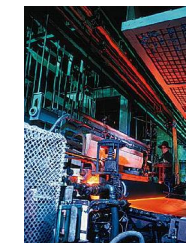
Centrales Oil & gas



Ciment



Chaudières Domestiques



Autres Industries



≈ 6%



≈ 4%

Transports



≈ 2%



≈ 2%



Breakdown of world emissions in 2014. Jancovici, on various data.

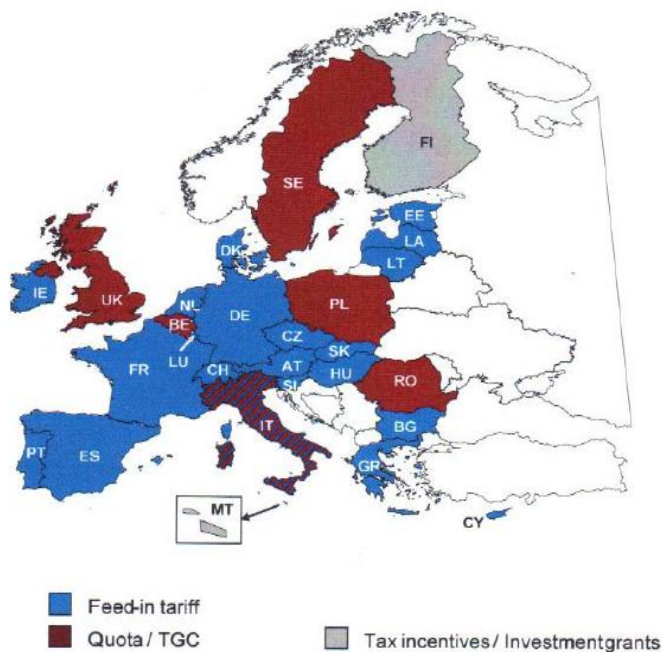
OCDE => Europe : Constat

❖ Un grand principe: la concurrence par le marché depuis 1996

▸ Mais les pouvoirs publics font des exceptions qui engendrent des effets pervers sur le fonctionnement du marché (cas des « feed-in tariffs » pour aider les renouvelables intermittents)

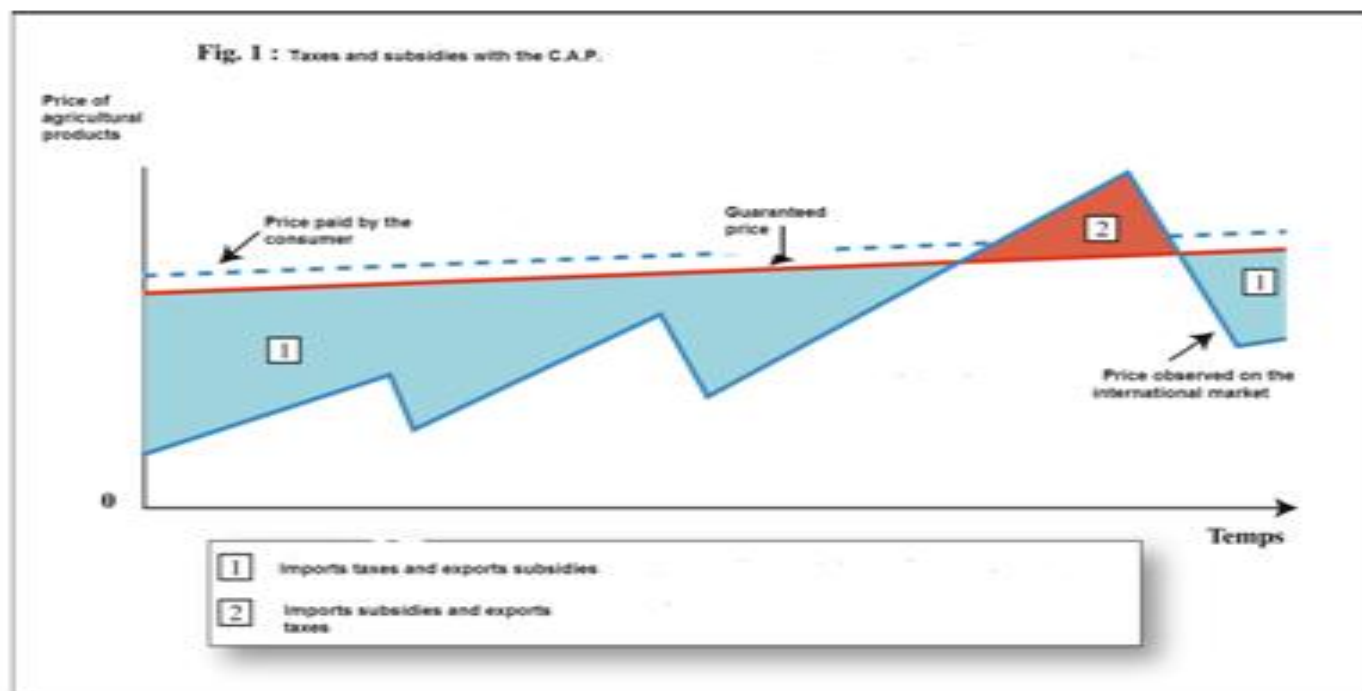
▸ Cela exerce un « effet d'éviction » sur les centrales en base (dont le gaz et le nucléaire) et fragilise les « opérateurs historiques »

▸ Les « transferts financiers » liés à ces aides sont très coûteux (perdants/gagnants)



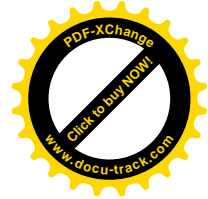
Currently applied schemes for the support of electricity from RES in the EU-27 countries

P.A.C: mécanisme français des prix garantis (source J Percebois) on a fait avec les ENR la même erreur qu'avec la Politique Agricole Commune



Distorsions sur le marché du fait des renouvelables financés par des prix de rachat garantis trop rémunérateurs

- 1 le coût du « back-up » : coût de l'intermittence
- 2 Le « switching » de la courbe de charge
- 3 L'existence de « prix négatifs »



Soutiens aux EnR => disparités

ne pas les sous-estimer : continuité en 2012 & 2013

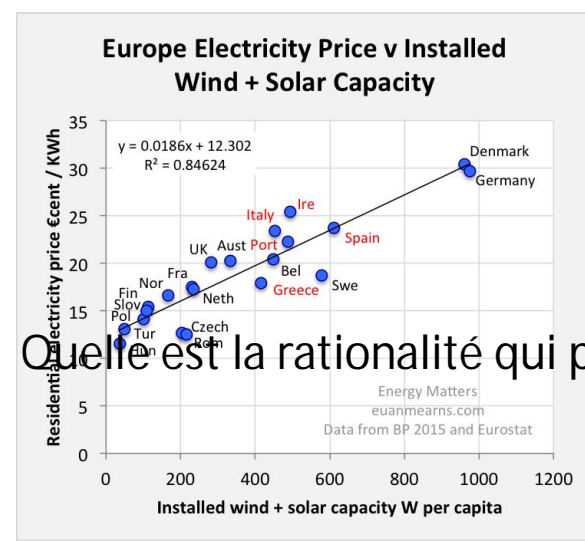
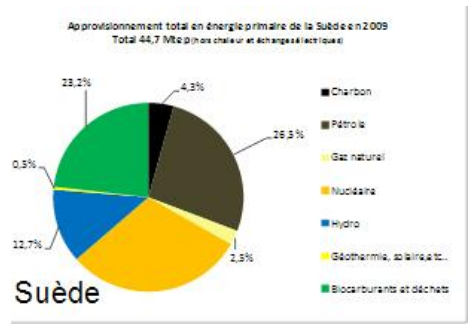
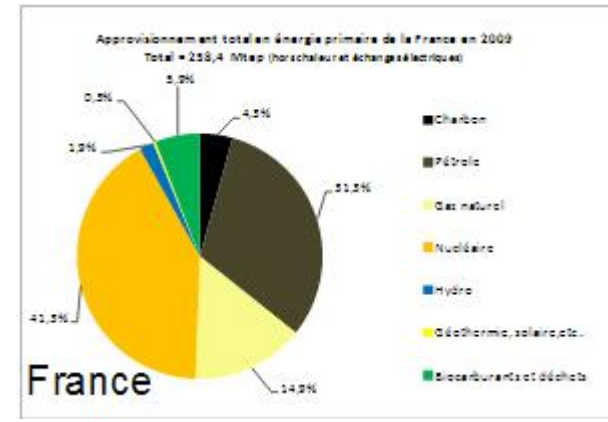
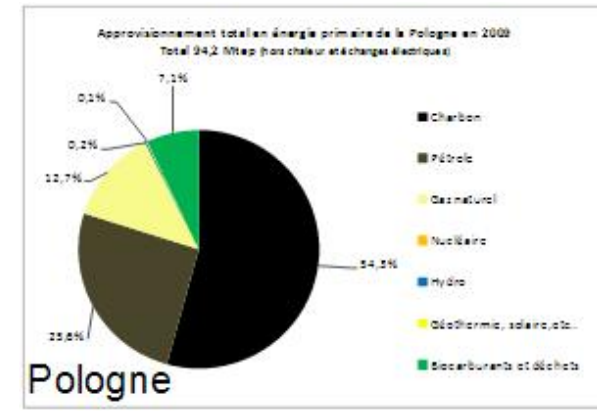
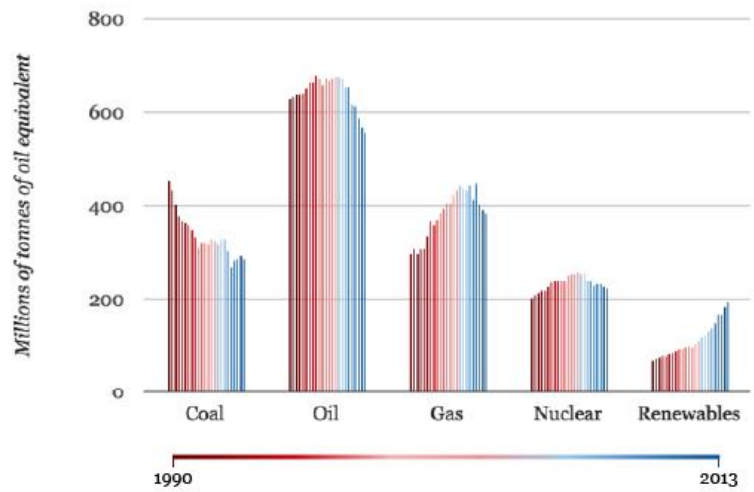
Soutien aux énergies renouvelables dans l'Union européenne
Aide moyenne en €/MWh produit

<i>Année 2011</i>	<i>Éolien</i>	<i>Photovoltaïque</i>	<i>Hydroélectricité</i>	<i>Biomasse</i>	<i>Déchets</i>
Allemagne	87	402	48	160	20
Autriche	22	264	1	81	98
Belgique	95	407	45	97	-
Finlande	12	-	4	7	4
France	33	477	13	55	41
Hongrie	111	-	72	113	109
Italie	69	367	70	120	
Pays-Bas	68	386	104	75	41
Rep. Tchèque	107	484	57	56	113
Roumanie	65	79	60	64	
Espagne	41	357	39	75	31
Royaume Uni	72	290	65	58	63

Source : Council of European Energy Regulators, Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe, 19 February 2013, page 22



Répartition en Europe



Quelle est la rationalité qui pousse à des MIX si contrastés ?



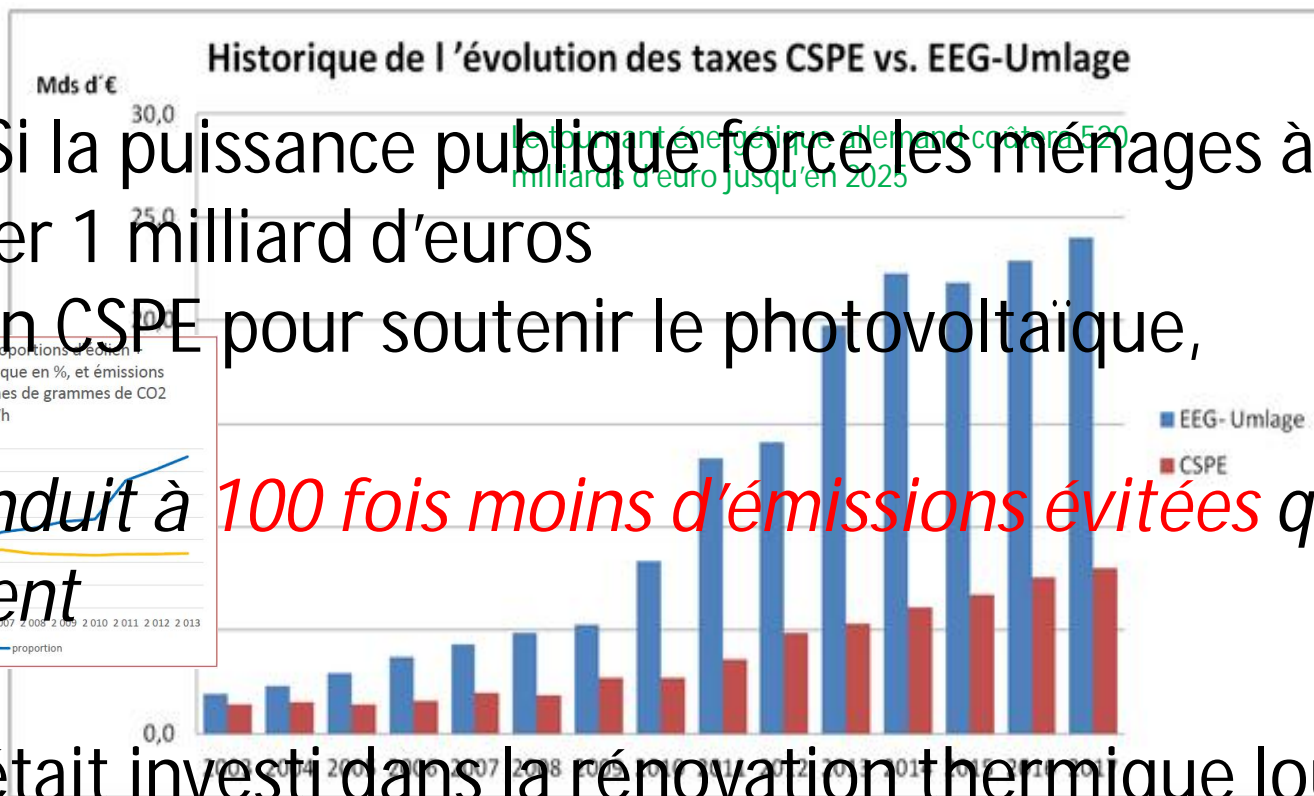
Couple Franco-Allemand ?

Exemple : Si la puissance publique force les ménages à dépenser 1 milliard d'euros

❖ en CSPE pour soutenir le photovoltaïque,

cela conduit à 100 fois moins d'émissions évitées que si cet argent

❖ était investi dans la rénovation thermique lourde des logements.



le tournant énergétique allemand coûtera 520 milliards d'euro jusqu'en 2025





Coût du « back-up »: élément à ne pas sous-estimer



- Nécessité de prendre en compte le coût du « back-up » pour les renouvelables (non pris en compte dans le Rapport « Energies 2050 » ni dans celui de la Cour des Comptes mais mentionné).
 - Le World Energy Outlook de l'AIE (2011) qui a évalué ces coûts à
 - « back-up » entre 5 et 25 €/MWh
 - capacité de secours de 3 à 5 €/MWh
 - ajustement pour compenser les fluctuations de réseaux de 1 à 7 €/MWh
 - raccordement et de renforcement du réseau (entre 2 et 13 €/MWh *).
Difficile d'estimer ce coût car cela dépend aussi des lieux d'implantation des ENR.
- **Donc => Prévoir des CCG (à gaz) en « back-up »...**
- (*) 15 à 20 euros/MWh pour le Wind off-shore .



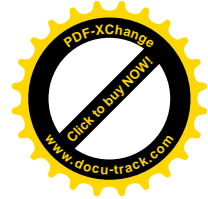
Coût du « Switching » du aux ENR : ou effet de ciseau

Les centrales à cycles combinés à gaz sont victimes d'un « effet de ciseau »:

- ❖ Un prix de vente en baisse (ceci est dû à la crise mais aussi en partie aux renouvelables qui **ont un prix nul** sur le spot car achetées hors marché),
- ❖ Un prix de revient en hausse en raison de l'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole. Certes les prix du pétrole donc du gaz ont baissé depuis deux ans mais le prix du charbon a baissé encore davantage.
- ❖ De plus elles sont concurrencées par les centrales thermiques au charbon dont le prix baisse du fait des excédents américains de charbon (raison: la pénétration du gaz non conventionnel dans la production d'électricité aux Etats-Unis
 - ❖ les Etats-Unis ont exporté 10 millions de tonnes de charbon en 2006
 - ❖ et 100 millions en 2012 => x par 10 en 6 ans .

Le tout dans un contexte où le prix de la tonne de CO2 demeure faible en Europe (5 à 7 euros)

Aux Etats-Unis le gaz de schiste chasse le charbon qui chasse le gaz conventionnel en Europe. Faut-il dès lors exclure durablement l'option gaz de schiste en Europe?

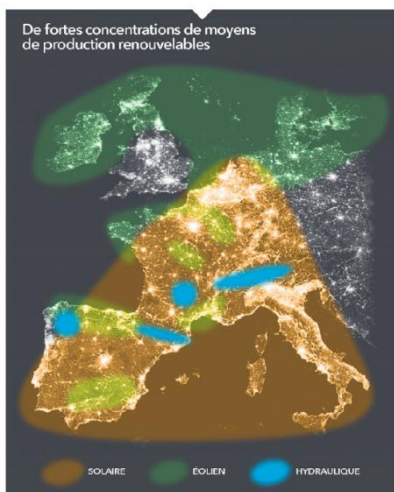


Les « prix négatifs » sur le marché spot (day-ahead)

- 1 Les énergies renouvelables (éolien et solaire) sont de par «*notre*» loi, prioritaires sur les réseaux (via des «*feed-in tariffs*» rémunérateurs)
- 2 La logique est d'arrêter certaines centrales thermiques lorsque l'offre est trop forte par rapport à la demande d'électricité
- 3 Mais un arrêt de quelques heures est coûteux d'où l'option de trouver un «*preneur*» pour cette électricité en excès... quitte à le payer



Au sein de la Péninsule Ibérique



Concert d'intermittences avec un solo d'Hydro

2 Expériences



➤ L'île d'El Hierro aux Canaries : n fois 8 heures

Target 68 % Sustainable Energy.....Unsuccess ?

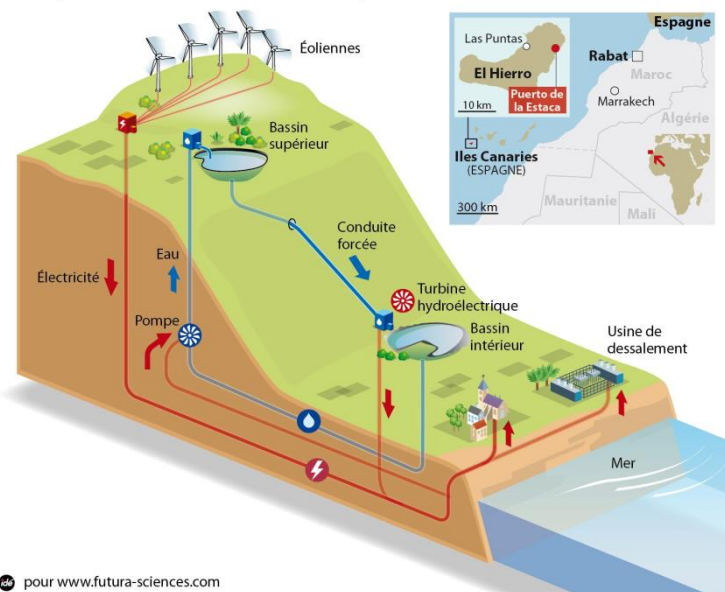
➤ Portugal : tout le pays durant 4 jours

Target 65 % Sustainable Energy.....Success ?



El Hierro : Constitution of this project

Cinq éoliennes et une centrale hydro-éolienne



pour www.futura-sciences.com



AIRH Grenoble 2016

Initial objectives

- "Autonomies" towards the electrical energy and the drinking water
- Mainly renewable electricity production, with a significant penetration of the wind energy
- Reduction of CO² emissions
- Possibilities of having resources of drinking water at high altitude (Island's Agriculture)
- Cost reduction of the electricity coming from diesel and decreasing the external fossil dependence

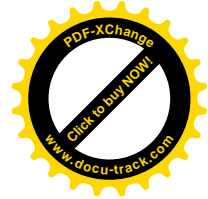
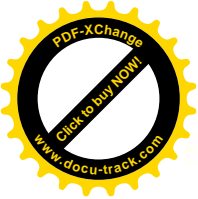


Consumption

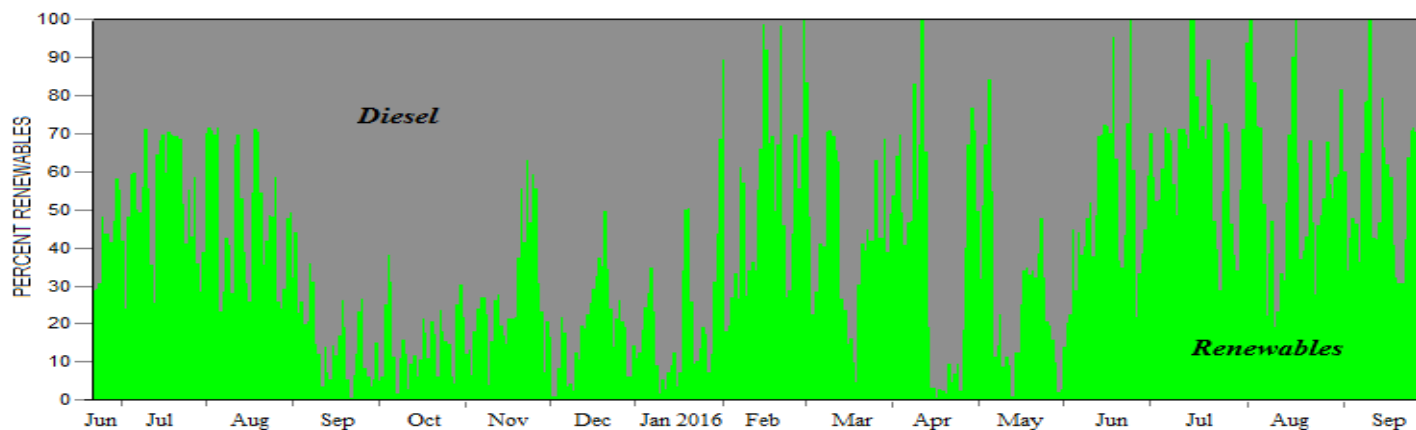
- Peak Power 7,5 MW
- Total Consumption 14 GWh (10 % desalination)

Installed Power

- 5 Wind Turbines P inst = 11,5 MW
- 4 Pelton Turbines P inst = 11,3 MW
- 6 Industrial Pumps P inst = 6 MW

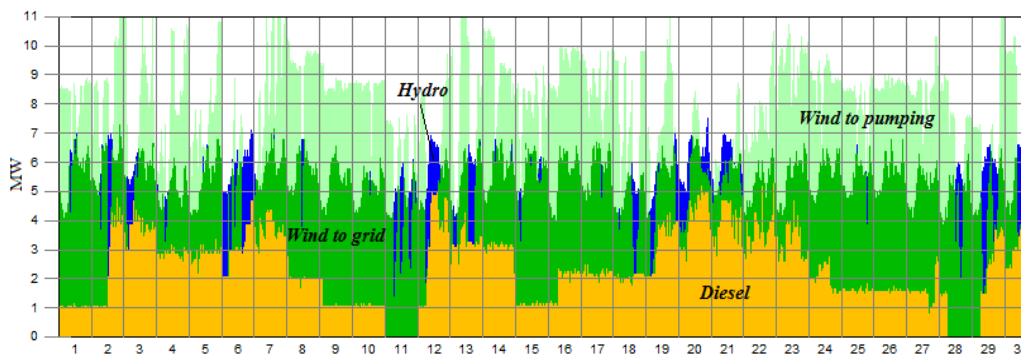


El Hierro : Exploitation du Système sur plus d'un an



Moyenne journalière issue de Gorona del Viento generation, July , 2015 to Sept ,2016

EL HIERRO MONTHLY GRID STATISTICS, JUNE 27, 2015 TO SEPTEMBER 30, 2016					
		Total Generation MWh	Diesel Generation MWh	Wind+Hydro Generation MWh	% Renewable (Wind+Hydro) Generation
2015	June/July,	4,449	2,149	2,300	51.7
	August	4,140	2,157	1,984	47.9
	September	3,934	3,151	783	19.9
	October	3,730	3,225	505	13.5
	November	3,399	2,469	930	27.4
	December	3,782	3,081	701	18.5
2016	January	3,820	2,971	849	22.2
	February	3,475	1,615	1,859	53.5
	March	3,910	2,319	1,591	40.7
	April	3,682	2,330	1,352	36.7
	May	3,789	2,827	962	25.4
	June	3,892	1,793	2,099	53.9
	July	4,066	1,386	2,680	65.9
	August	4,590	2,038	2,552	55.6
	September	4,165	1,739	2,426	58.2
	TOTAL	58,823	35,251	23,572	40.1

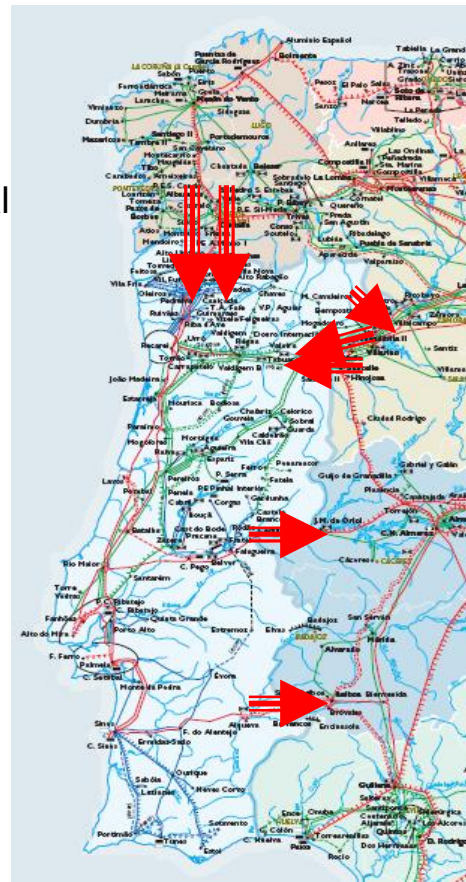
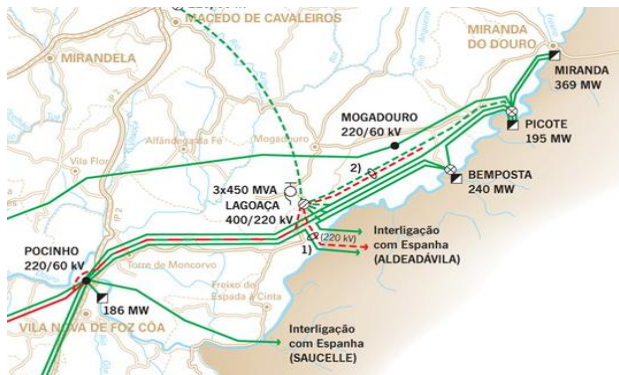


Le mois de Septembre 2016

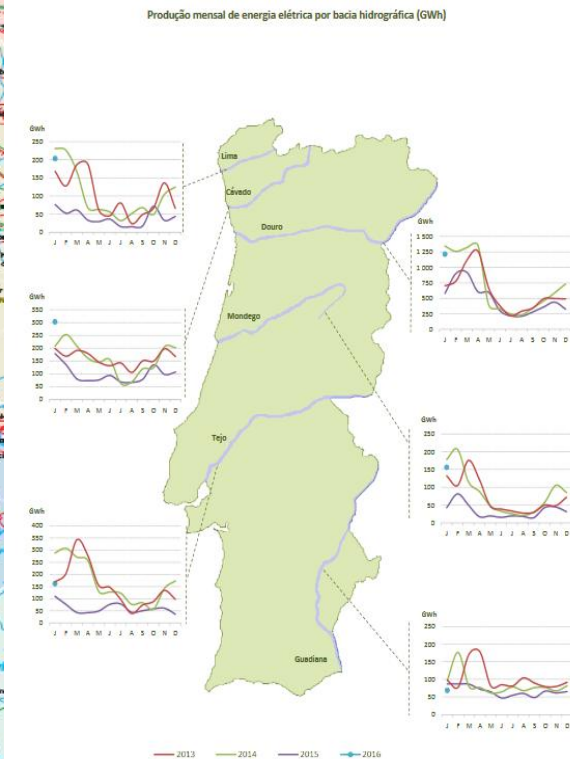
Développements durant plus de 10 ans

Réseaux

- Upgrade in Douro corridor
 - New Substation at International Douro
 - Lagoaça : 400/220 kV
 - To avoid the loop flows
 - New 400 kV Line



Hydropower plants



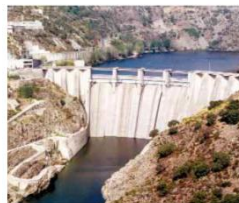
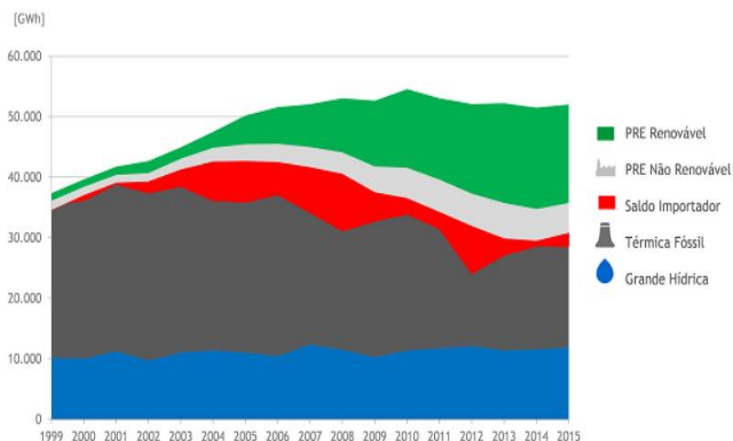
- In same time, developing the grid and the hydro power plants
 - New Substations and New 400 kV Lines
 - Easier to control the lines voltage and transit via reactive power from hydro

Today results : Elec Generation

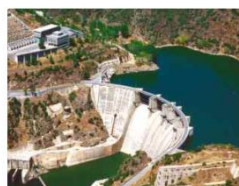
The main challenges associated to the integration of renewable energy into the power systems derives from their availability, uncertainty and variability.

The **non-dispatchable nature of some renewable energy sources**, like wind power, induces particular difficulties in balancing the power demand and generation, emerging as a possible cause of some power system instability

PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE POR FONTE (1999-2015)

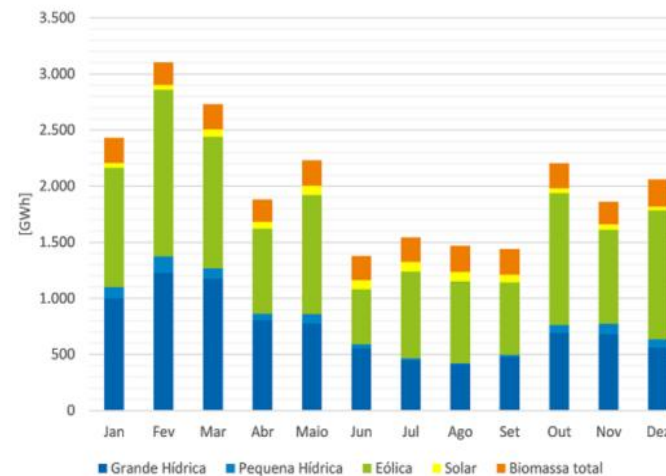


MIRANDA (1960)
Barragem, Descarregadores e Edifício de Comando



BEMPOSTA (1964)
Barragem, Descarregadores e Edifício de Comando

REPARTIÇÃO MENSAL DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE RENOVÁVEL 2015



Variabilidades anuais Wind - Hydro

- Wind

2. Eolicidade Mensal

Portugal Continental

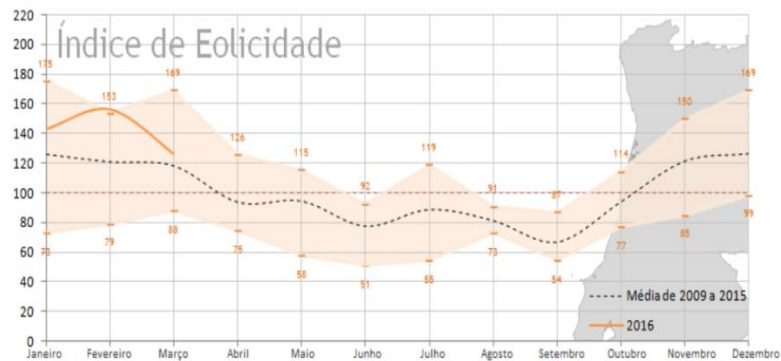
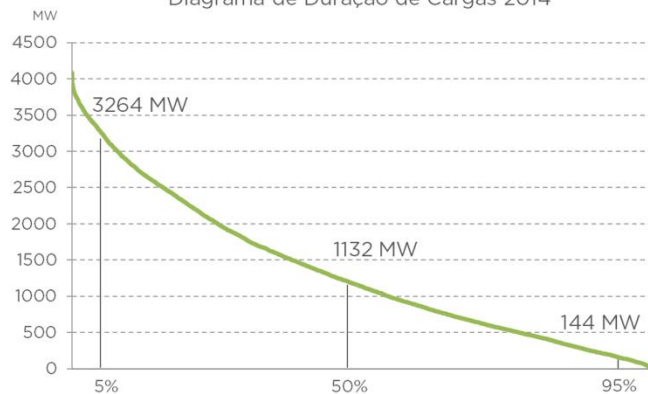


Diagrama de Duração de Cargas 2014



- Hydro

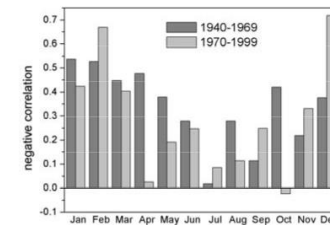
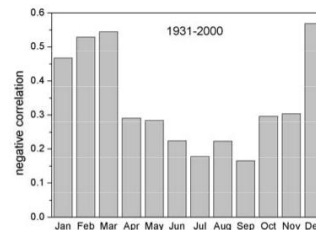
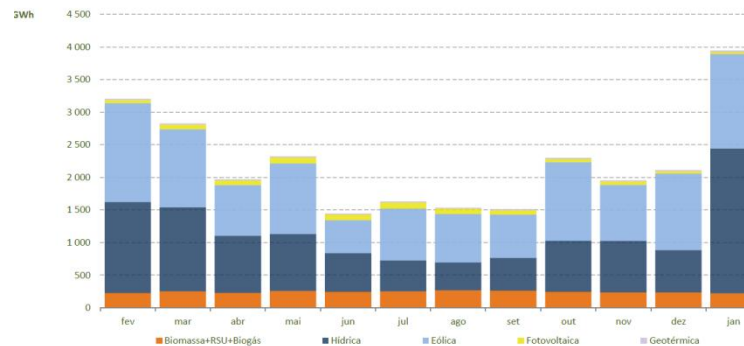


Fig 2.28 – Monthly mean negative correlation between average Portuguese precipitation, computed from observations, and the NAO index (Hurrell, 1995, 2001): (a) Mean values for the period 1931-2000; (b) Mean values in the two 30 year periods 1940-69 and 1970-99.

- Ratio wind/hydro





Energies Primaires Répartition en France

Consommation d'énergie finale de la France en 2013

Source : SOeS, 2014

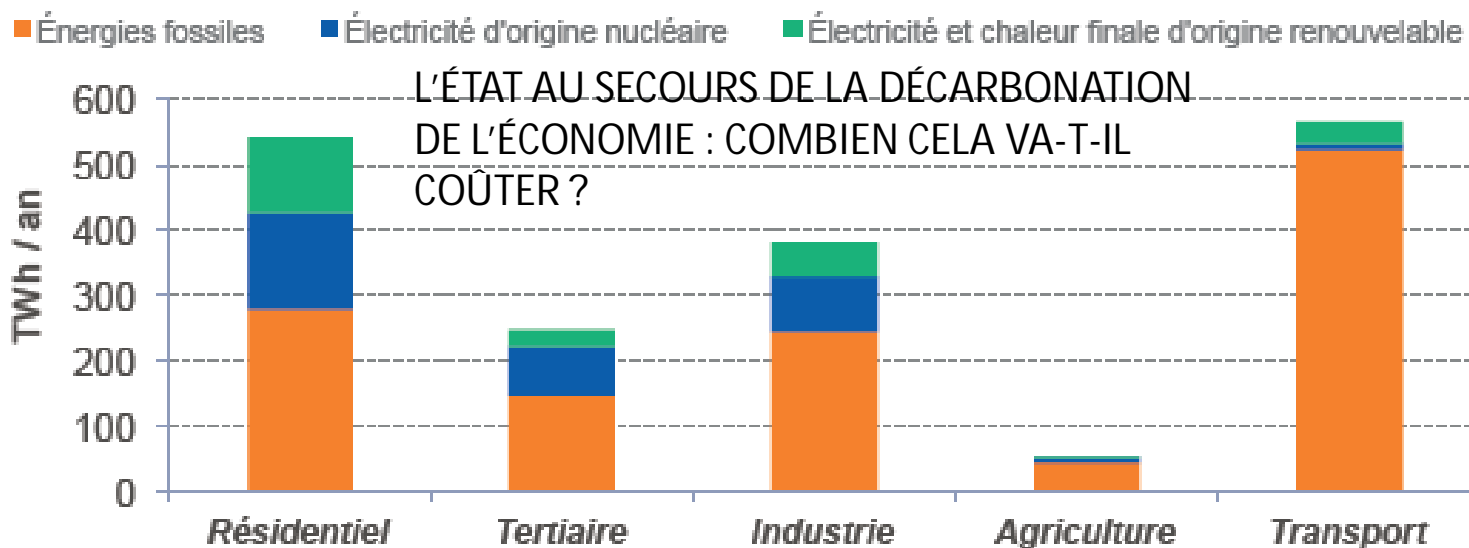
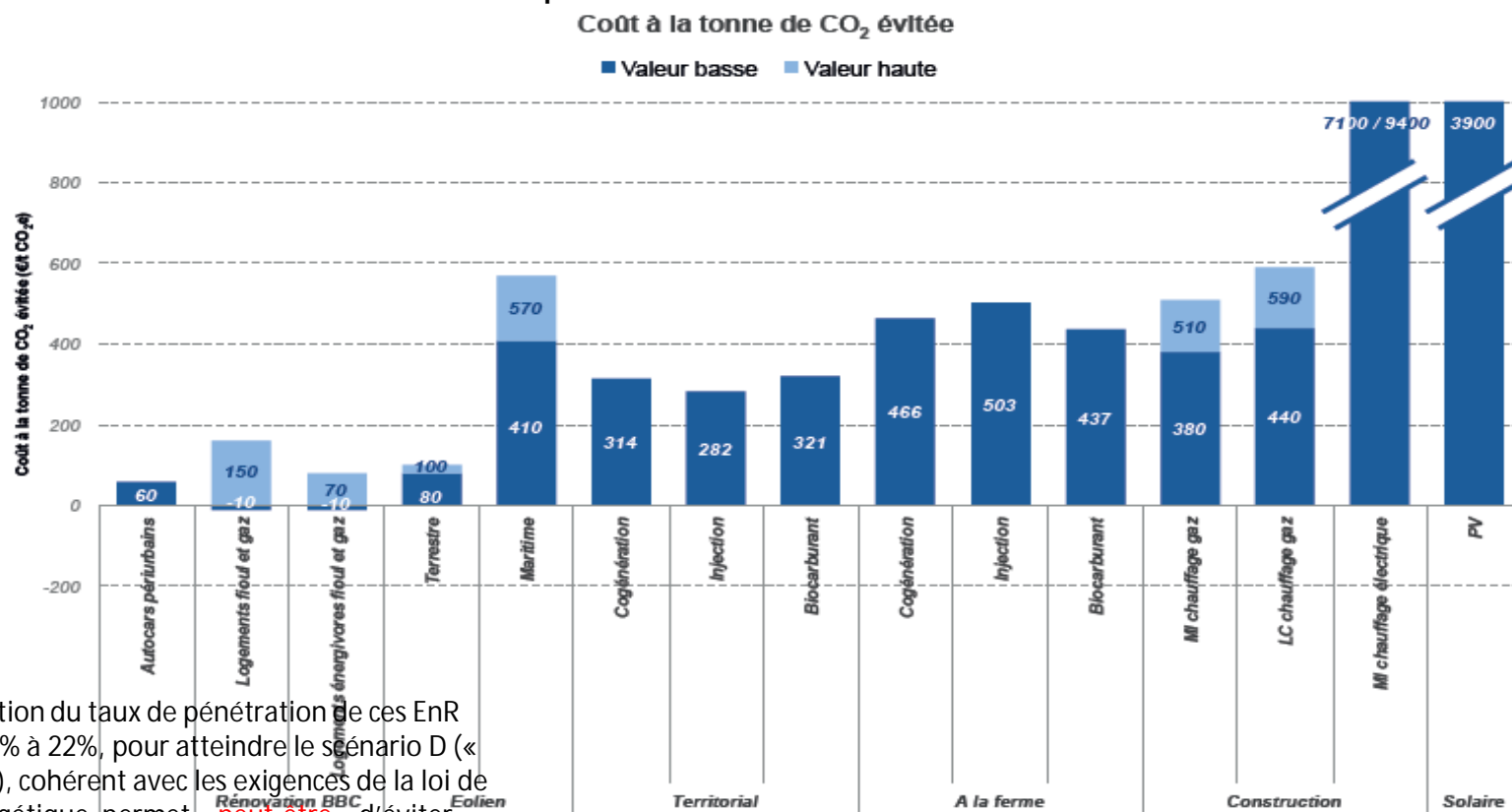


Figure 1 : Consommation d'énergie finale de la France en 2013 : les énergies fossiles représentent 70% de l'énergie finale consommée

SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIABLES : UNE EFFICACITÉ ASSEZ FAIBLE... ET VARIABLE

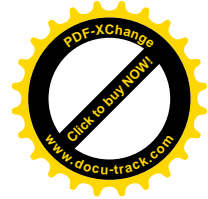


COÛT de la TONNE CO₂ évitée et parfois non consommée



Une augmentation du taux de pénétration de ces EnR variables de 16% à 22%, pour atteindre le scénario D (« nouveau mix »), cohérent avec les exigences de la loi de transition énergétique, permet – peut-être – d’éviter d’émettre des tonnes de CO₂.

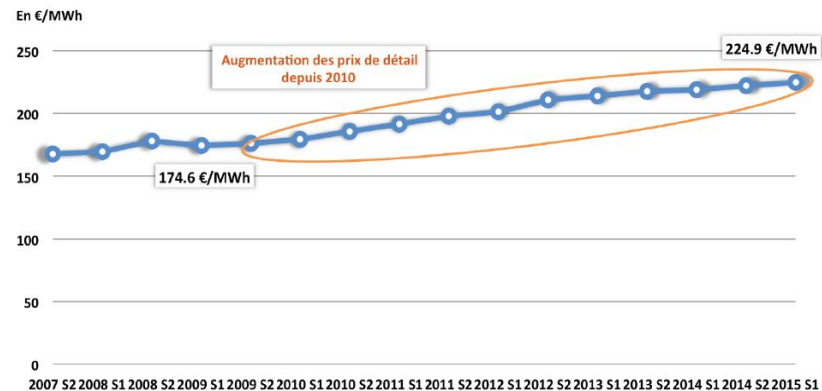
Figure 12 : Coût à la tonne de CO₂ évitée pour différentes politiques publiques



Les prix en Europe & en France



Prix moyen de l'électricité pour consommateurs domestiques dans l'Union Européenne



Source : Eurostat

Evolution des prix de gros de l'électricité en France depuis 2005



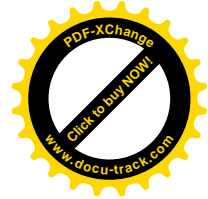
Source : EEX

Structure	2006	2016
Part énergie (coût de production et de commercialisation)	43%	36%
Part réseaux (péages ATR transport et distribution)	39%	30%
Part taxes (y compris CSPE)	18%	34%
Total	100%	100%



Solutions pour La France

1. Mettre fin aux FIT et opter pour des FIP, des CfD (*contracts for differences*) **ou des appels d'offre.**
2. Donner **une valeur au carbone** (taxe sur le CO2 ou marché de quotas); à 35 euros/t CO2 substitution du gaz au charbon; cela favorise aussi le nucléaire, électricité non carbonée
3. Opter pour une programmation à long terme des investissements au niveau de la production (mieux anticiper les besoins pour éviter la surcapacité structurelle de l'offre); de façon transitoire **mettre en place un marché de capacité** pour mieux rémunérer les coûts fixes.
4. Garantir la rentabilité à LT des investissements à forts coûts fixes (comme le nucléaire) par des mécanismes de type CfD (*cf Hinkley Point*)
5. Supprimer les aides aux ENR lorsque la parité réseau est atteinte (favoriser l'autoconsommation) ; **imposer le stockage** et l'arrêt des injections inutiles. Modifier la structure du TURPE pour tenir compte du coût additionnel lié à la présence des ENR (injection et soutirage)
6. L'U.E. ne doit pas rater **la relance du nucléaire** observée à l'échelle mondiale **ceci aussi en GB.**



Une nouvelle vie pour le STOCKAGE ?

capenergies



ANCRE

Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie

Des ruptures technologiques pour atteindre l'objectif du facteur 4 en 2050



Stockage local



Cogénération nucléaire



Stockage massif



Production H2



ENR



Véhicule élec et H2

Gen IV



Ruptures technologiques

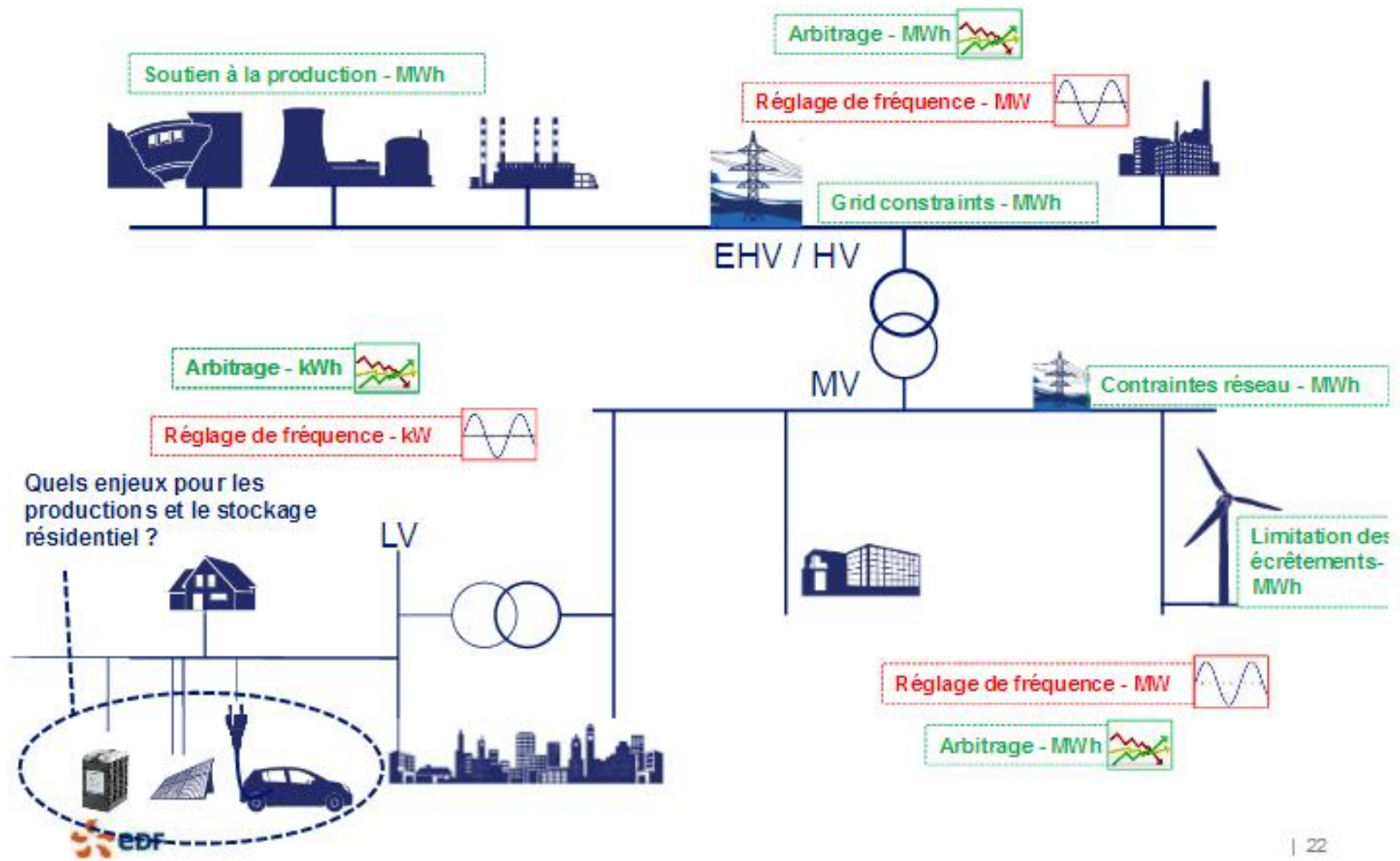
Un regain d'intérêt pour le stockage dans le système électrique

24

Stockage = déplacement temporel de l'énergie vs géographique (interconnexion)



LE STOCKAGE PEUT RENDRE DIFFÉRENTS SERVICES À DIFFÉRENTS ENDROITS DU RÉSEAU

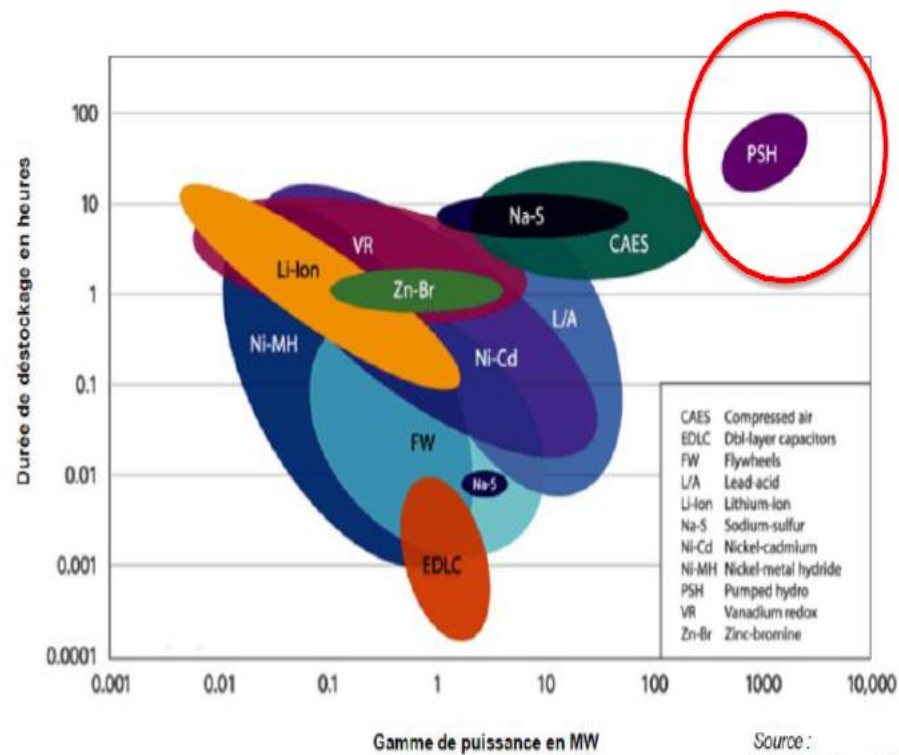


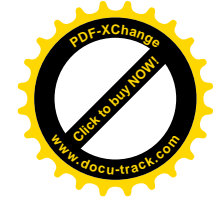
Le stockage, est-ce la bonne solution à l'intermittence ?

1. Les batteries inclus dans un système hybride

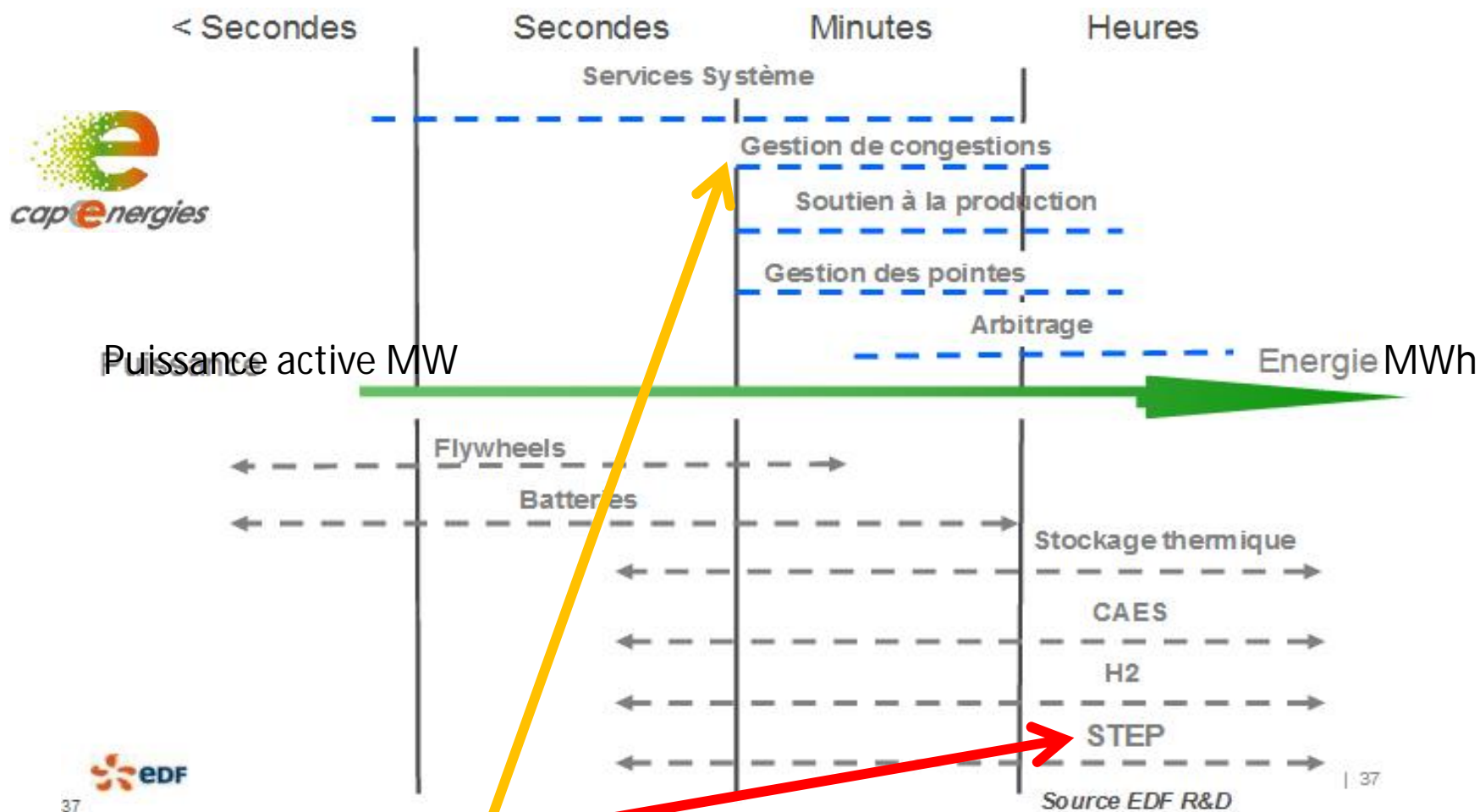
2. Les STEPs (stations de pompage hydro)

3. Le « power to gas » (hydrogène ou méthane) & « gas to power »





Croisement : Services / Technologies de stockage



37

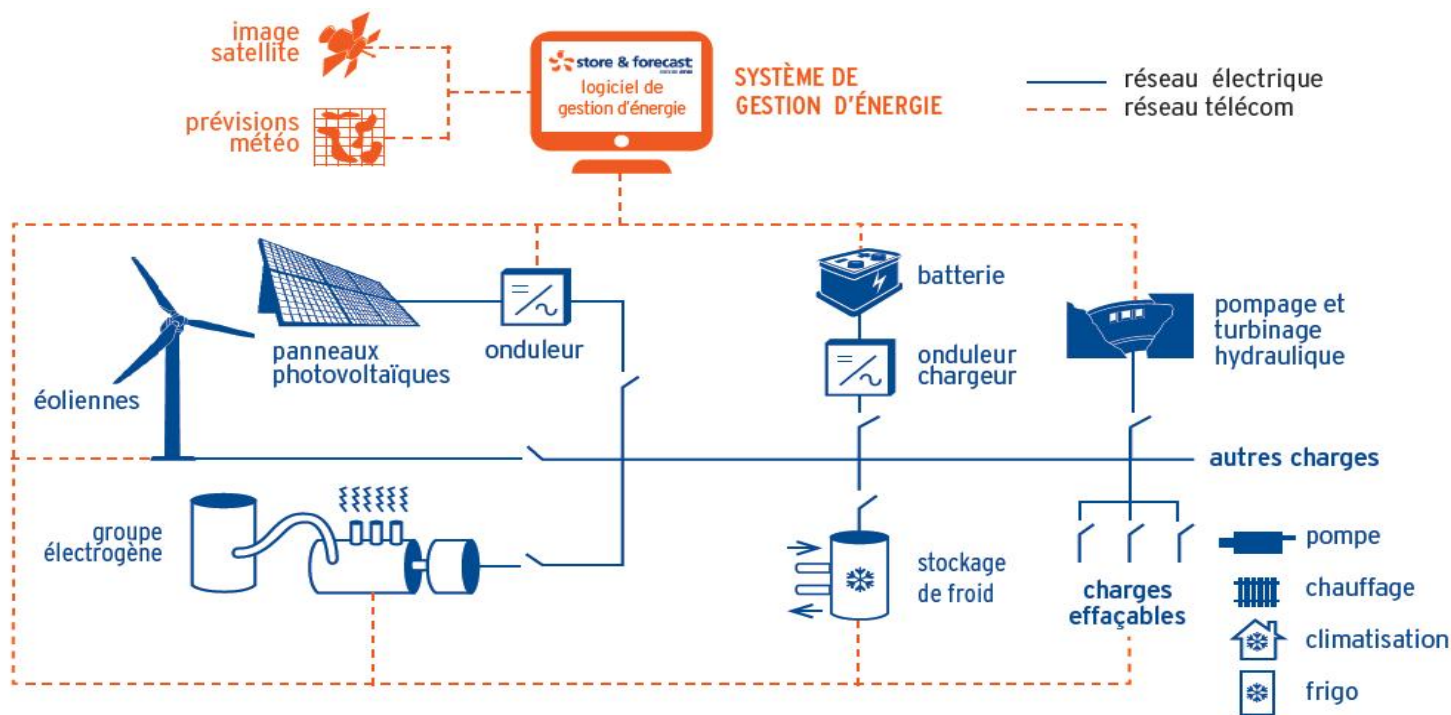
| 37

Puissance réactive MVar



Systeme hybride avec batteries : schéma de principe

Les batteries permettent aux producteurs, gestionnaires de réseaux et plus généralement à tous les clients auto-producteurs d'optimiser à la fois le fonctionnement et l'exploitation de leurs installations .





Exemple de projets dans « nos » îles



Le besoin de stockage dans les îles s'est d'abord exprimé pour apporter une solution à l'intermittence de la production photovoltaïque. Plusieurs réalisations industrielles ont été mise en service avec différents types de batteries dans le cadre d'un appel de la CRE. Les fonctions de soutien de fréquence et de régulation de tension ont aussi été implémentées.



Ferme PV (5MWc) et batterie (2MW-4,5 MWh). Toucan (Guyane). EDF EN



Batterie Li-ion. LG Chem

10/11/2015



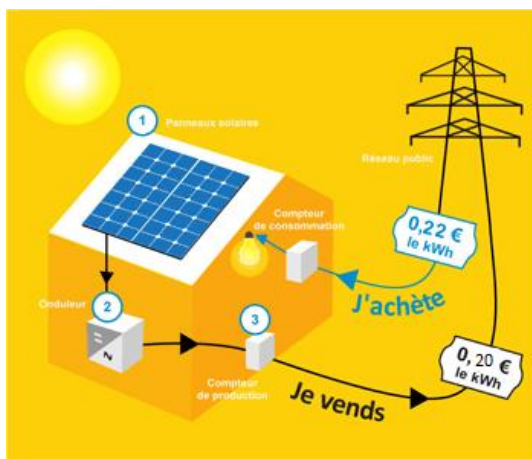
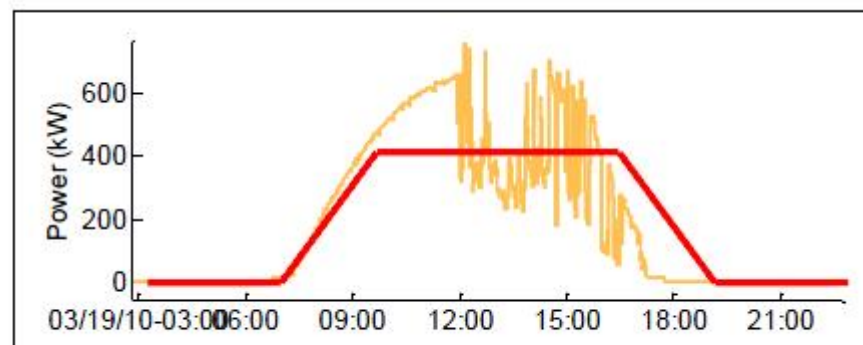
Batterie Sodium-Nickel. Zebra. Fiamm



Ferme PV (5MWc) et batterie (2MW- 4 MWh). Montjoly (Guvane). MSSE

Usage en // avec le PV

- ▶ Objectifs:
- ▶ **Limiter la variabilité et améliorer la contrôlabilité**
 - Rampe de montée/descente
 - Limiter la puissance maximale
- ▶ **Améliorer la prédictabilité**
 - Fournir des indications de production au préalable (1jour à 1heure)



Mais les stockages **coûtent CHER**

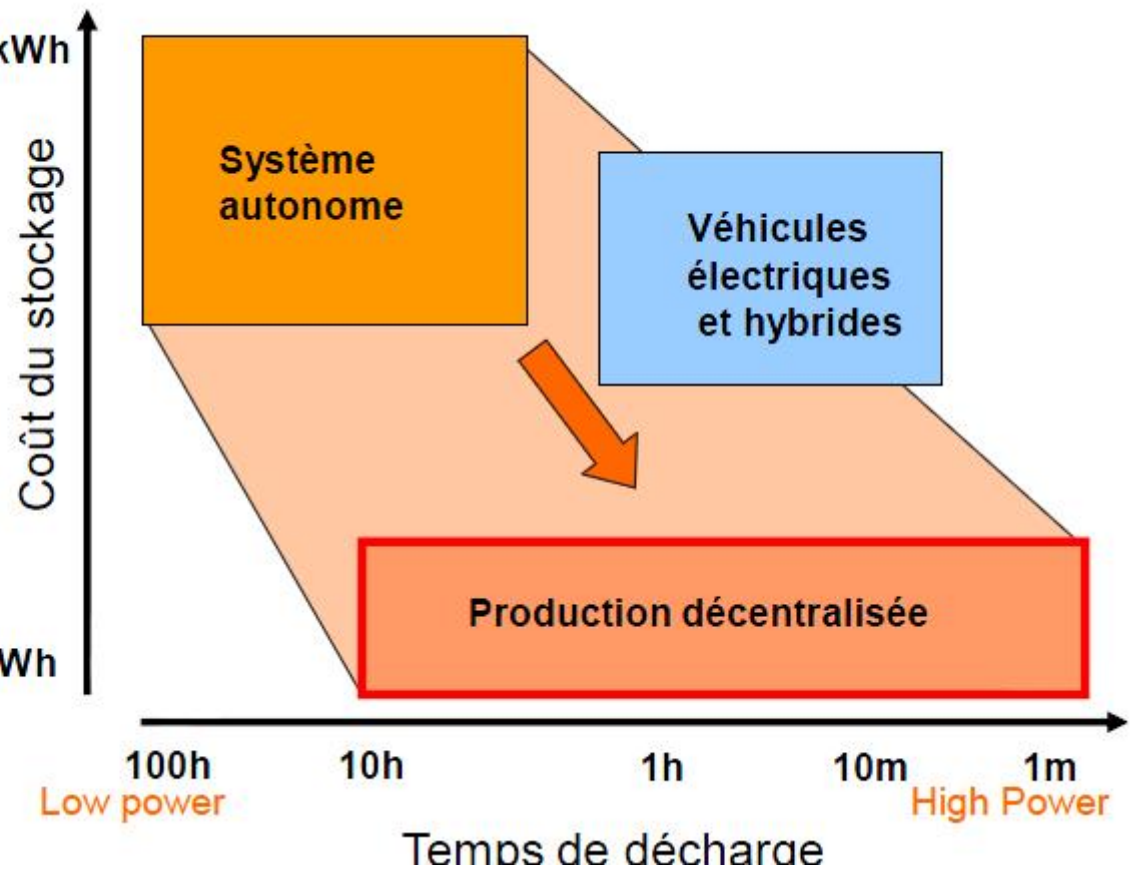
- ❑ 900 €/kW Capex système,
Pour 3000 cycles complets =>
 $900/3000 = 0,3 \text{ €/kWh}$ (300 €/MWh)
- ❑ 1 cycle/jour => durée de vie 10 ans
- ❑ Le cadre réglementaire est défavorable

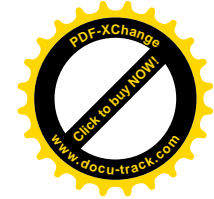
Coûts du stockage par Batteries



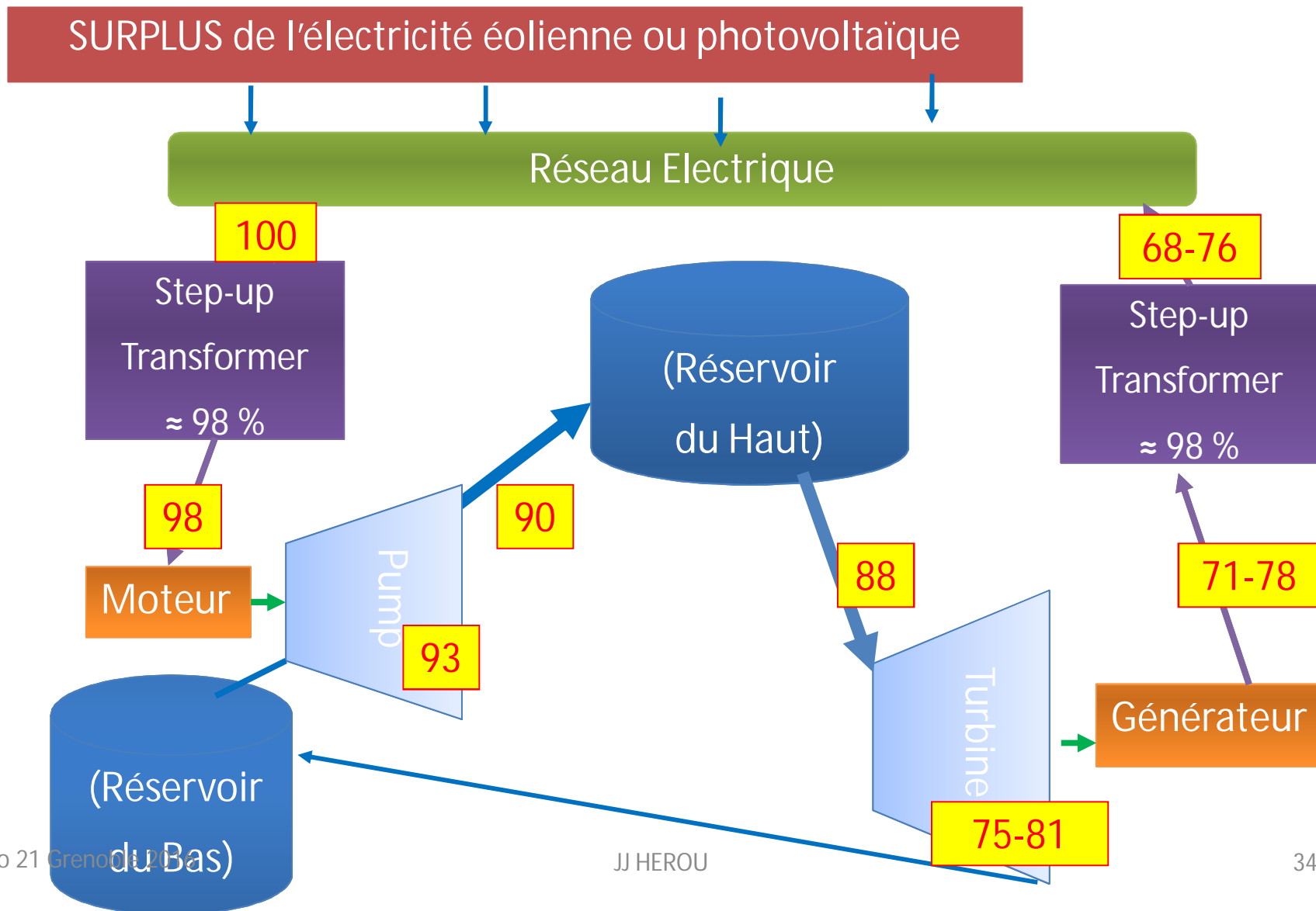
Secure Supply of: Energy 0,50€/kWh

Secure Supply of: Power 0,10€/kWh





Principe Energétique d'une **Fonction** STEP





Couts des STEP' => cible stockage

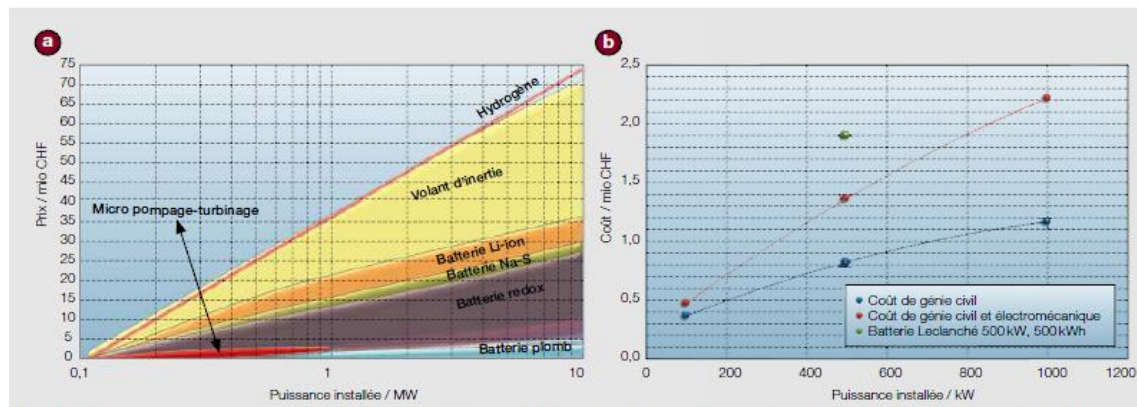
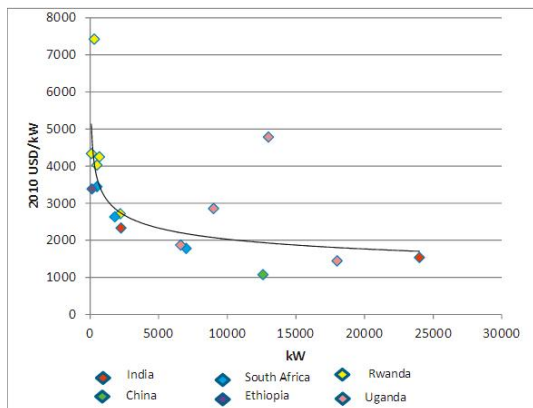


Figure 7 Comparaison des coûts d'investissement des différentes solutions de stockage à petite échelle d'une puissance inférieure à 10 MW (a) et

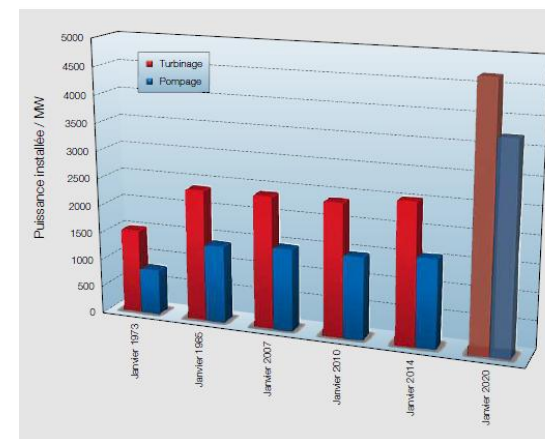
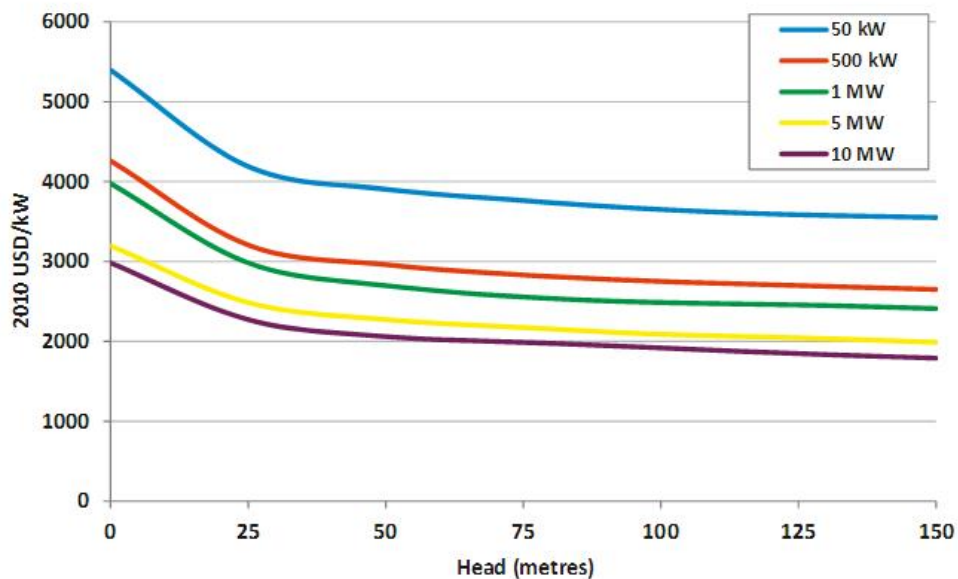
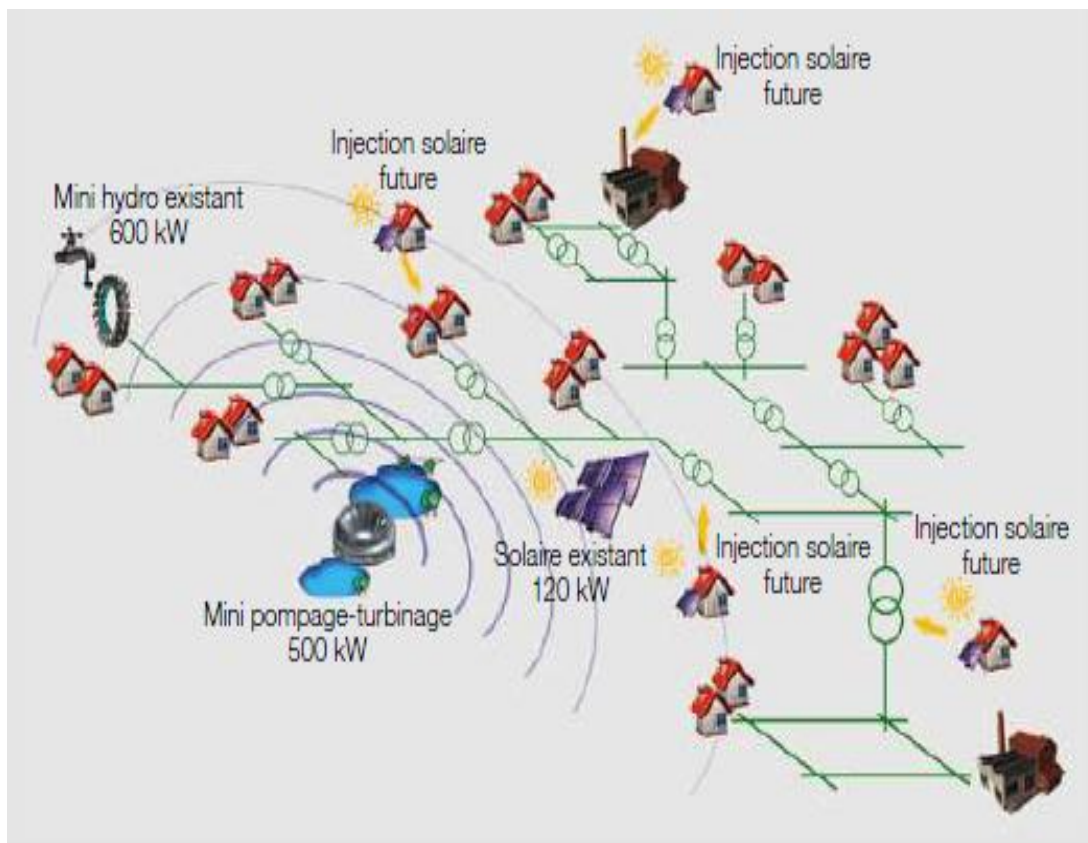


Figure 4 Statistique de l'évolution de la puissance installée en turbinage et en pompage en Suisse

Application en HTA

Services potentiels :



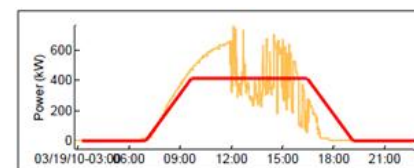
➤ Stockage et lissage de la production apres- midi solaire => aux pointes (décalage de 3 à 4 heures)

➤ Le déstockage de 1 kWh nécessite environ $\approx 1,5$ kWh ! À 100-150 €/MWh

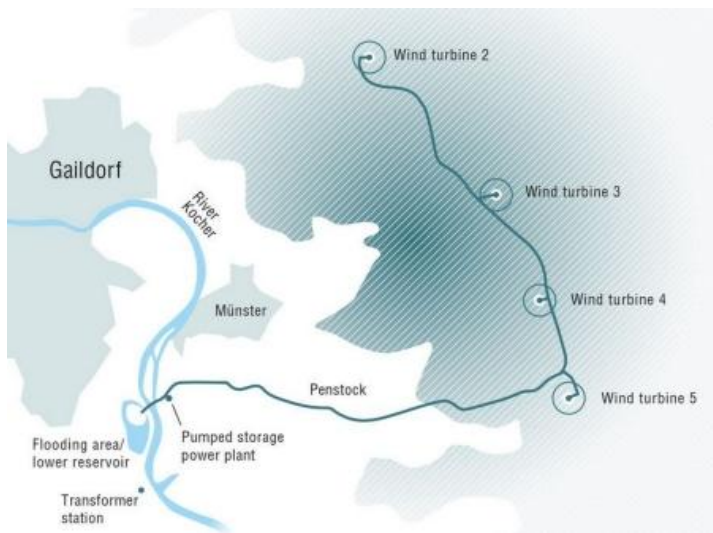
➤ Pompage possible sur le solaire

➤ Tenue de la tension durant 24 h et aussi fourniture d'inertie, + réaliste avec des Peltons.

➤ Smart System : évidemment



Usage en // avec l'éolien



Height differences of 150 to 350 meters between the lower reservoir and the reservoir basis of the wind turbines.

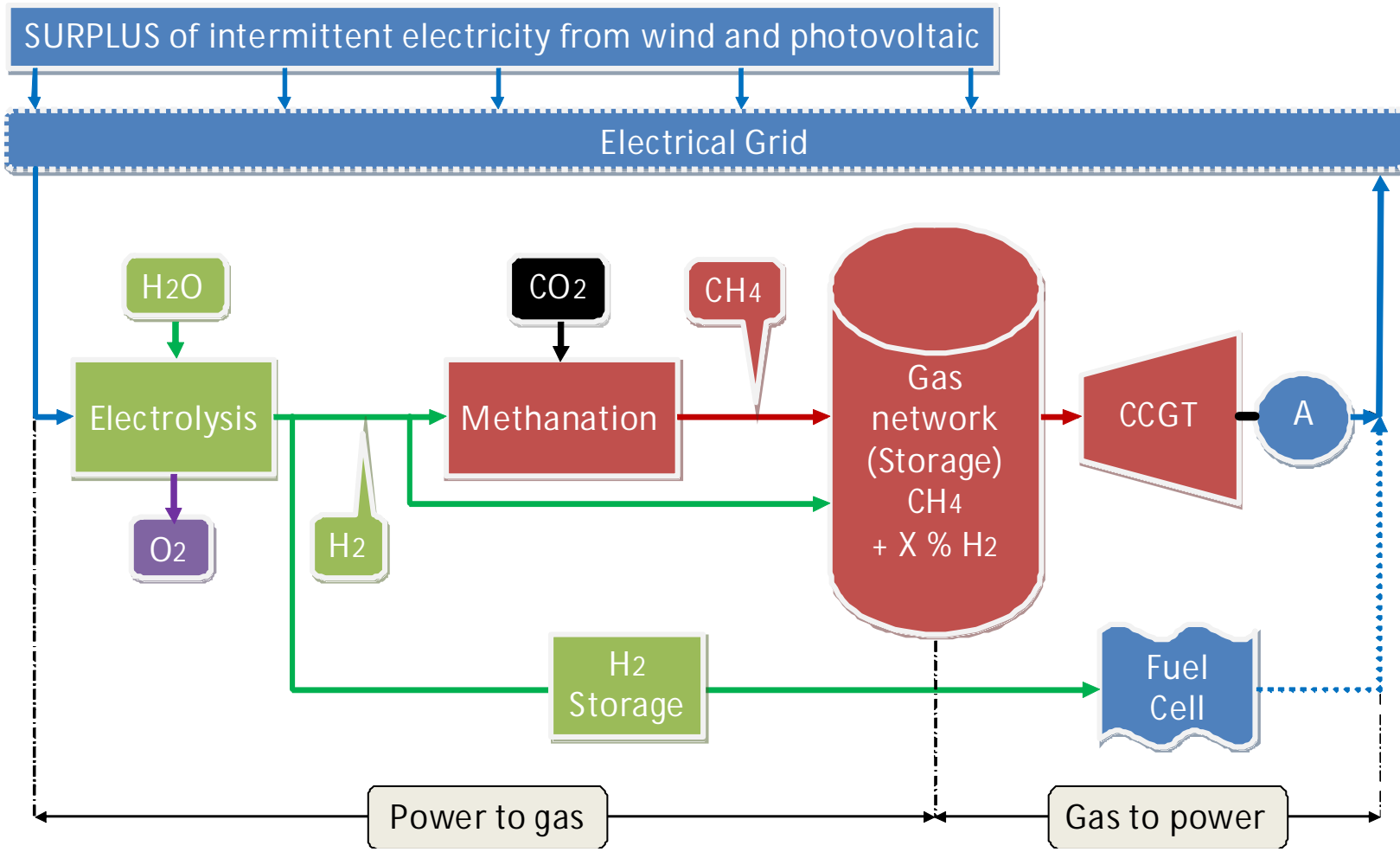
En construction en Allemagne
Pilot project combining
wind and pumped storage
hydro (Sept 2016) .

- ❑ Réservoir supérieur : un stockage partiel est au pied de chaque éolienne.
- ❑ 16 MW de STEP sur la Kocher River (réservoir inférieur)
- ❑ 4 éoliennes de 3 MW (GE 3.4 -137)

The project is funded with a € 7.15 million (US\$ 9.11 million) grant from the Environmental Innovation Programme of the Germany Ministry for the Environment



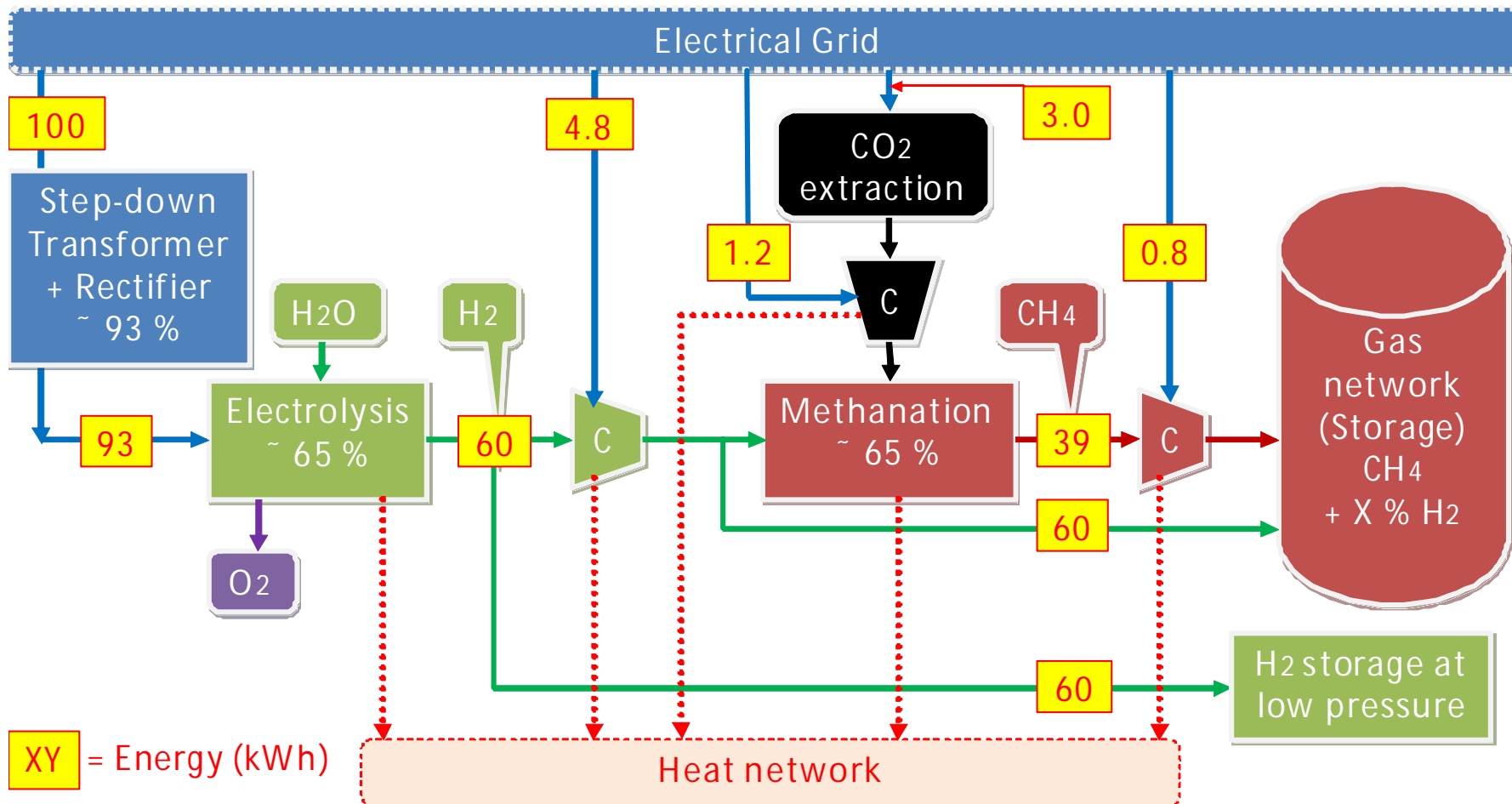
Cycle global H² : Elec/Elec.



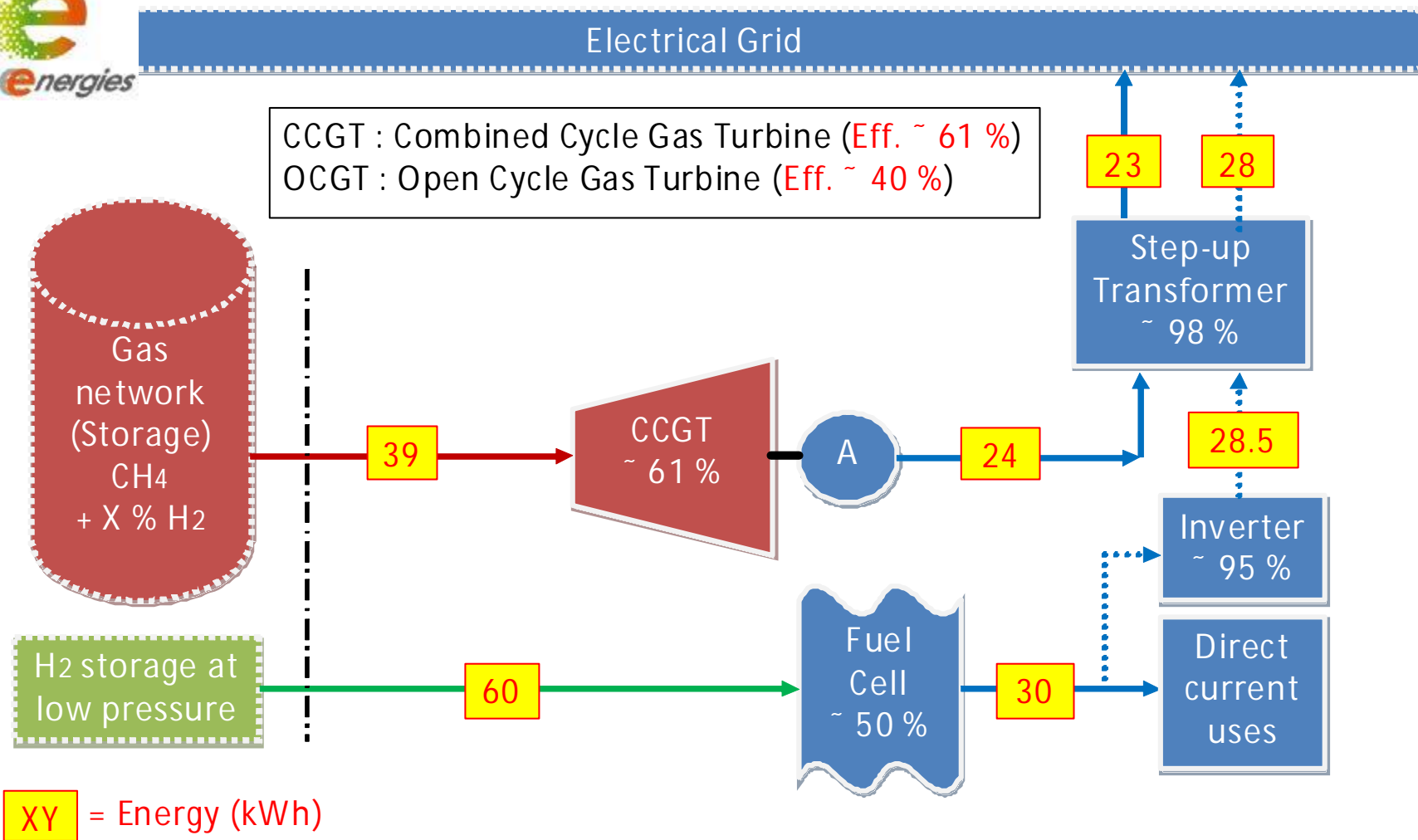


Electrolyse de l'eau « Power to Gas »

3.1 - "Power to gas" energy losses (1st part)



Génération d'électricité « Gas to Power »



Modèle économique simplifié : intégration sur le marché de l'électricité



Le modèle économique est très difficile à bâtir

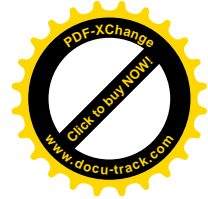
Business Plan Simplifié pour l'intégration dans le marché électrique

- Hypothèses prises :
 - Installation à Durée de vie ≈ 20 years – Taux d'intérêt $\approx 2\%$ – OPEX annuel $\approx 5\%$ du CAPEX annuel
 - Facteur de charge annuel estimé (en équivalent pleine capacité) :
 - For input electricity : $\approx 20\%$ or $\approx 1,750$ hours / year (Intermittent electricity SURPLUS ONLY)
 - For output electricity : $\approx 4\%$ or ≈ 350 hours / year (Peak-demand conditions ONLY)

* CAPEX + OPEX amortissements :

Amortization base →		Annual CAPEX + OPEX by installed output kW (€/kW/year)	CAPEX + OPEX by SOLD kWh (1) (c€/kWh)
Methanation scheme	Today Efficiency	$\approx 420 + 70 = 490$	$\approx 24 + 20 = 44$
Methanation scheme	Future Efficiency	$\approx 290 + 70 = 360$	$\approx 17 + 20 = 37$
Hydrogen scheme	Today Efficiency	$\approx 210 + 96 = 306$	$\approx 12 + 27 = 39$
Hydrogen scheme	Future Efficiency	$\approx 135 + 95 = 230$	$\approx 8 + 27 = 35$

(1) 1,750 hours / Year for "Power to gas" & 350 hours / Year for "Gas to Power"



Synthèsepeut-être

➤ Un retour sur ..

Ce sur quoi les journalistes s'excitent....

N'oubliez pas tous ces transparents
et oubliezles journaux.

Mais ayez de l'imagination et regardez votre bourse,
car ... ce n'est pas un puits sans fond.

Merci à Mme Cécile Münch

& à Messieurs

Jancovici

Percebois

Criqui

Sapy et tous ceux que j'ai interprété...