Energétique électrique

Bernard Multon

▶ **To cite this version:**

Bernard Multon. Energétique électrique : Généralités sur l'énergie électrique, conversions en électricité Aérogénérateurs électriques Génération photovoltaïque Stockage de l'énergie électrique . Master. Bruz, France. 2015, 170 (environ 340 diapositives). cel-01246815v1

HAL Id: cel-01246815

https://cel.hal.science/cel-01246815v1

Submitted on 19 Dec 2015 (v1), last revised 27 Dec 2017 (v2)

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Bernard MULTON
Département de Mécatronique - Ecole Normale Supérieure de Rennes

Energétique électrique

Généralités sur l'énergie, conversions en électricité
(ce diaporama)

Aérogénérateurs électriques (diaporama 2)

Génération photovoltaïque (diaporama 3)

Stockage d'énergie électrique (diaporama 4)

Unités d'énergie

Système international : le joule ***J***

Facture d'électricité : le kilowattheure ***kWh***

1 kWh = 3600 000 J = 3,6 10^6J (MJ)

Carburants : tonne équivalent pétrole ***tep***

1 tep <=> 11 600 kWh

Notation en puissance de 10

k	kilo = 1000	= 10^3
M	méga = 1000 000	= 10^6
G	giga	= 10^9
T	téra	= 10^{12}
P	péta	= 10^{15}
E	exa	= 10^{18}

(attention 1 TWh = 10^{12} Wh et bien 10^9 kWh)

10 Gtep ≅ 116 000 TWh ≅ 420 EJ

Bilan de quelques équivalences entre unités

1 Wh = 3600 J	(1 kWh = 3,6 MJ)
1 tep ≅ 11 600 kWh	(1 Gtep ≅ 11 600 TWh)
1 tep ≅ 41,7 GJ	(1 Gtep ≅ 41,7 EJ)
1 baril (159 l ou 140 kg) ≅ 1700 kWh	
1 BTU (British Thermal Unit) ≅ 252 cal ≅ 1050 J	
1 quad BTU : 10^{15}BTU ≅ 290 TWh ≅ 25 Mtep	

1 BTU = énergie pour accroître de 1°F une livre (pound, 453 grammes) d'eau

Valeurs énergétiques moyennes PCI/PCS de combustibles

(sauf pour l'uranium, réaction de fission)

Uranium natur. (fission)	120 000 kWh/kg
Hydrogène	34/39 kWh/kg
Fuel	11,6/12,4 kWh/kg
Essence	12,4/13,4 kWh/kg
GPL : Propane	12,8/13,8 kWh/kg
Butane	12,7/13,7

Gaz Naturel	13,8/15,3 kWh/kg
Charbon	7 à 9 / 9 à 10 kWh/kg
Bois	2 à 4 kWh/kg
Bagasse	2,2 kWh/kg
Ordures ménagères	0,3 à 0,5 kWh/kg

PCI = pouvoir calorifique inférieur (lower heating value: LHV)
PCS = pouvoir calorifique supérieur (higher heating value : HHV)

Des ressources primaires aux services énergétiques

Ressources primaires
disponible dans la nature

Non renouvelables
fossiles
(charbons, pétroles, gaz naturel),
fissiles
(uranium, thorium)

Renouvelables
rayonnement solaire
et **sous-produits** :
hydro, vent, houle, biomasse
chaleur géothermique
interaction gravitationnelle
terre-lune-soleil (marées)

Pertes
de transformation,
de distribution…

Energie finale
Commercialisable,
directement utilisable

Combustibles liquides
essence, gasoil,
kérosène, éthanol, biodiesel…

Combustibles gazeux
gaz naturel livré au compteur,
biogaz, hydrogène…

Combustibles solides
charbon conditionné,
plaquettes et granulés de bois

Chaleur
(distribuée dans les
réseaux de chaleur)

Electricité
Livrée au compteur (BT ou HT)

Pertes
de conversion

Services énergétiques

Éclairage

Froid

Chaleur
(basse et haute températures)

Mobilité
(terrestre, navale, aérienne)

Force motrice
(ventilation, pompage,
divers processus…)

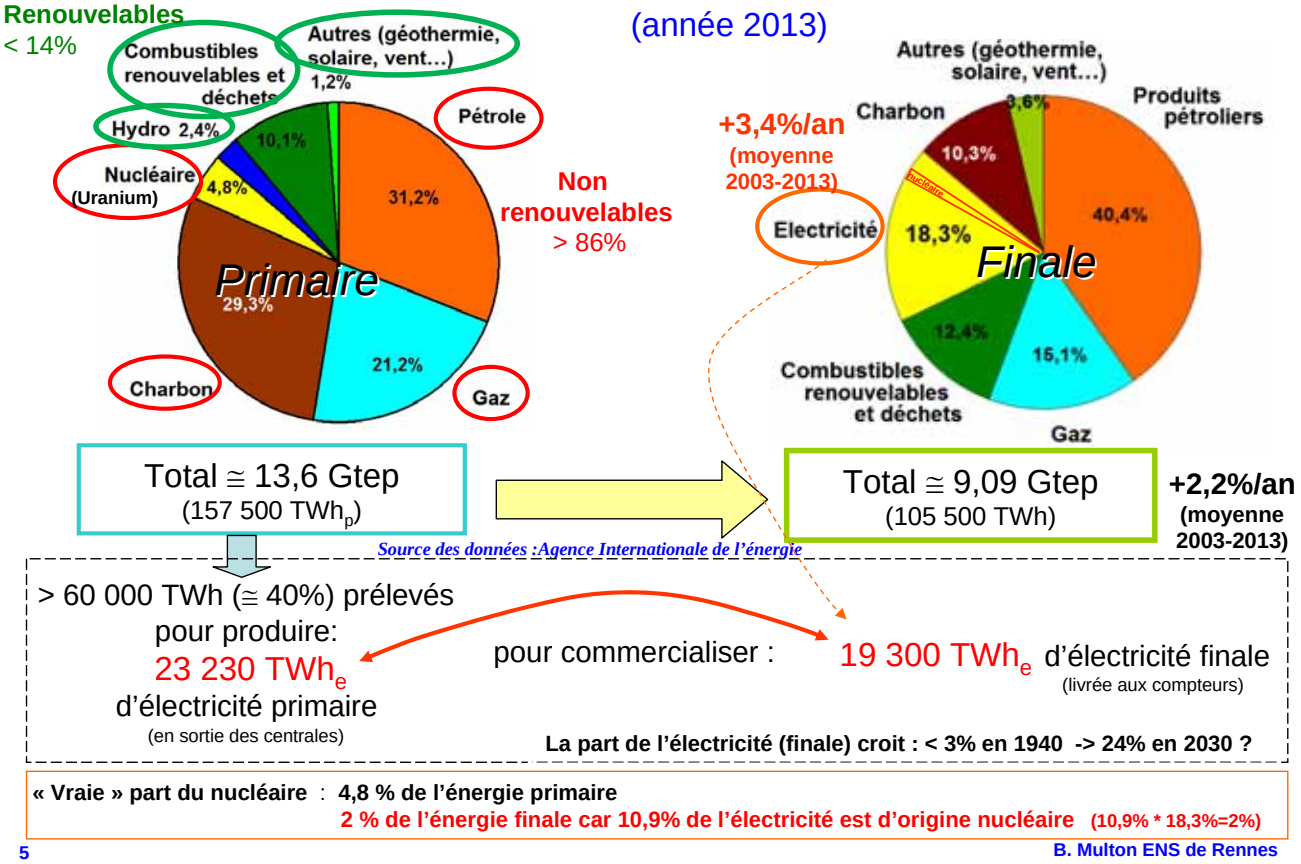
Processus
Industriels

Traitement
de l'information

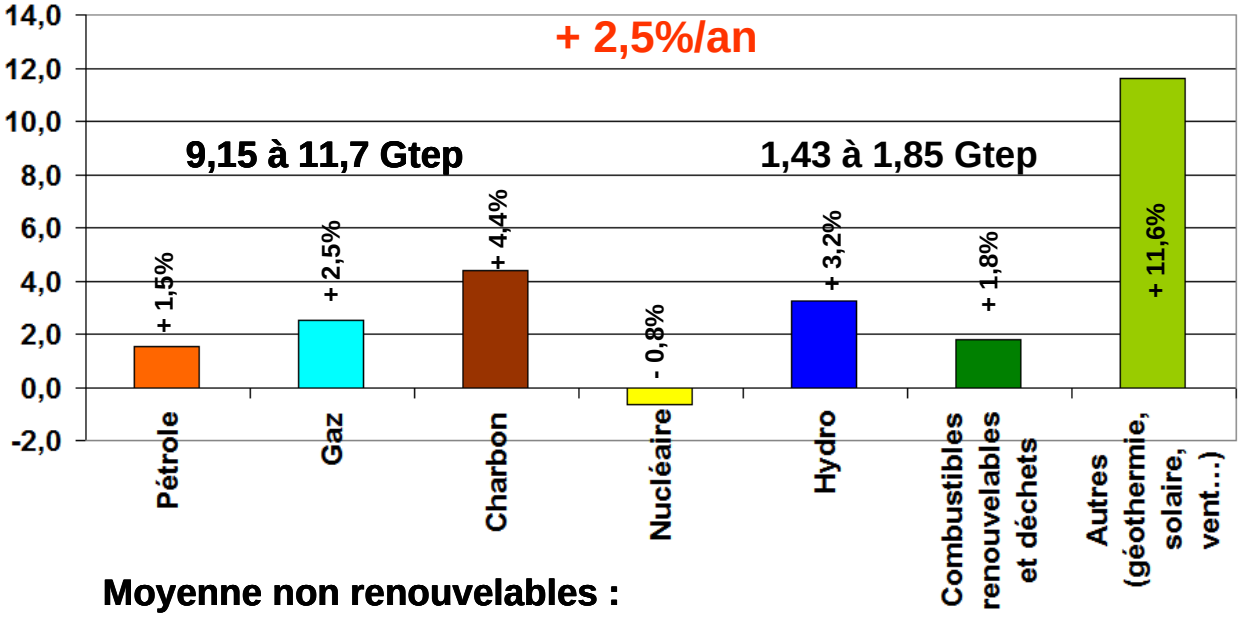
Etc…

Bilan énergétique mondial : décryptage et place de l'électricité

(année 2013)



Evolution de la consommation d'énergie primaire par source en 2013 Moyennes sur 10 ans (2003-2013)



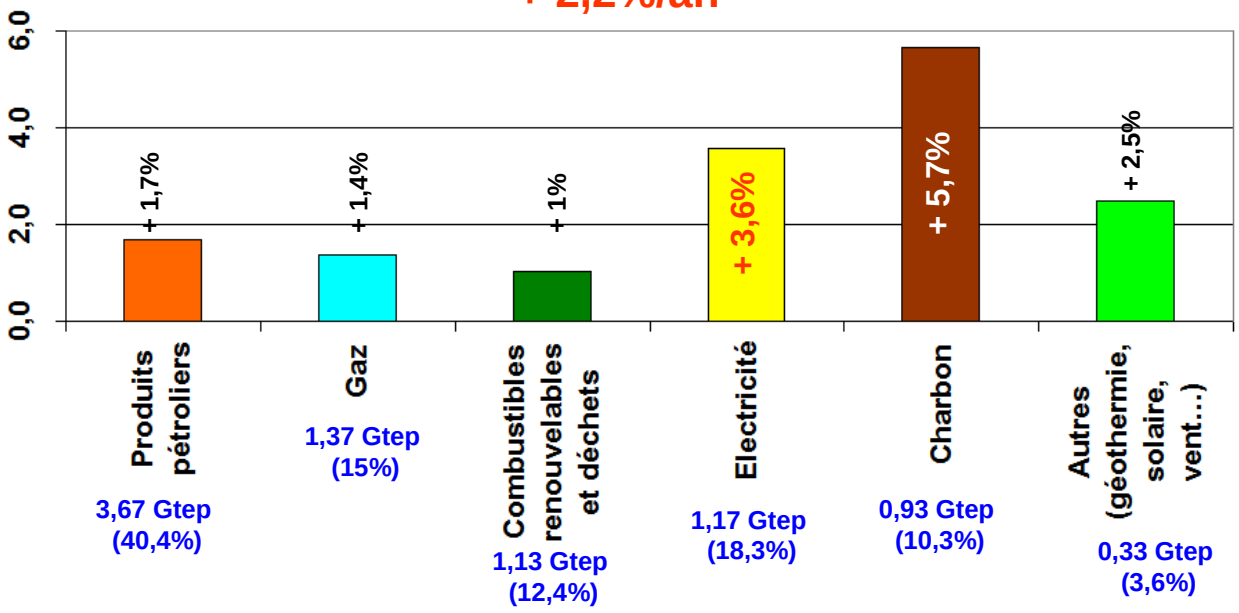
Moyenne non renouvelables : 2,5%/an

Moyenne renouvelables : 2,6%/an

Source des données :Agence Internationale de l'énergie

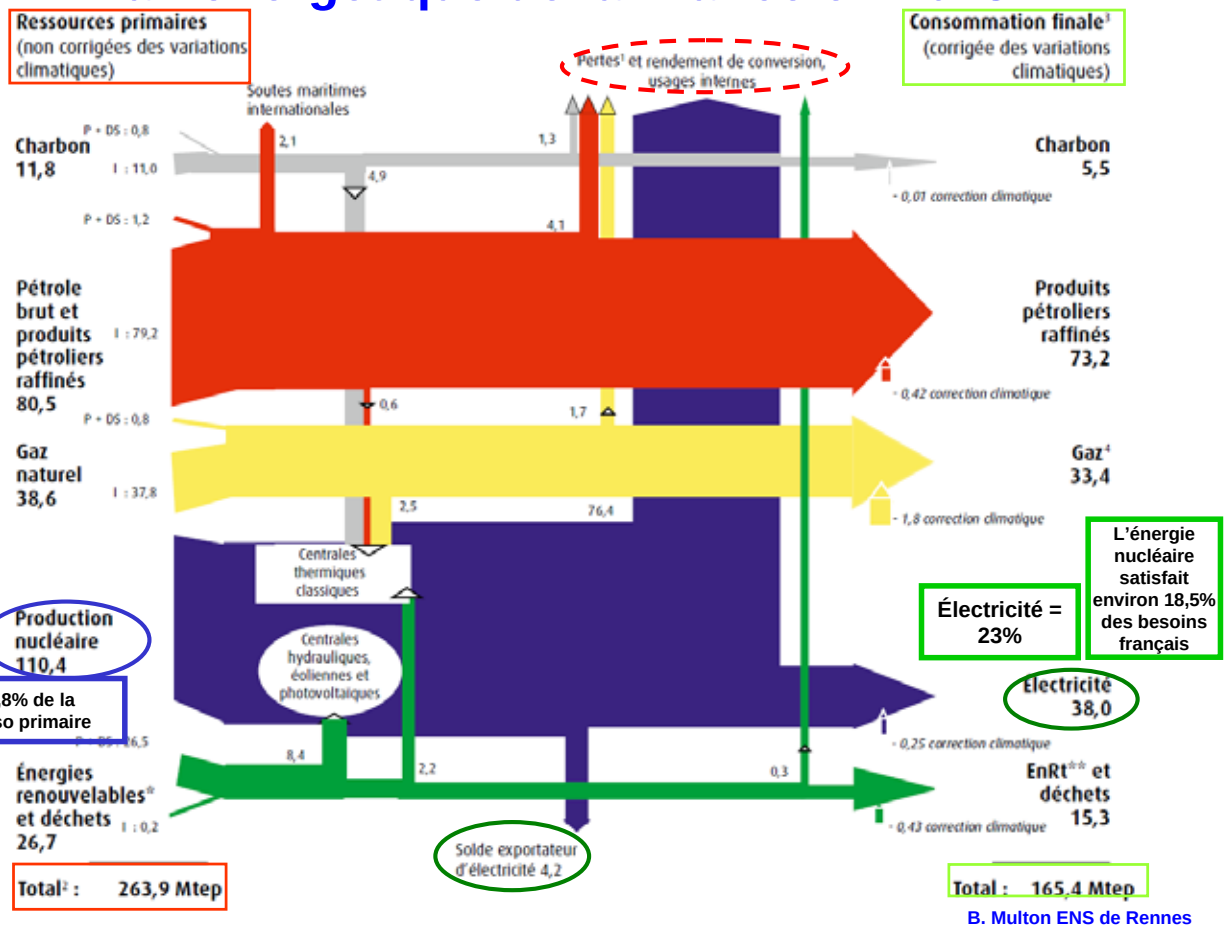
Evolution de la consommation d'énergie finale par forme en 2013 Moyennes sur 10 ans (2003-2013)

+ 2,2%/an



Source des données :Agence Internationale de l'énergie

Bilan énergétique de la France en 2013



Source
http://www.developpement-durable.gouv.fr/
Chiffres clés de l'énergie en France - rapport annuel fév. 2015

Rendement en « production » d'énergie finale

Exemple 1 : à partir d'un combustible non renouvelable (procédé thermodynamique)

Rendement : entre 30% (nucléaire) et 60% (cycles combinés : combustion + vapeur)

Pour « produire » 1 kWh électrique (kWh_e) avec un rendement de 30%,
on « consomme » 3,3 kWh (kWh_{pci}) de combustible

Si l'énergie entrante est non renouvelable, un mauvais rendement est associé à une dégradation irréversible (non renouv.) de matières premières énergétiques

Exemple 2 : à partir d'une ressource renouvelable

Cas d'un générateur photovoltaïque : rendement entre 8% et 30%

Si l'énergie entrante est renouvelable, un « mauvais » rendement a des conséquences totalement différentes :
- plus d'espace occupé
- convertisseur plus gros…

Mais l'**optimum de rendement sur cycle de vie, incluant la disponibilité des matières premières,** n'est pas forcément obtenu pour des valeurs élevées

Demande énergétique (toutes formes) et ressources non renouvelables et renouvelables

Les besoins en énergie des Hommes

Transports (personnes et biens) :

Eclairage

Cuisson

Chauffage

Froid

très dépendants du climat

Travail mécanique agricole, industriel

Process divers de l'industrie

Traitement de l'information

Divers

Les grands secteurs consommateurs d'énergie finale au niveau mondial

A la fin des années 1990

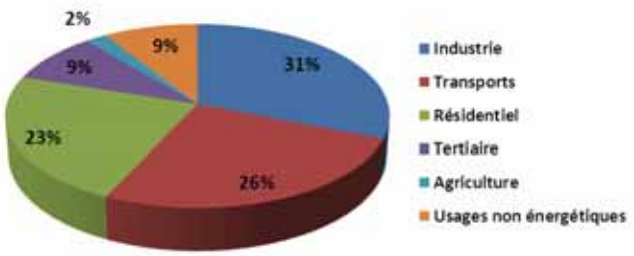
(% de la consommation d'énergie commerciale)	Industrie	Transport	dont Route	Résidentiel	Autres
Pays en développement	34,9	17,8	14,5	34,4	12,9
Afrique subsaharienne	14,3	11,8	8,5	68,9	5,1
Pays développés	30,7	29,8	23,3	21,4	18,1
Total Monde	**32,2**	**24,8**	**19,6**	**27,1**	**15,9**

Note: Les chiffres pour l'Afrique subsaharienne sont fragiles; ils sont une moyenne non pondérée des pays pour lesquels l'information est disponible (Angola, Bénin, Cameroun, Congo, RDC, Côte d'Ivoire, Gabon, Ghana, Kenya, Mozambique, Nigeria, Sénégal, Soudan, Tanzanie, Zambie, Zimbabwe)

Source: Calculs de l'auteur d'après l'Agence internationale de l'énergie (http://www.wri.org/wr-00-01/pdf/erc3n_2000.pdf)

Source wwww.iepf.org
Fiche Technique Prisme n°2, L'efficacité énergétique dans les transports

En 2011:



Les sources historiques

Le FEU à partir du BOIS ou d'huile : il a servi à presque tout.

La FORCE ANIMALE (bœufs, chevaux, chiens, dromadaires...)

L'EAU des rivières et des marées (moulins, forges...)

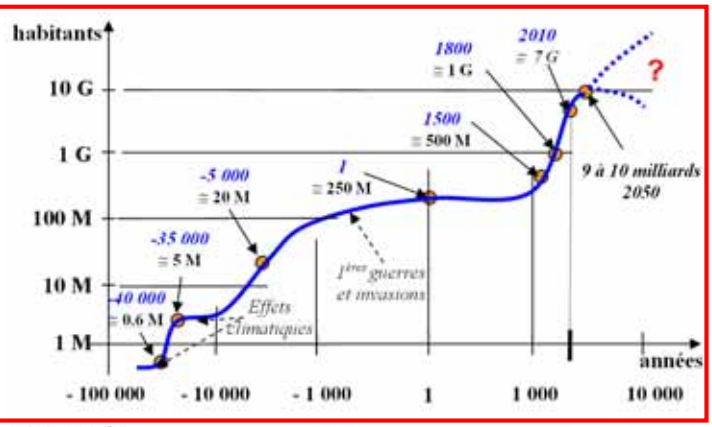
Le VENT (pompes, moulins...)

Les COMBUSTIBLES FOSSILES

AV J.C. Chine : forages pétrole, XIII^{è} siècle : charbon, début 1800 : gaz de houille, 1930 : gaz naturel

L'accès à une forme d'énergie abondante
a accéléré violemment le développement
de l'humanité (1 à 7 milliards en 200 ans)

Evolution
la population humaine
sur la terre :



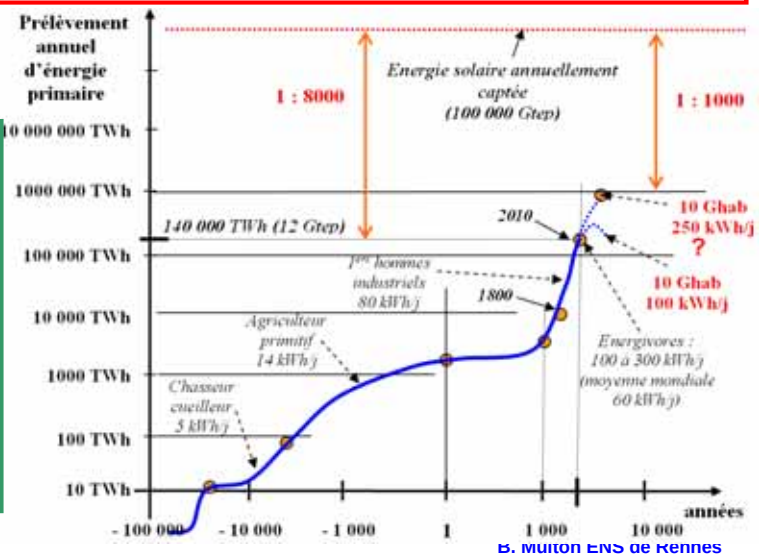
Consommation énergétique
des activités humaines :

Besoins métaboliques (nourriture) :
3,5 kWh/jour/personne

Energie primaire, par habitant :
(énergie commerciale, hors biens importés)

Moyenne mondiale : 60 kWh_p/j
Africain subsaharien : 10 kWh_p/j

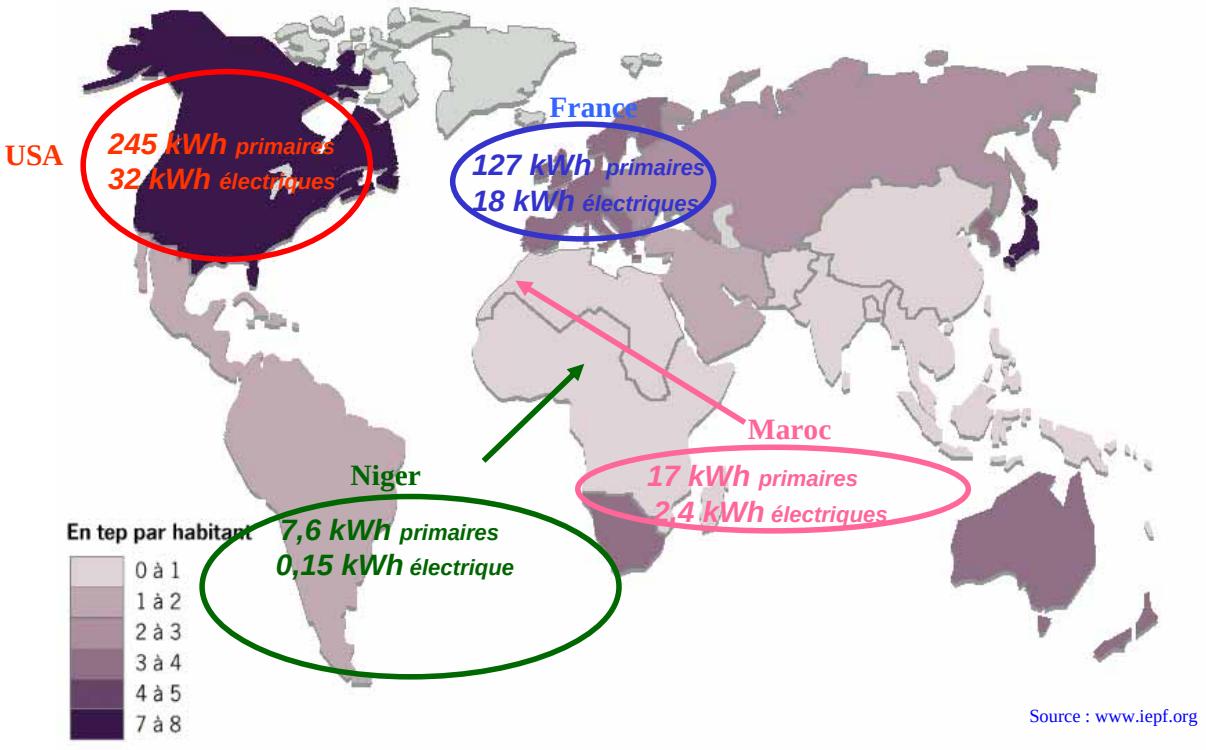
US américain : 250 kWh_p/j
Français : 130 kWh_p/j



Source image : auteur

Consommation intérieure d'énergie par habitant

(tous usages confondus, en kWh/j/hab en 2013



Source : www.iepf.org

1 tep/an/hab = 31 kWh/jour/hab

Ressources en matières premières énergétiques non renouvelables

Attention :

Ressources = quantités totales estimées en stock dans la nature

Réserves < ressources = quantités prouvées ou identifiées accessibles techniquement et économiquement

COMBUSTIBLES FOSSILES (charbon, pétrole, gaz naturel) **:**

entre 2000 et 5000 Gtep (400 à 600 pétrole – 250 gaz – 3500 charbon)

(Réserves prouvées < 900 Gtep)

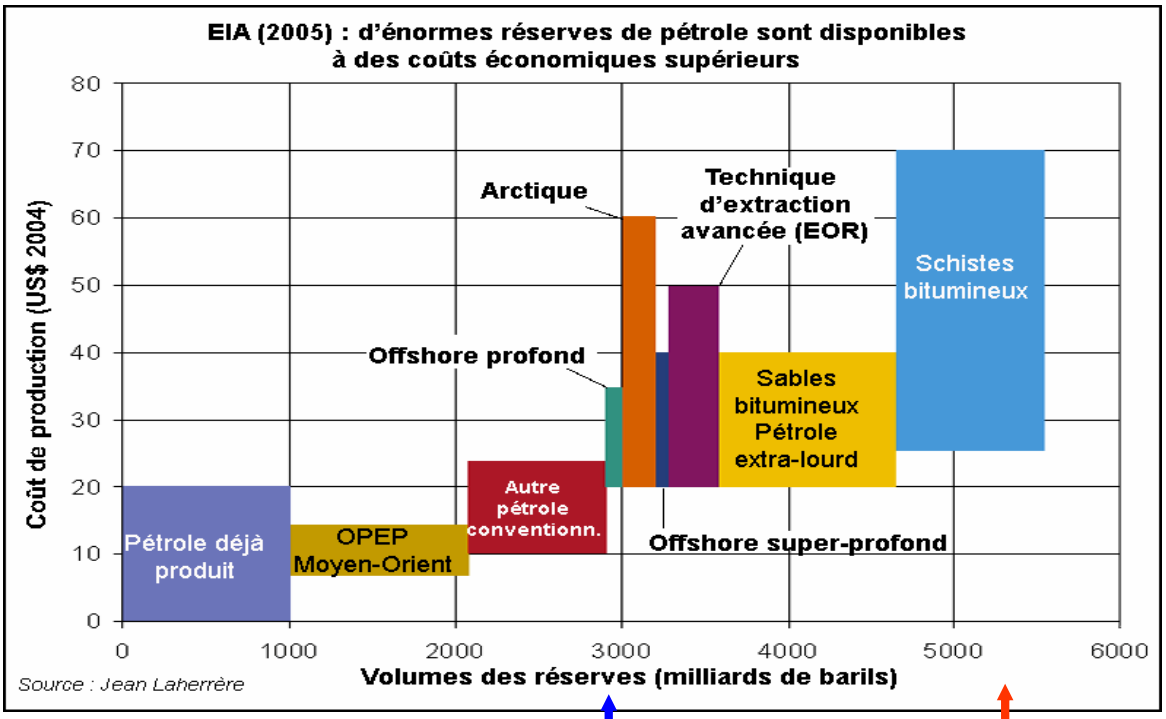
URANIUM FISSILE : environ 150 Gtep **(avec réacteurs actuels)**

(Réserves estimées < 60 Gtep)

RAYONNEMENT SOLAIRE AU SOL :

100 000 Gtep… par an !

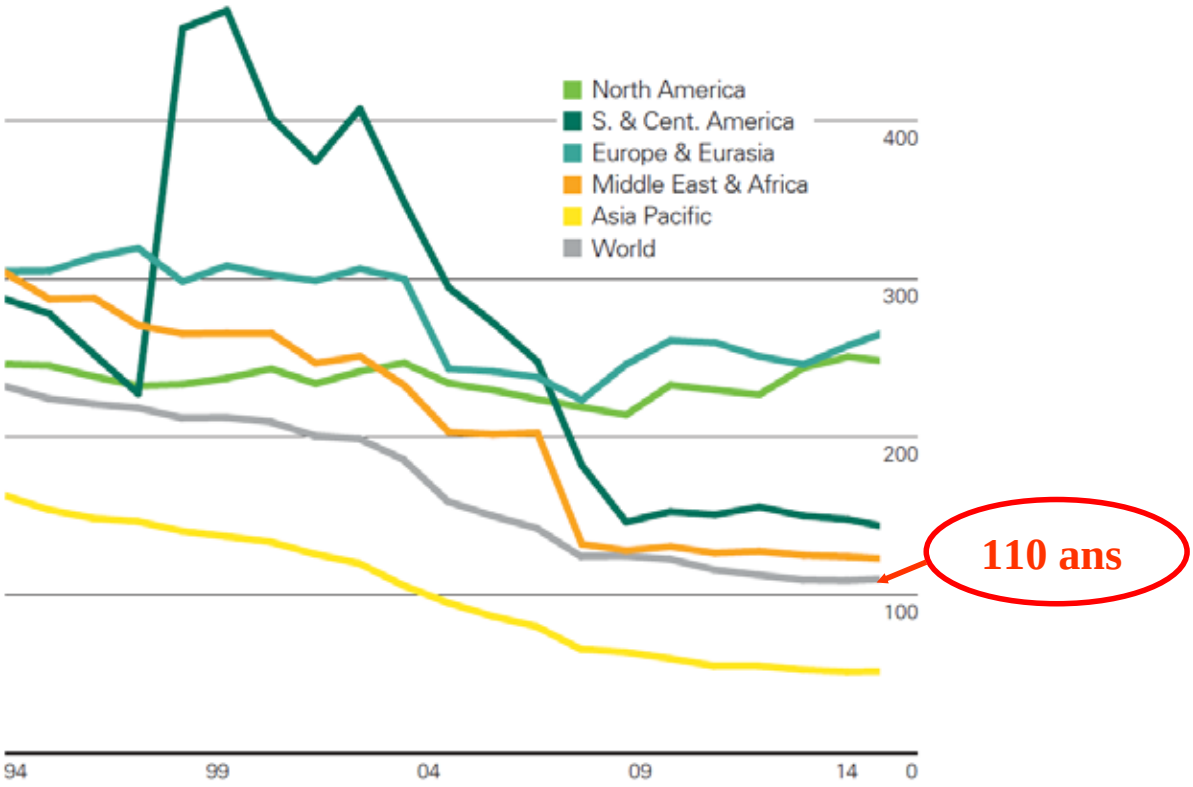
Réserves de pétrole : un problème de coût



Pétroles bon marchés : réserves < 400 Gtep

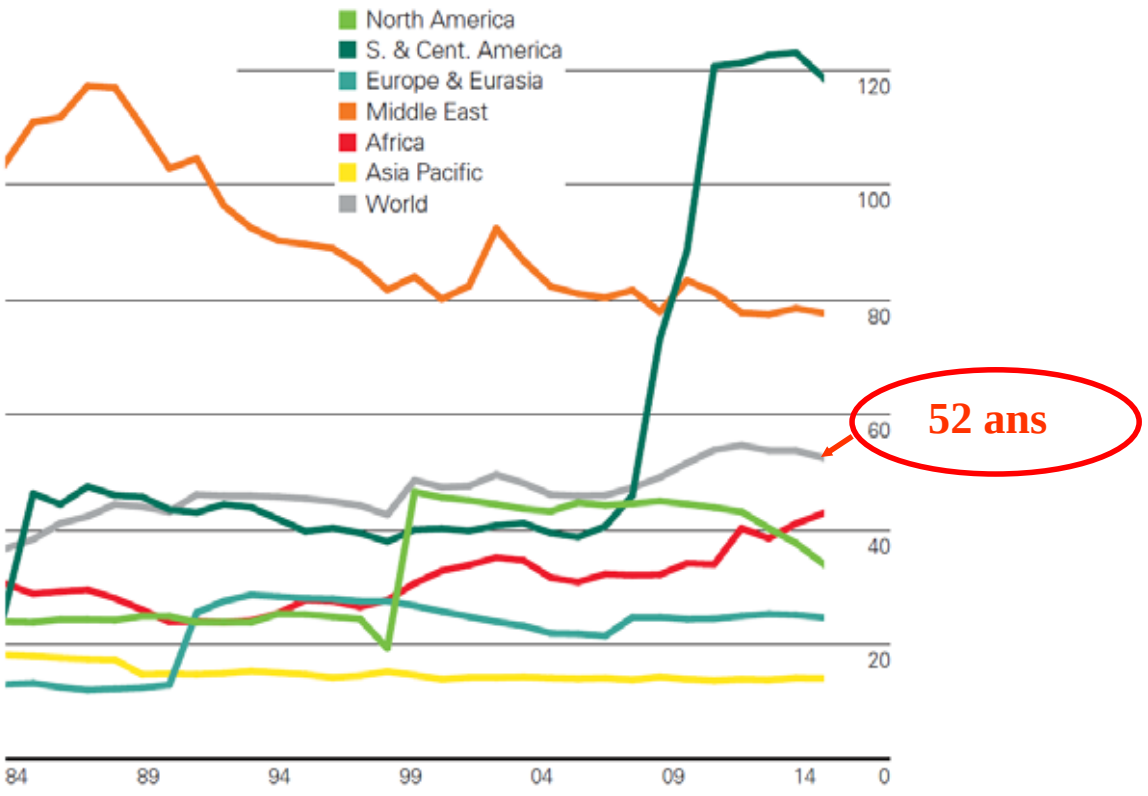
Pétroles chers réserves < 770 Gtep

Charbon : évolution du rapport R/P



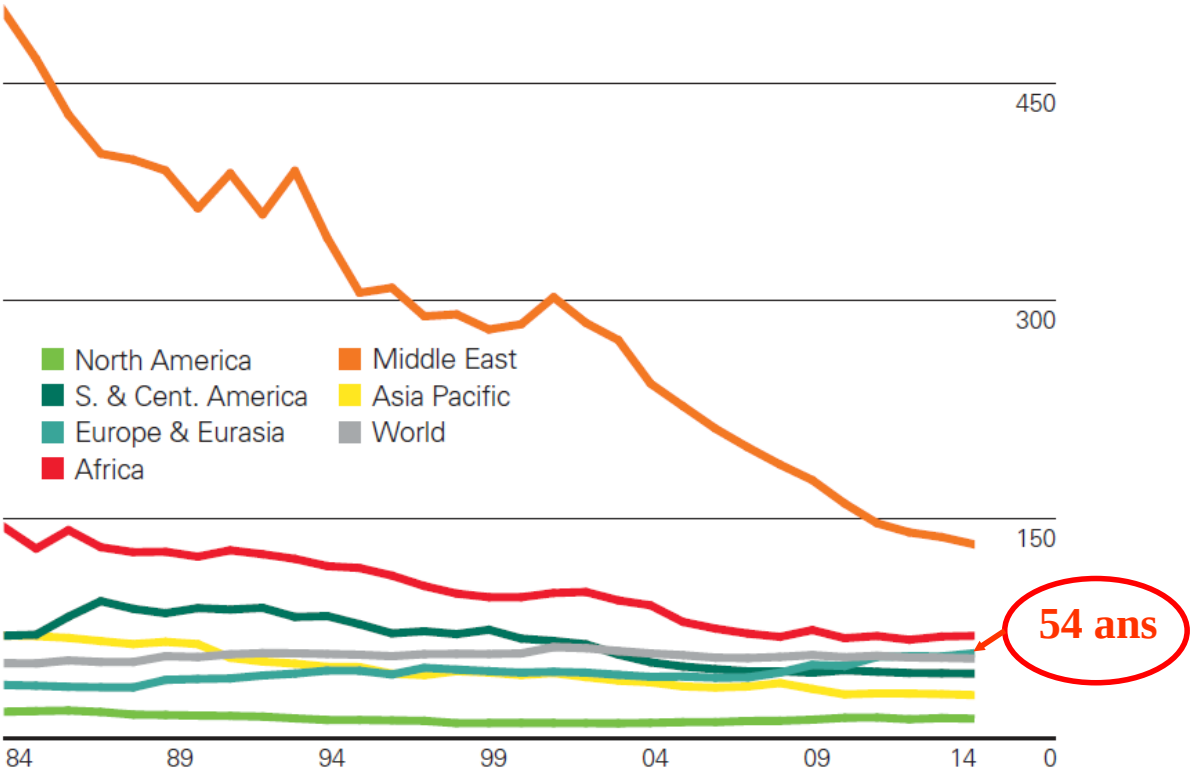
Source : BP Statistical review 2015

Pétrole : évolution du rapport R/P



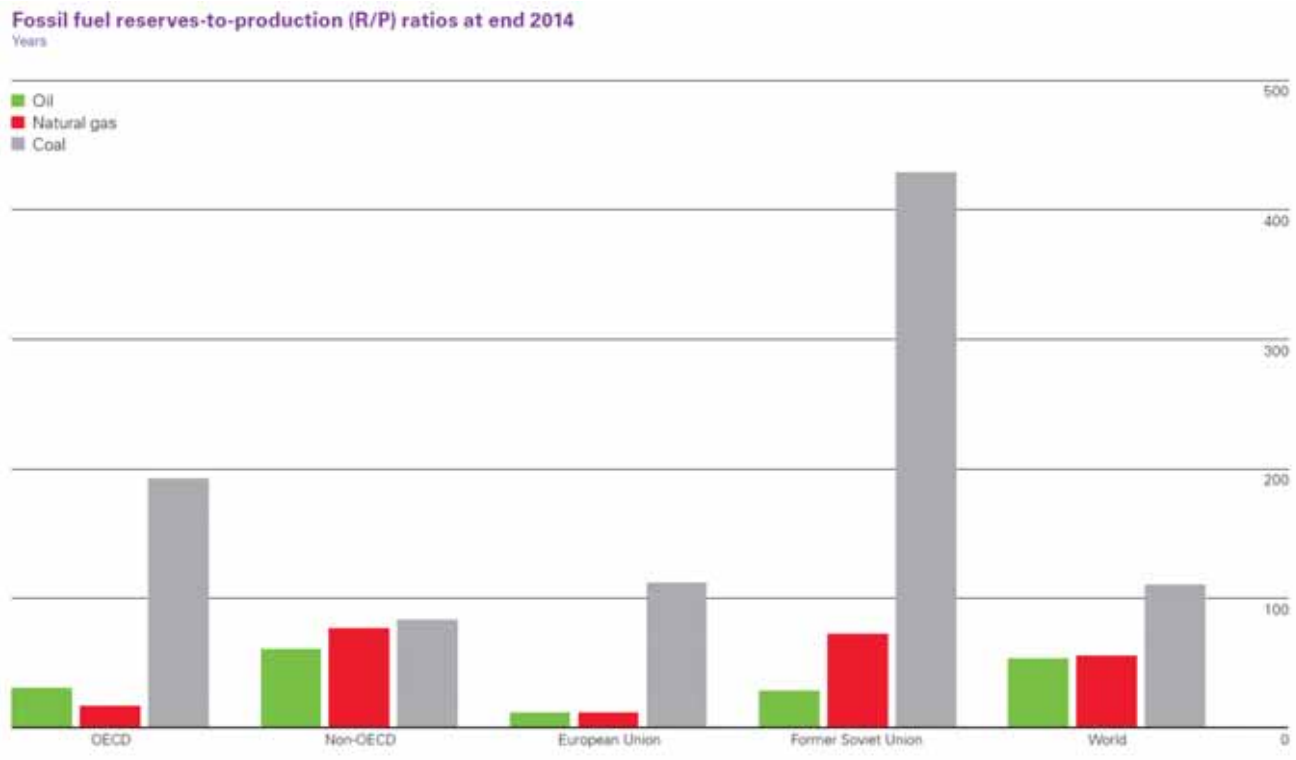
Source : BP Statistical review 2015

Gaz : évolution du rapport R/P



Source : BP Statistical review 2015

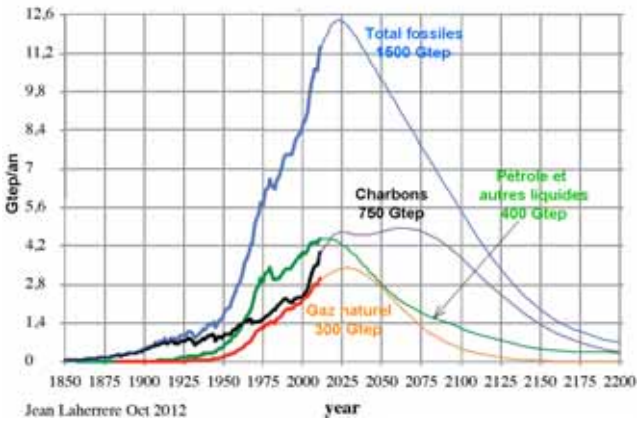
Combustibles fossiles : bilan du rapport R/P



Source : BP Statistical review 2015

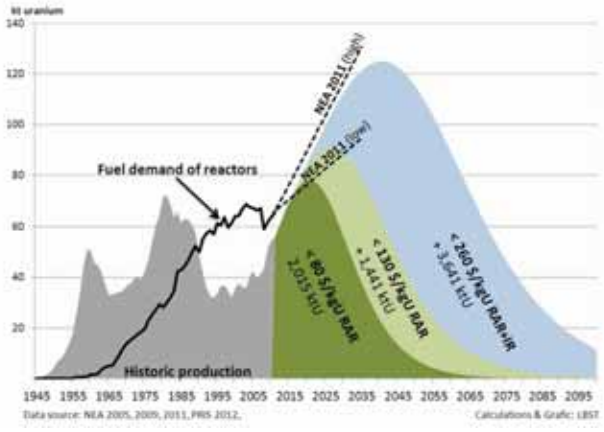
« Pic de Hubbert »

« Peak fossil »



Source : Jean Laherrere (ASPO)
Master OSE oct. 2012

« Peak uranium »



Source : Energy Watch Group, dec. 2013

L'uranium aussi s'épuise :

Réserves raisonnablement assurées + spéculatives : 3 Mtonnes à moins de 80$/kg

4 " " 130 "

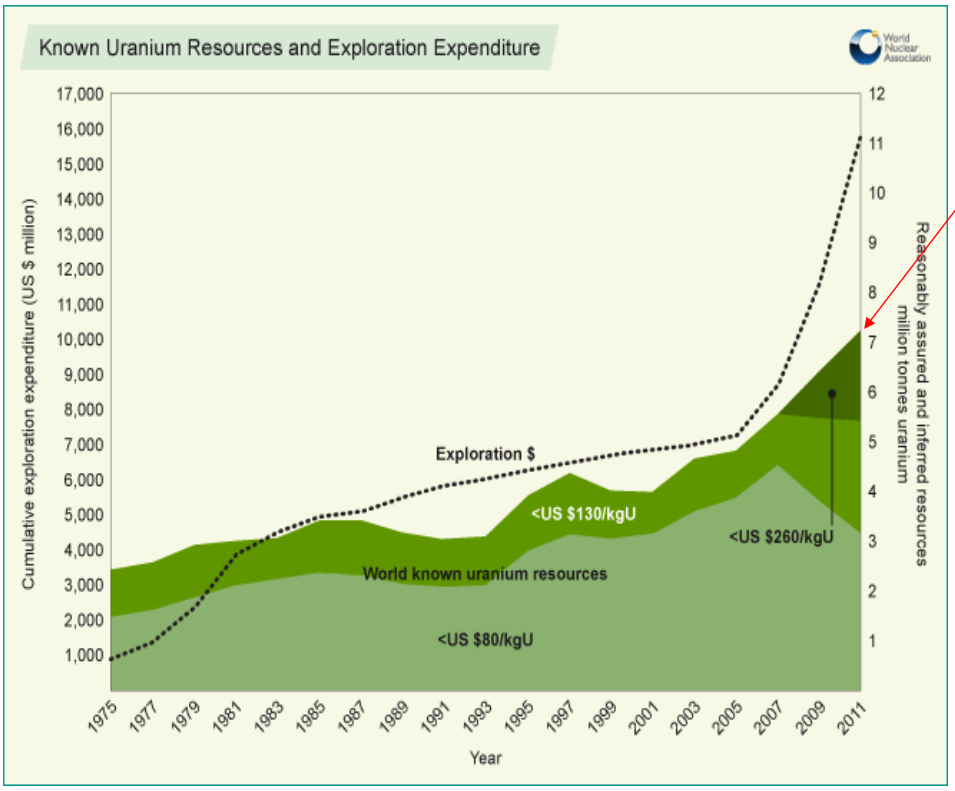
5 " " 260 "

5 Mtonnes = moins de 80 ans au rythme actuel

(4 ans pour satisfaire l'ensemble des besoins actuels)

Réserves spéculatives ultimes estimées : 12 Mtonnes

Evolution des réserves d'uranium

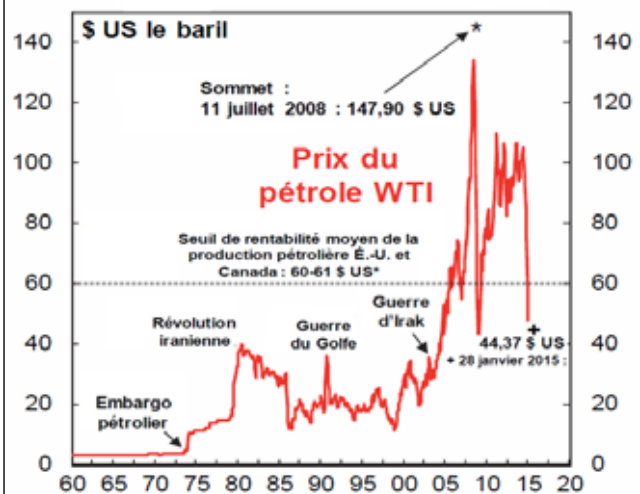


7 M tonnes
(raisonablement assurées et supplémentaires estimées)
à < 260 $/kg

un doublement des dépenses d'exploration et du prix d'extraction a permis d'augmenter de 25% les réserves…

Les cours des matières premières énergétiques fluctuent et affectent économie et stabilité politique…

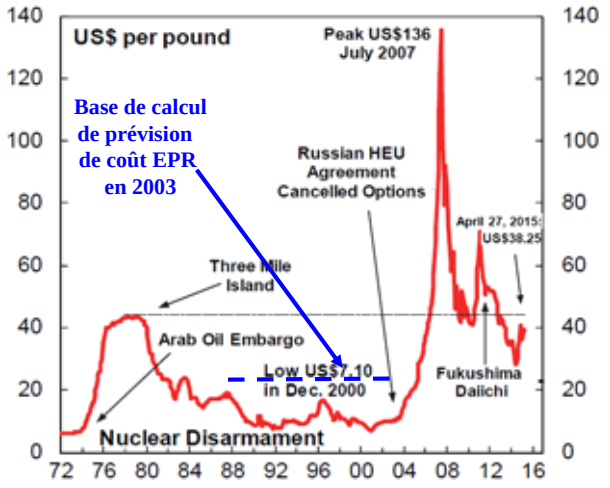
Le baril de pétrole brut : la référence



Et (en Europe), le prix du gaz naturel fluctue comme celui du pétrole…

source : banque Scotia

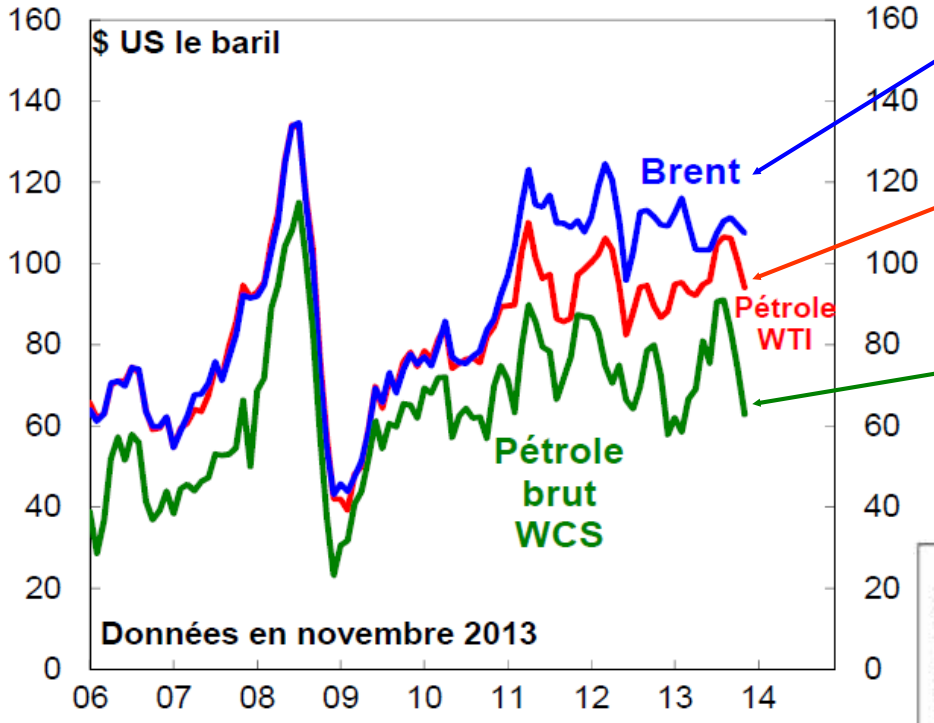
Le cours de l'uranium : également instable



10 $/lb = 26 $/kg

Fin 2014 : 40 $/lb
(49 $/lb contrats long terme)

Cas du pétrole : différentes cotations, en fonction des zones géographiques et de la qualité



Europe (mer du nord)

USA
(West Texas Intermediate ou Texas Light Sweet)

Canada
(Western Canadian Select Pétrole lourd Alberta)

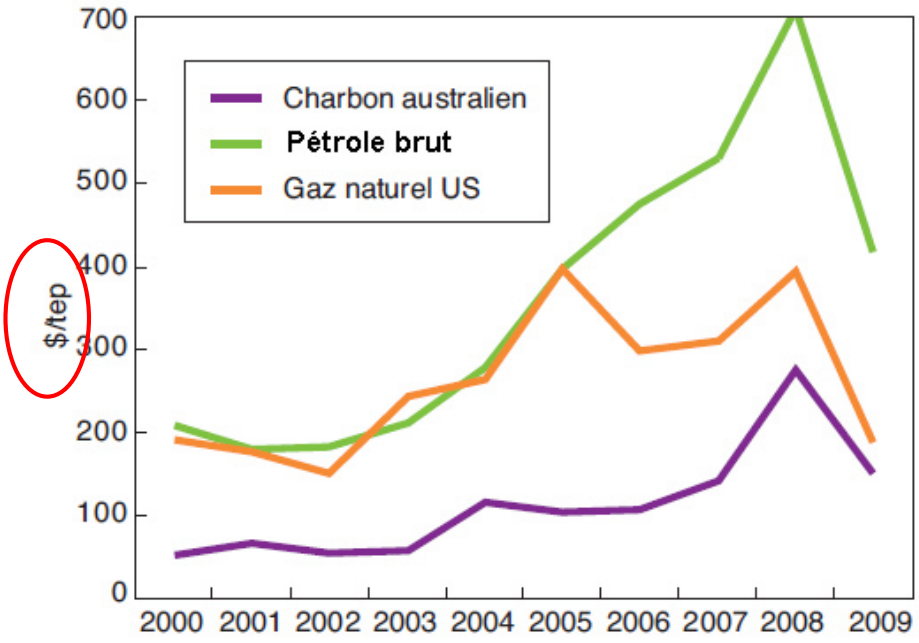
Différence de prix	Brent-WTI	WTI-Brut WCS
2006-2010	0,06 $ US	17,43 $ US
T1 2013	18,27 $ US	32,00 $ US
T3 2013	3,89 $ US	17,50 $ US
Octobre	8,89 $ US	26,24 $ US
Novembre	12,90 $ USe	31,29 $ US
Décembre	N. D.	39,13 $ US

Comparatifs WCS : TMX/Shorcan Energy Brokers

source : banque Scotia

Prix charbon, gaz et pétrole en $/tep

(en monnaire courante, non corrigée de l'inflation)

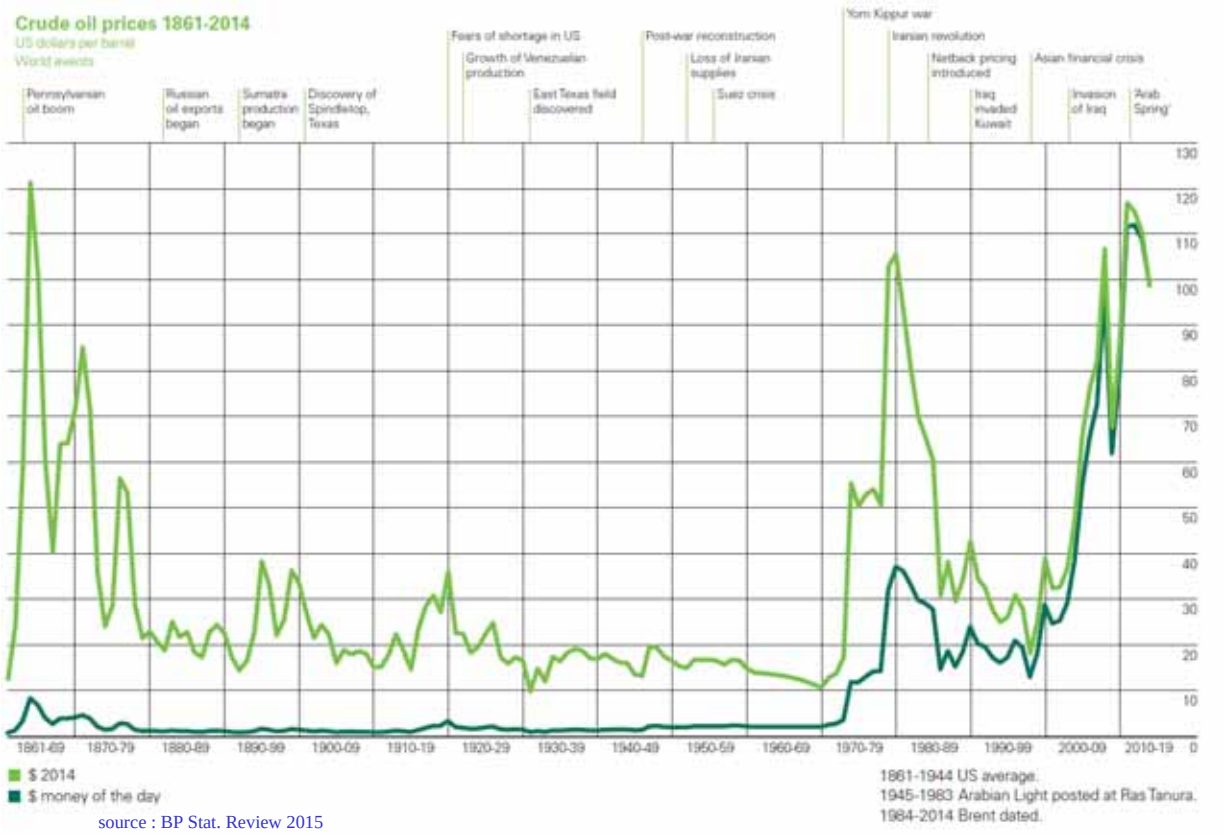


Source : IFP, base Platt's

source : IFP

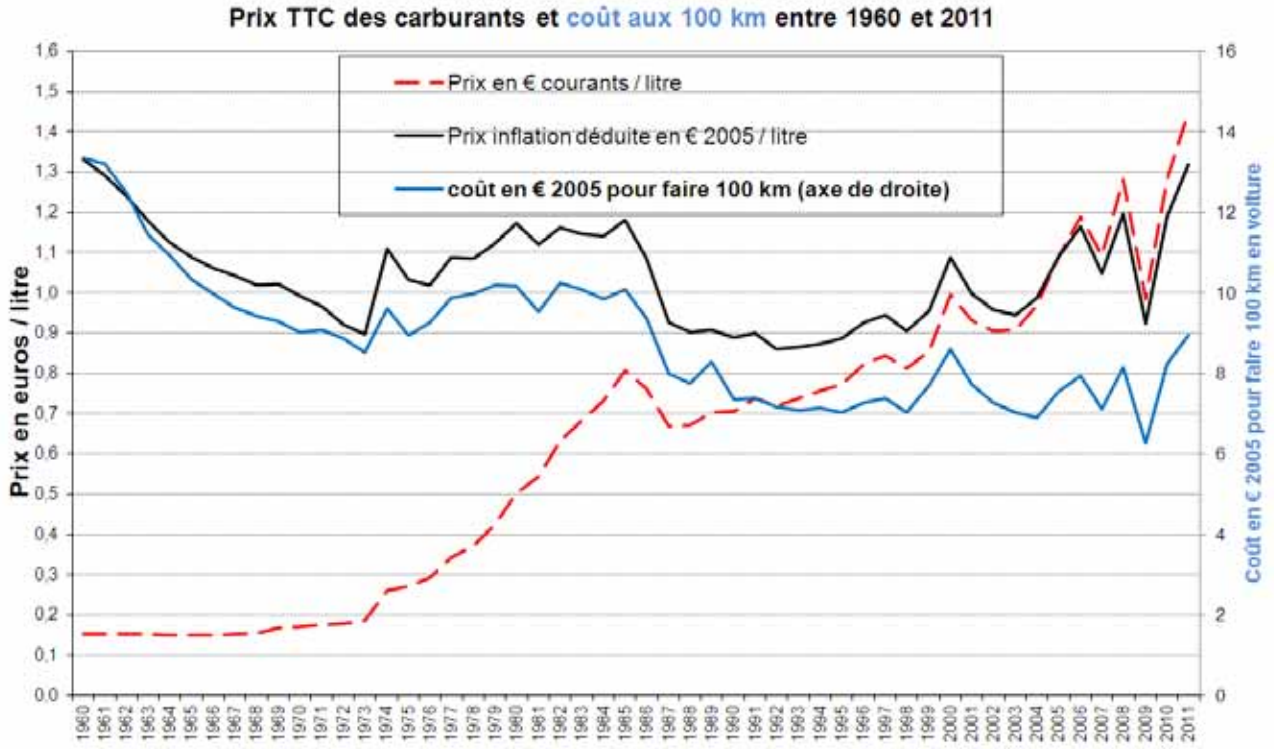
Un pétrole à 100 $/baril conduit à 680 $/tep
(1 tep équivalent à 6,8 barils)

Remarque : en monnaie constante (corrigée de l'inflation), le pétrole n'est pas beaucoup plus cher que dans le passé



source : BP Stat. Review 2015

Évolution des prix des carburants automobiles taxés à la pompe en France



source : CIRED Nadaud et Quirion 2012

Matières premières (énergétiques ou non) : différence entre réserves et ressources

Ressources :
- identifiées ou démontrées (en lieu, teneur, qualité et quantité) liées aux connaissances géologiques et à la prospection par échantillonnage ;
- présumées définies par extrapolation des connaissances sur les ressources identifiées.

Réserves de base : réserves techniquement récupérables sur la base des ressources connues

Réserves : relatives aux critères économiques et physico-chimiques (voire écologiques ??) d'exploitation, tiennent compte des pertes à l'extraction

Réserves < Ressources

Exemples ressources/réserves/production annuelle **matières premières non énergétiques et recyclables** :

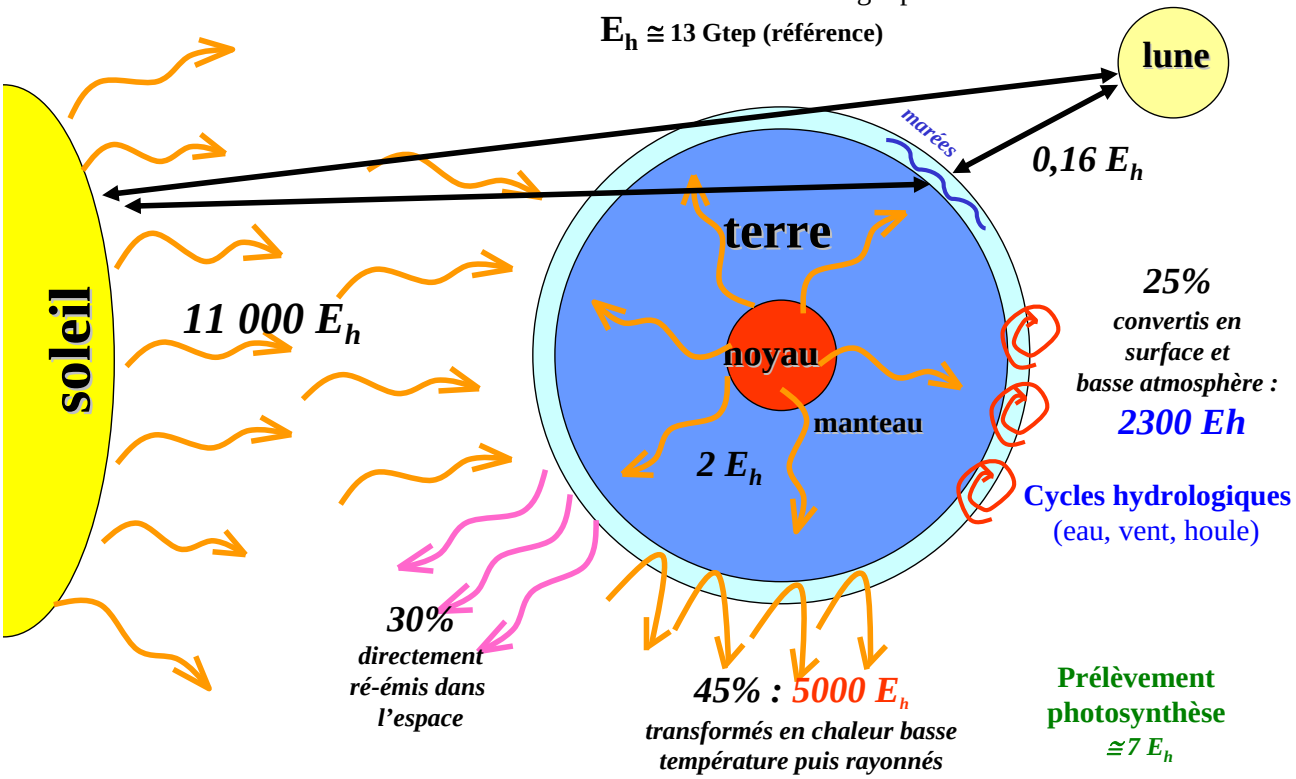
données USGS en tonnes (USGS = US Geological Survey)

	Ressources présumées	Réserves Base	Réserves	Rapport Réserves/ Production (années)	Production Mondiale (≅ 2006)	
					primaire	Secondaire (recycl.)
Acier	230 G	160 G	73 G	40	1,8 G	
Alu	13 à 18 G	8 G	5,7 G	170	34 M	7,6 M (2004)
Cu	3 à 3,7 G	940 M	470 M	31	15 M	
Pb	1,5 G	140 M	67 M	16	4 M	4 M
Li (Metal)	14 M	11 M	4,1 M	215	18,8 k	

Ressources énergétiques renouvelables

Valeurs ramenées à la consommation annuelle d'énergie primaire de l'humanité

$E_h \cong 13$ Gtep (référence)



Potentiel global **Ressources Renouvelables** : plus de 8000 fois la consommation humaine

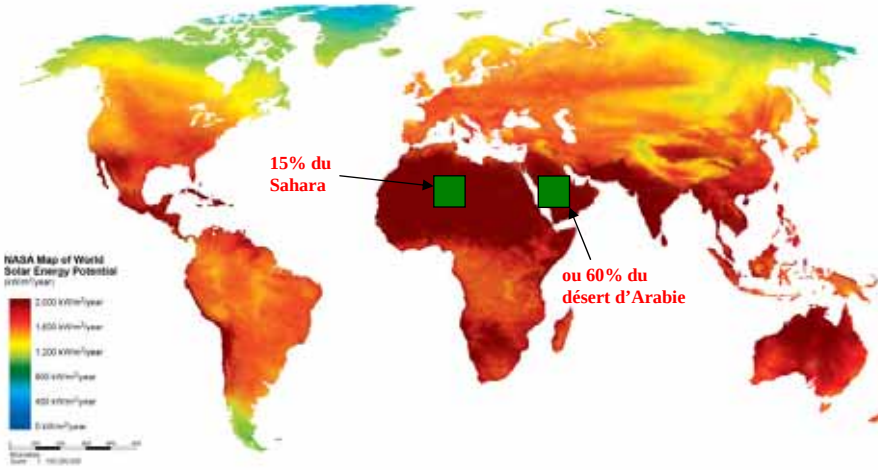
Avec un rendement global (arbitraire) de 10% de conversion de l'énergie solaire en carburant, électricité…, une fraction de la superficie d'un des grand déserts permettrait de satisfaire les **besoins énergétiques futurs de toute l'humanité**

(10 milliards d'habitants avec la consommation moyenne finale d'un citoyen français)

2200 kWh/m² x 10% = 220 kWh/m²

300 000 TWh/an
(3 fois plus qu'aujourd'hui)
⇨ **1,4 millions km²**
(1200 km x 1200 km)

Remarque : il serait absurde des points de vue géopolitique et environnementaux de tout concentrer en un seul lieu…

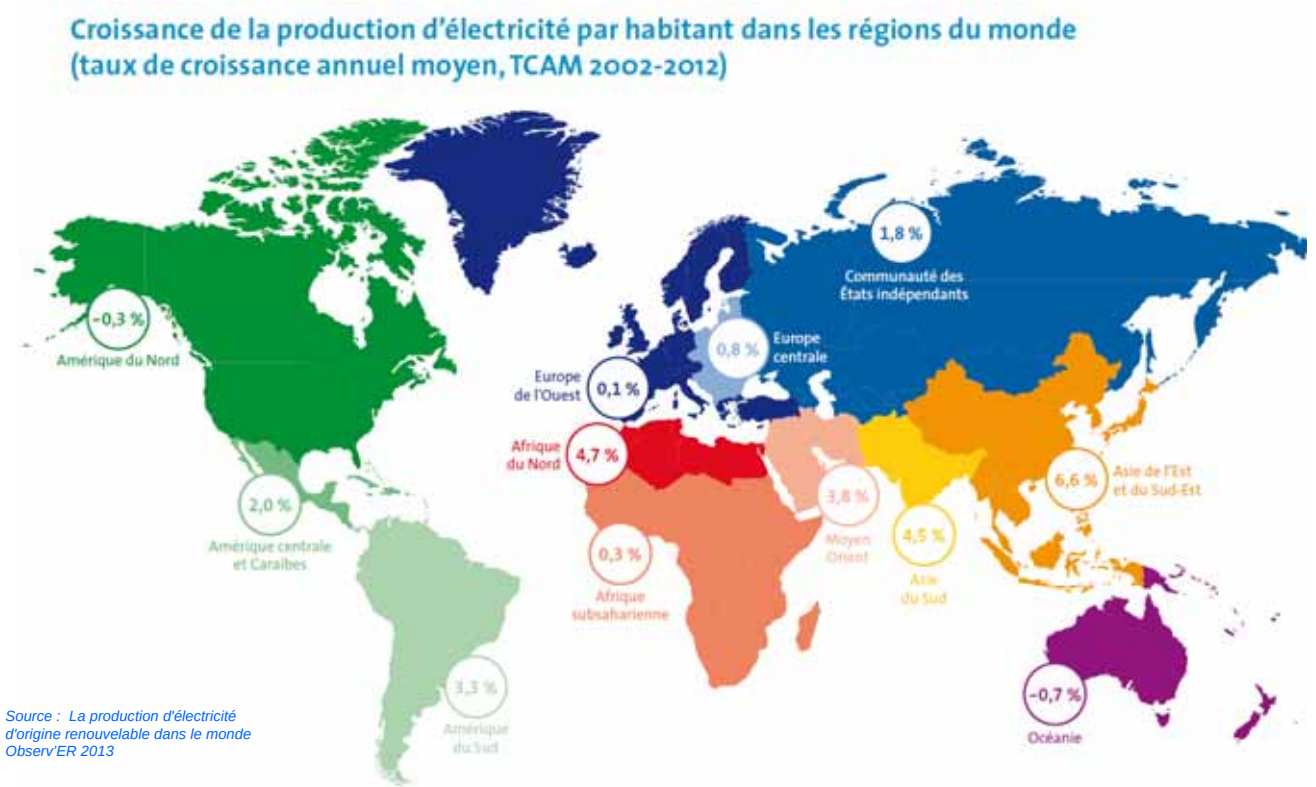


Des ressources immenses, inépuisables à notre échelle de temps, mais peu concentrées et souvent intermittentes

Production électrique par habitant par an et par zone géographique

Source : La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde Observ'ER 2013

Evolution de la production électrique (moyenne 10 ans) par zone géographique



Source : La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde Observ'ER 2013

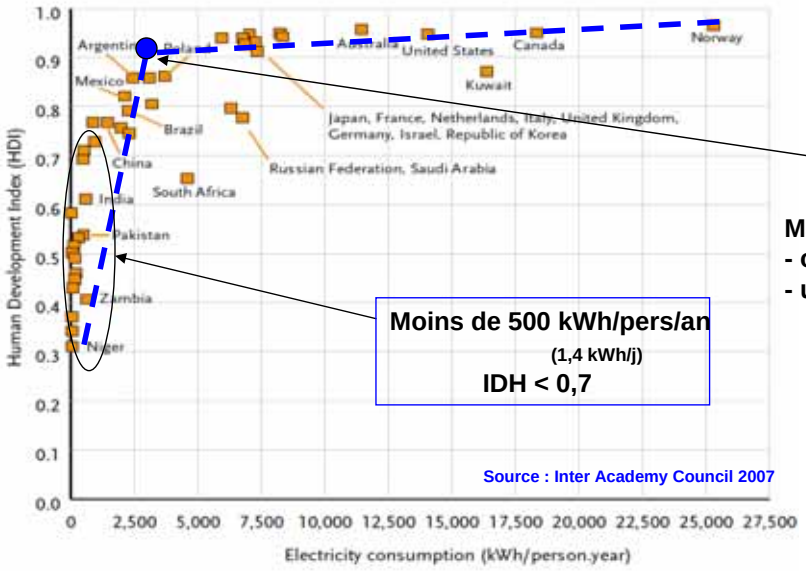
L'électricité vecteur fondamental de développement

Croissance rapide du taux de pénétration de l'électricité

(relativement à l'énergie finale)

< 3% en 1940 - 9,4% en 1973 - 17,7% en 2011 - 24% en 2040 ?

Une forme d'énergie au potentiel majeur pour un développement humain durable :
- conversion de toutes les ressources, surtout renouvelables
- accès à de nombreux services indispensables, améliore l'IDH :



(IDH : indice quantitatif espérance vie, éducation, PIB/hab)

« seuil » ≅ 3000 kWh_e/pers/an pour un IDH > 0,8

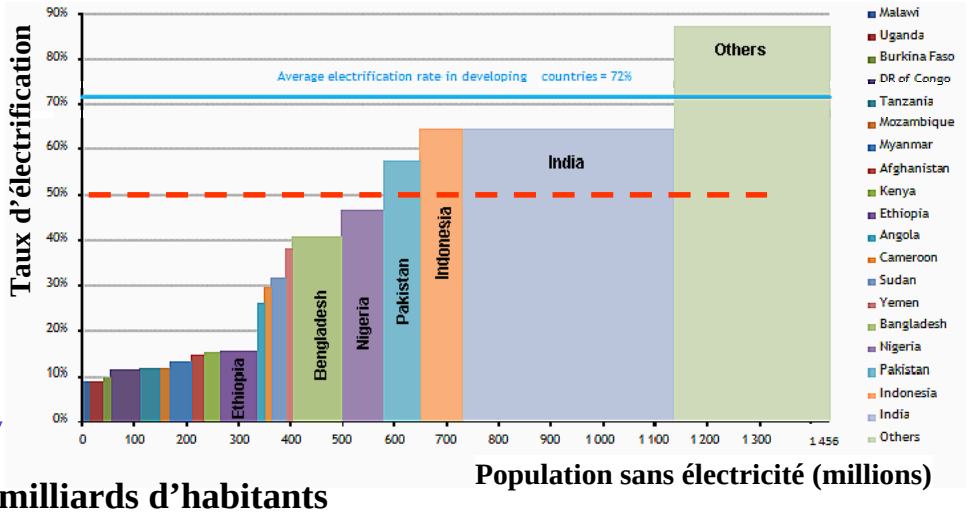
Moins de 500 kWh/pers/an (1,4 kWh/j) IDH < 0,7

Mais :
- où est la réelle causalité ?
- une consommation d'électricité élevée n'améliore pas nécessairement l'IDH…

Il est possible qu'environ 4000 kWh_e/pers/an (11 kWh_e/j) suffisent ??
(français : 9000 kWh_e/an)
40 000 TWh_e pour 10 milliards d'habitants

Encore 1,4 milliards d'humains sans accès à l'électricité

Taux d'électrification encore très faible (moins de 50%) pour de nombreux pays (Afrique et Asie surtout)



Source : International Energy Agency 2009

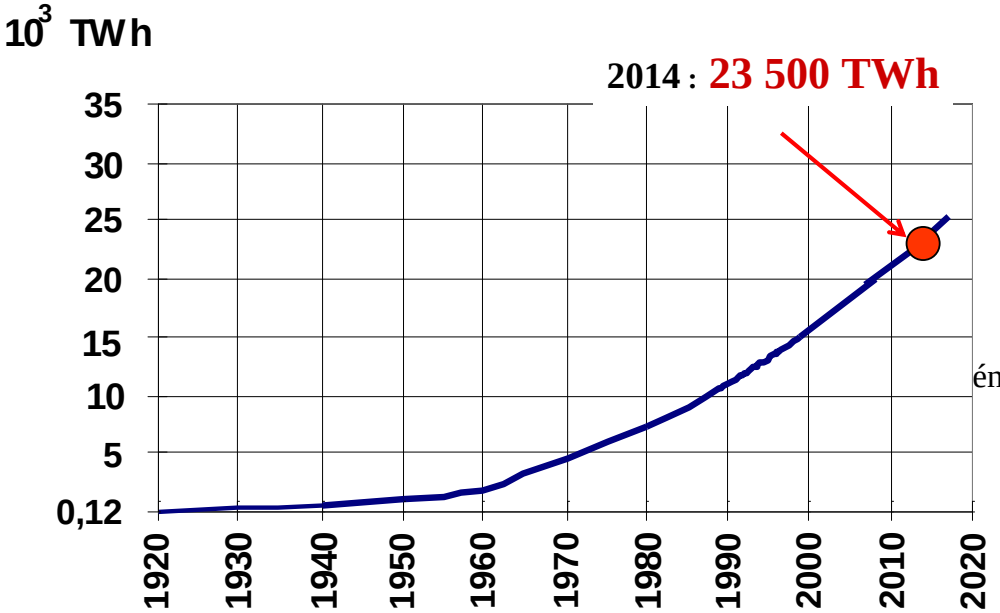
En 2009, 1,45 milliards d'habitants n'avaient pas du tout accès à l'électricité (> 80% ruraux)

La situation s'améliore mais les habitants des zones rurales restent très pénalisés

Raccordés : - urbains : 74% en 2005 contre 58% en 2000
- ruraux : 14% --- --- 8,6% ---

L'énergie électrique : croissance de la production

(Entre 1973 et 2008 : doublement de la part de l'électricité dans le bouquet final)



≅ +3% / an
Moyenne 10 ans (2004-2014)
en ralentissement

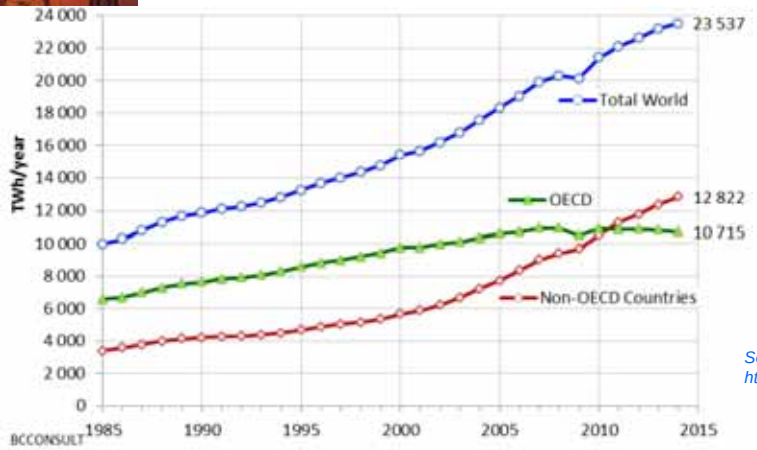
(pour +2,2% /an conso mondiale totale énergie finale 2003-2013)

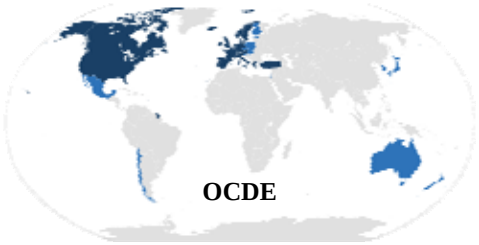
France (2014)
Production : 541 TWh
(dont 65 TWh exportés)
Consommation brute intérieure : 476 TWh
dont environ 38 TWh de « pertes »

Capacité de production mondiale : **6200 GW**
(France 2014 : 129 GW, dont 63.1 nucléaires, 24,4 fossiles, 25.4 hydro, 9,1 éolien, 5,3 PV…)

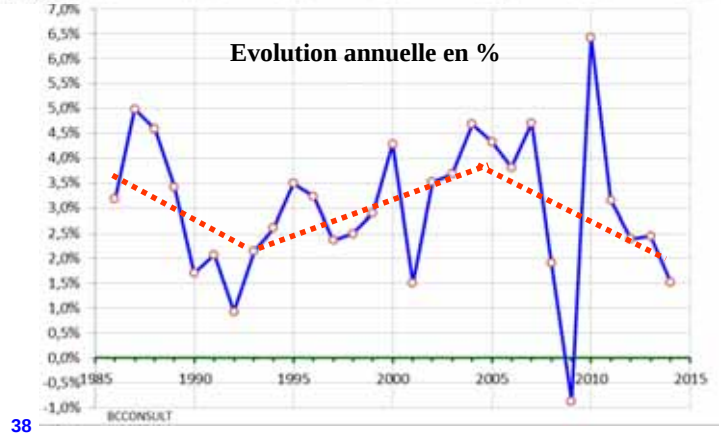
8800 GW prévus d'ici 2030 (source : AIE 2015)

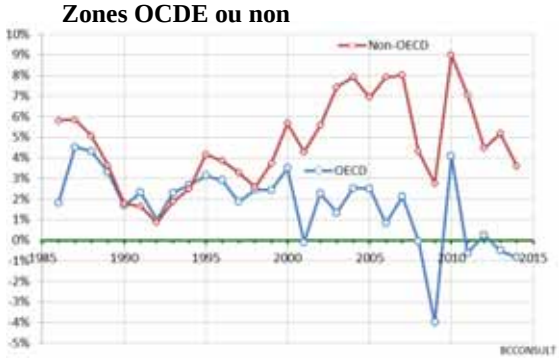
L'énergie électrique : 1985 - 2014





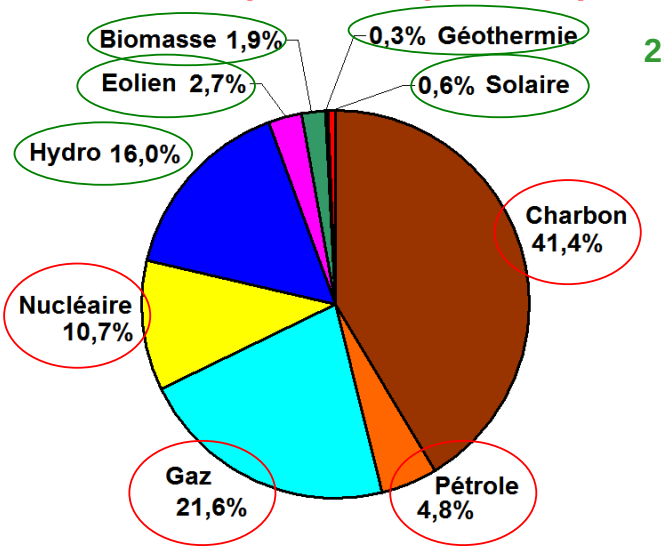
Source : Bernard CHABOT , Global electricity overview for 2014
http://www.renewablesinternational.net/
global-electricity-overview-for-2014/150/537/88299/





Origine de la production mondiale d'électricité (2013)

23 230 TWh (+3,4% moy. 10 ans)

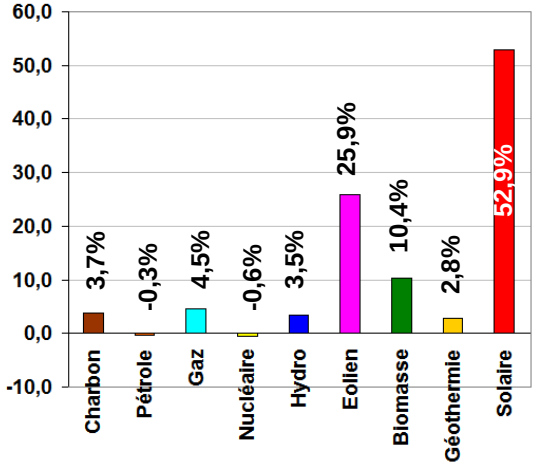


78,5% d'origine non renouvelable
+ 2,9% par an sur 10 ans

67,8% fossile (**+ 3,6% par an sur 10 ans)**
10,7% fissile (**- 0,6% par an ---------)**

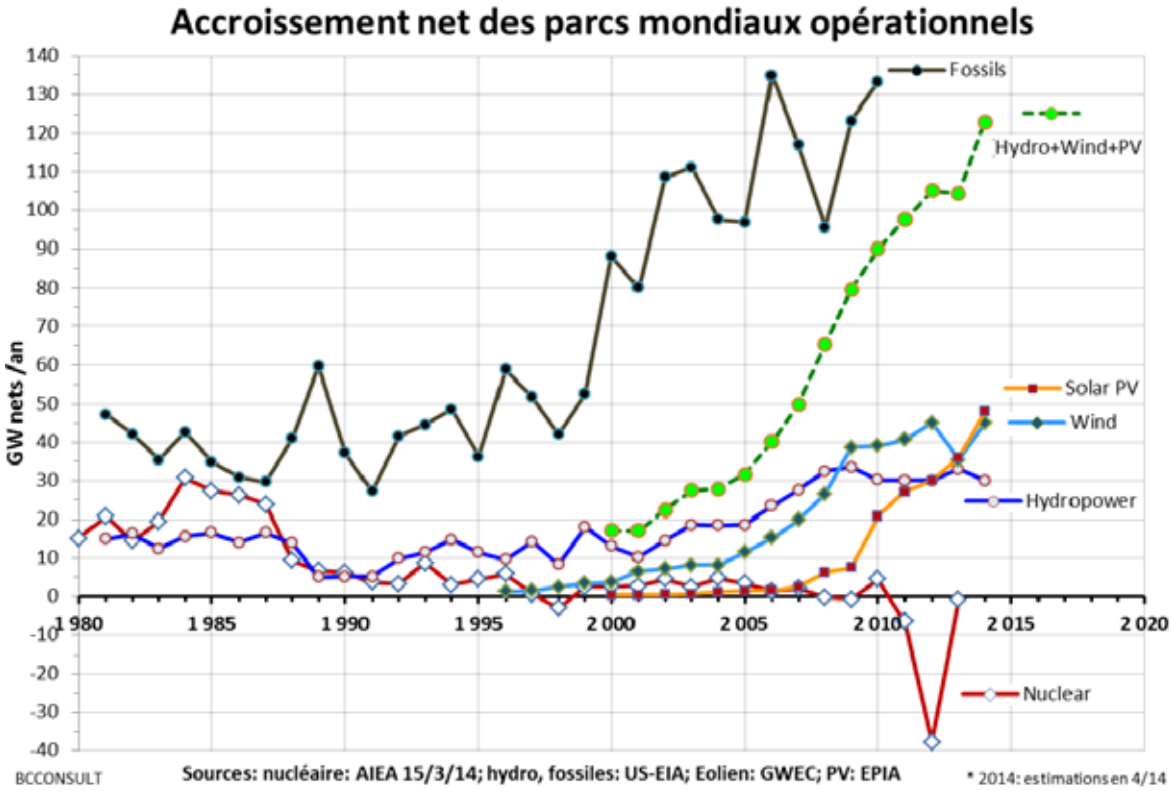
21,5 % d'origine renouvelable :
+ 5,5% par an sur 10 ans

Evolution moyenne en % par an sur 10 ans (2003-2013)



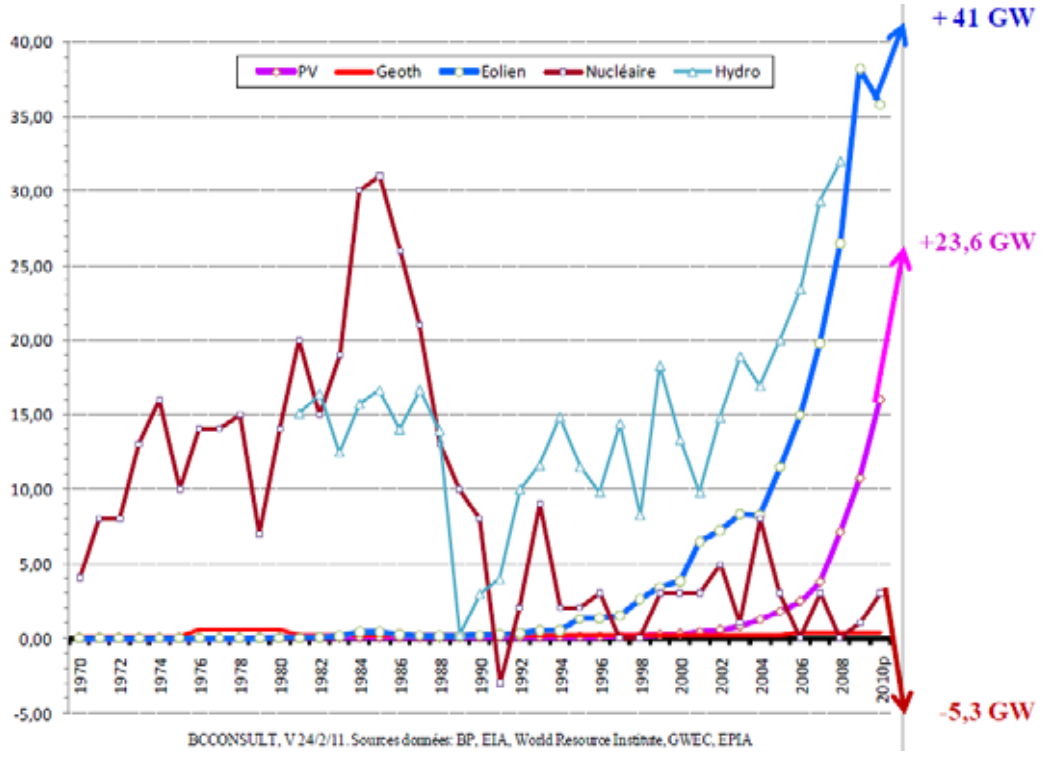
Source : données AIE

Accroissement des capacités mondiales de production électrique par source primaire (GW/an)



Source : Bernard Chabot

Accroissement des capacités de production électrique non carbonées mondiales par source primaire (GW/an)



Source : Bernard Chabot Consult

Production électrique Europe de l'Ouest en 2012

Production totale : 3 264 TWh

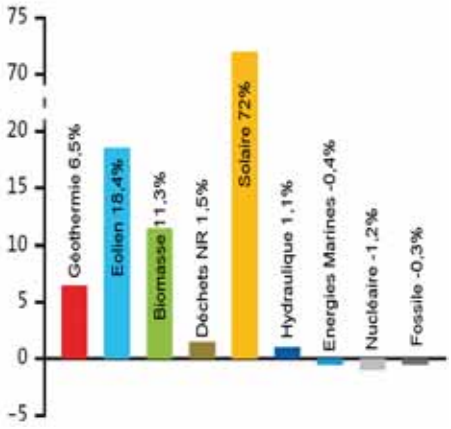
(+0,7%/an moyenne 10 ans)

Géothermie	0,4 %
Éolien	6,0 %
Biomasse	3,8 %
Déchets non renouvelables	0,6 %
Solaire	2,1 %
Hydraulique	17,6 %
Énergies marines	0,02 %
Nucléaire	24,9 %
Fossile	44,6 %

29,9% d'origine renouvelable

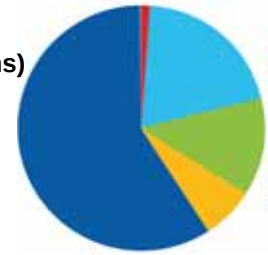
(26,9 % en 2011)

Taux de croissance moyen 2002-2012 :



Renouvelable 977 TWh

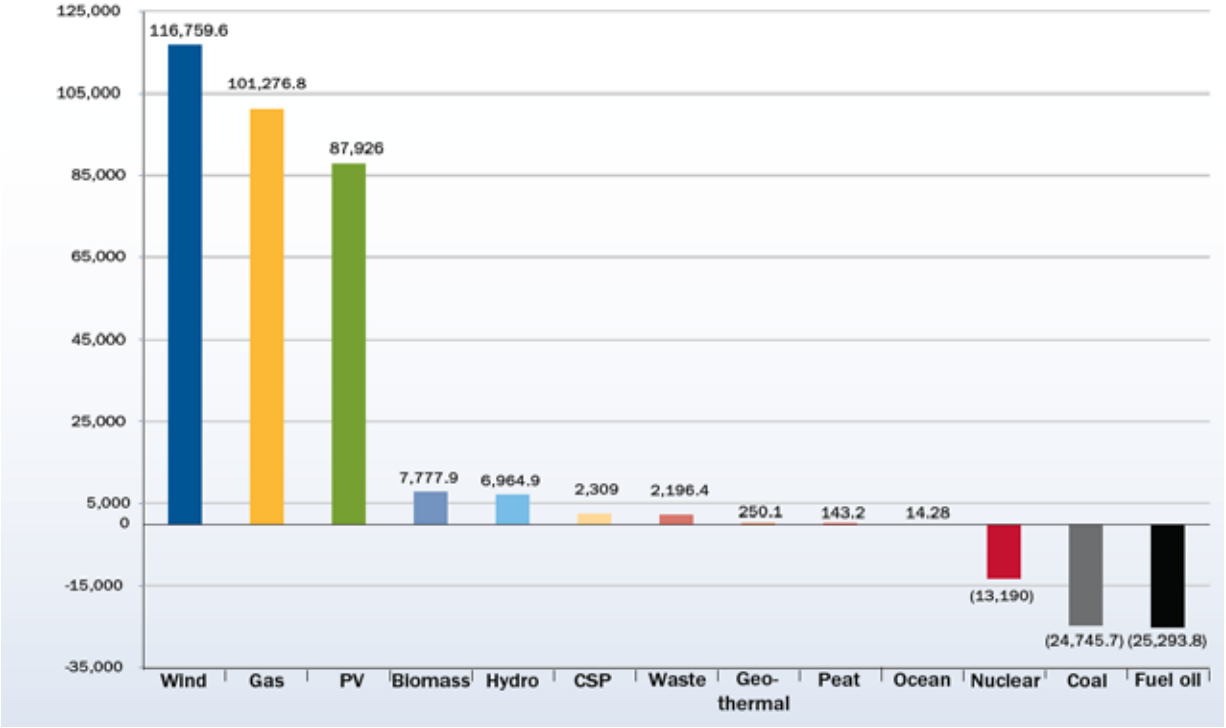
(+ 4,9%/an moyenne 10 ans)



Géothermie	1,2 %
Éolien	20,1 %
Biomasse	12,8 %
Solaire	7,0 %
Hydraulique	58,8 %
Énergies marines	0,1 %

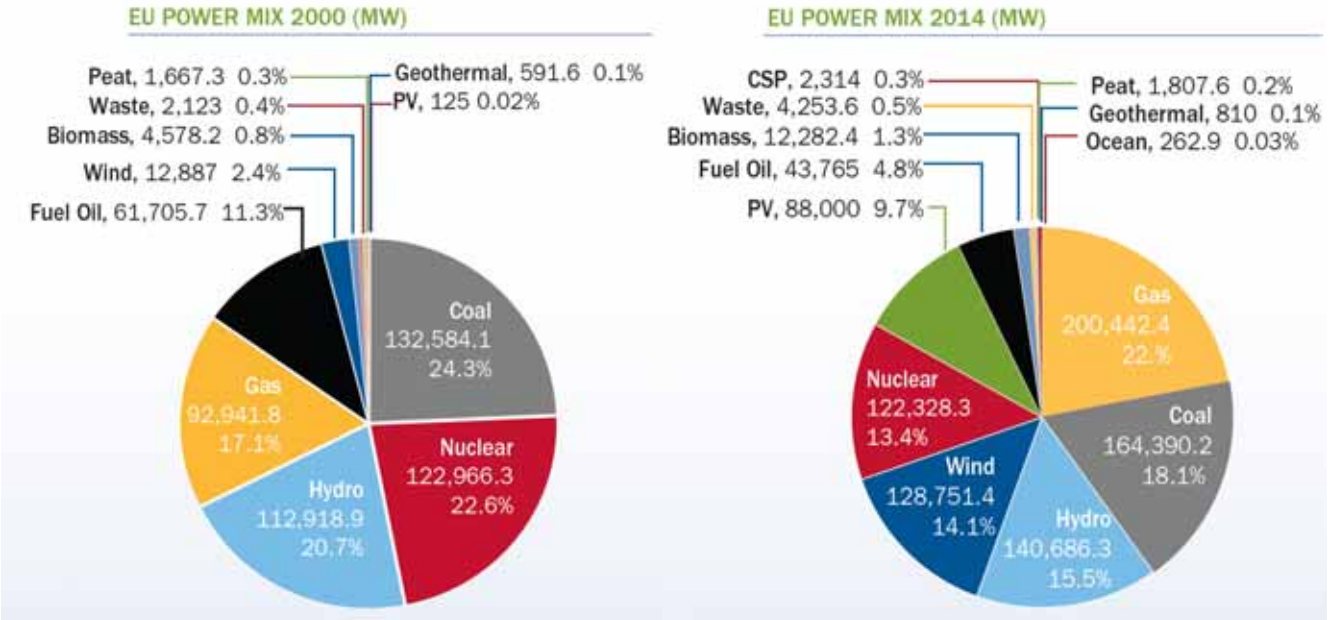
Source :
La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde
Observ'ER 2013

Accroissement des capacités de production électrique en Europe de 2000 à 2014 (+ 321 GW depuis 2000)



Source : EWEA report feb. 2015

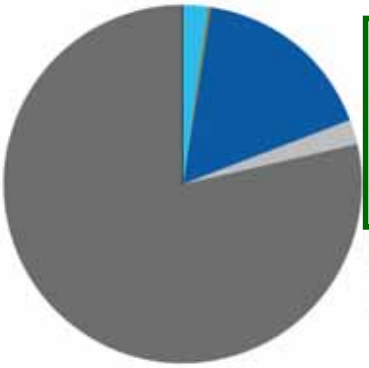
Évolution du mix de capacités (GW) de production électrique en Europe de 2000 (545 GW) à 2014 (866 GW)



Source : EWEA report feb. 2015

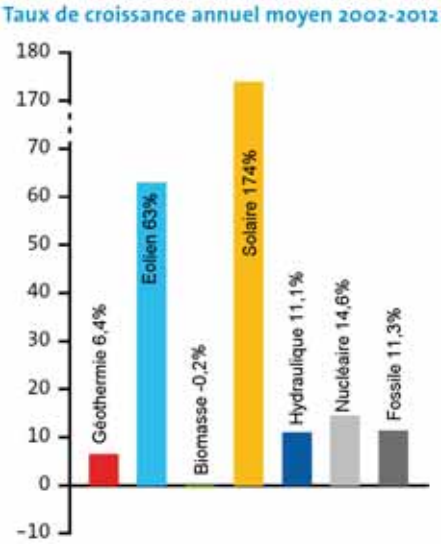
Production électrique Chine en 2012

Production totale : 4936 TWh (11,5%/an moyenne 10 ans)



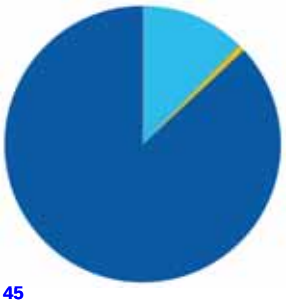
Géothermie	0,004 %
Éolien	2,4 %
Biomasse	0,05 %
Solaire	0,1 %
Hydraulique	16,7 %
Déchets non renouvelables	0,2 %
Nucléaire	2,0 %
Fossile	78,8 %

19,2 % de l'électricité chinoise d'origine renouvelable



Renouvelable : 949TWh

(12,5%/an moyenne 10 ans)

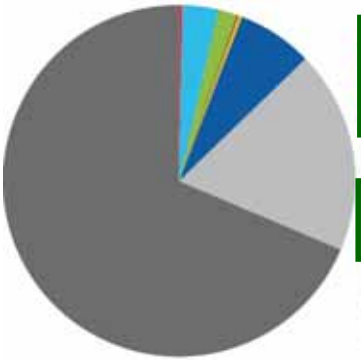


Géothermie	0,02 %
Éolien	12,4 %
Biomasse	0,3 %
Solaire	0,6 %
Hydraulique	86,7 %

Source : La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde Observ'ER 2013

Production électrique USA en 2012

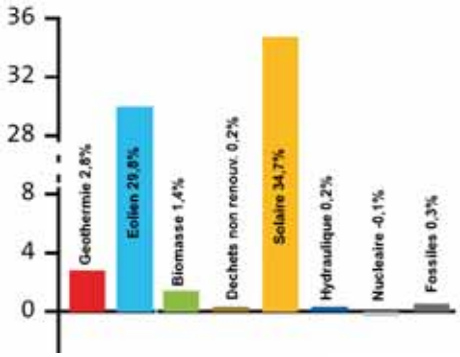
Production totale : 4299 TWh **(+0,6%/an moyenne 10 ans)**



Géothermie	0,5 %
Éolien	3,3 %
Biomasse	1,5 %
Déchets non renouvelables	0,4 %
Solaire	0,3 %
Hydraulique	6,9 %
Nucléaire	18,6 %
Fossile	68,6 %

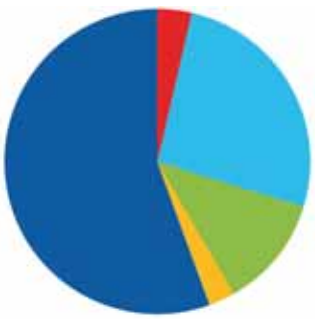
12,5% d'origine renouvelable

Taux de croissance moyen 2002-2012 :



Renouvelable 537 TWh

(+ 2,7%/an moyenne 10 ans)

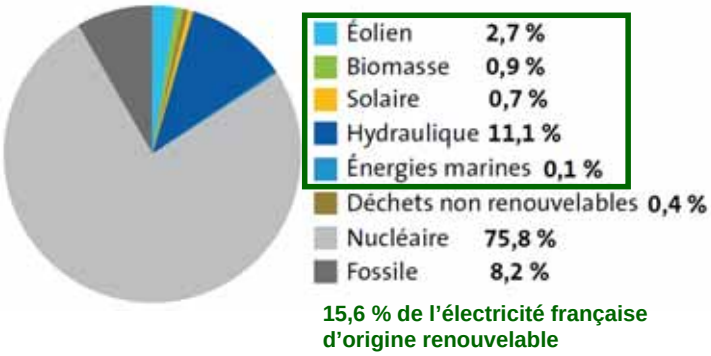


Géothermie/*Geothermal*	3,7 %
Éolien/*Wind*	26,2 %
Biomasse/*Biomass*	11,8 %
Solaire/*Solar*	2,8 %
Hydraulique/*Hydraulic*	55,5 %

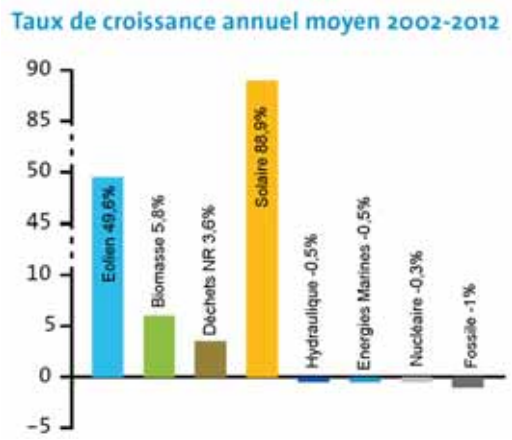
Source : La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde Observ'ER 2013

Cas de la France (2012)

Production totale : 562 TWh (0%/an moyenne 10 ans)

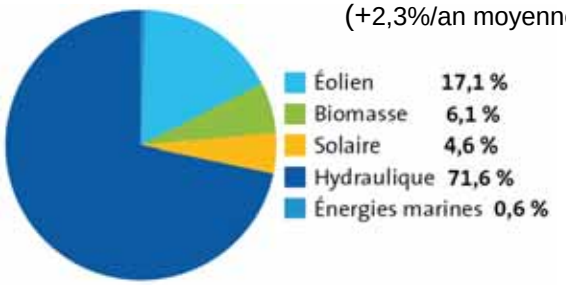


15,6 % de l'électricité française d'origine renouvelable



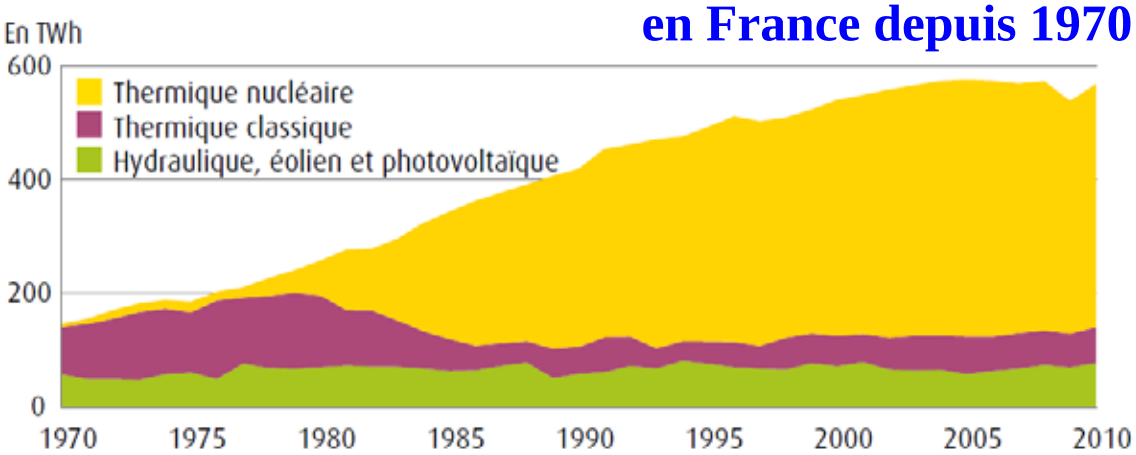
Renouvelable : 87,3TWh

(+2,3%/an moyenne 10 ans)

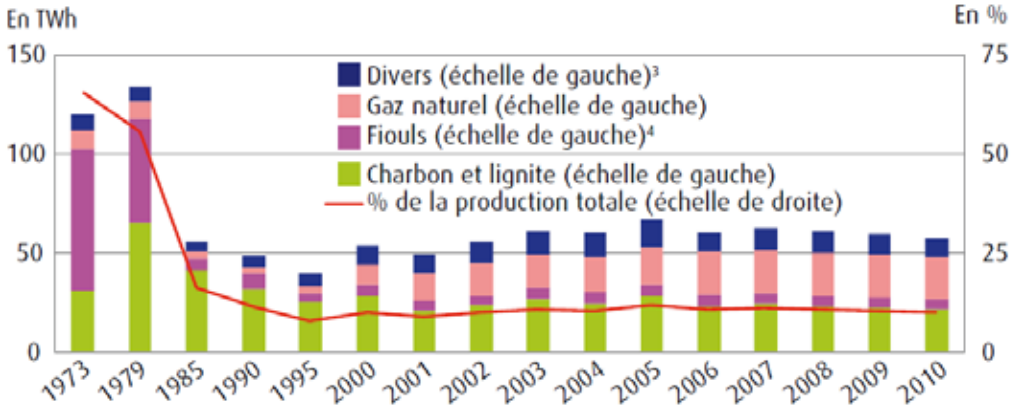


Source :
La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde Observ'ER 2013

Evolution de la production électrique en France depuis 1970



Production thermique classique :

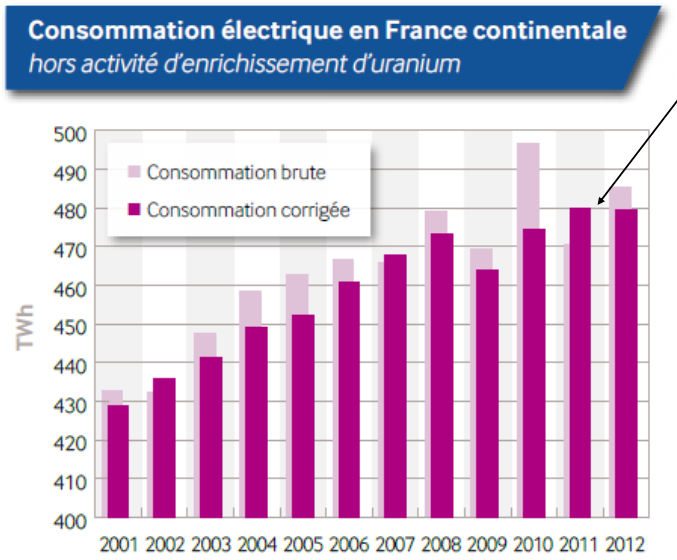


source : DGEC

3: Divers : gaz de haut fourneau, de raffinerie, déchets urbains, résidus industriels, bois, etc.

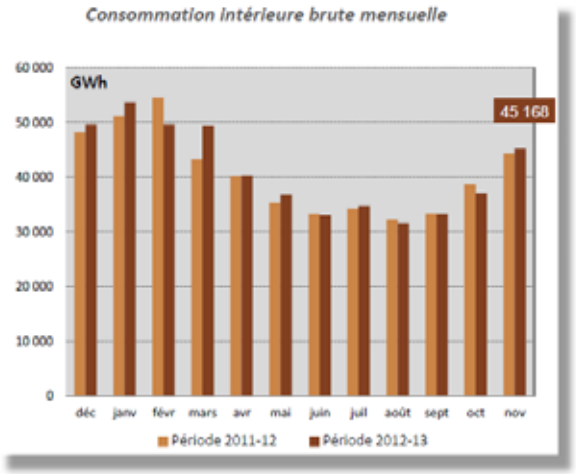
Evolution de la consommation électrique en France, années 2000

479 TWh (stabilisation)



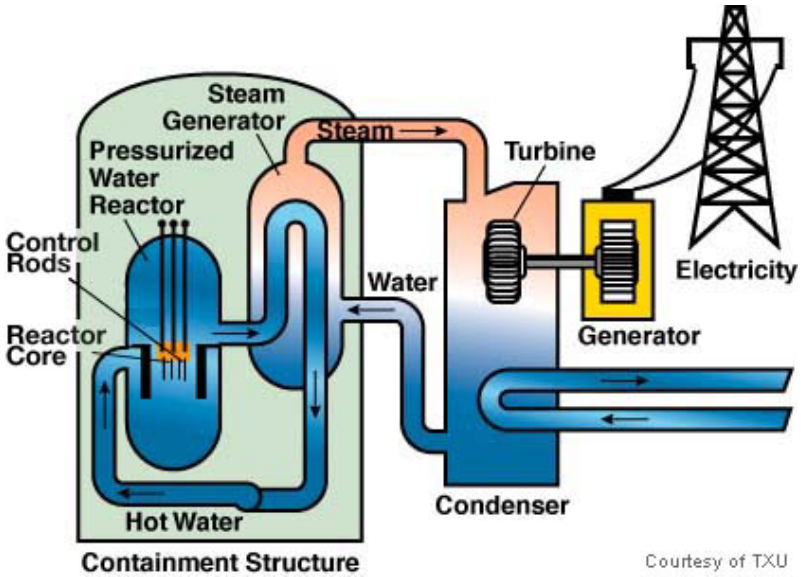
Source : RTE

Évolution des consommations mensuelles 2011-2012 vs 2012-2013



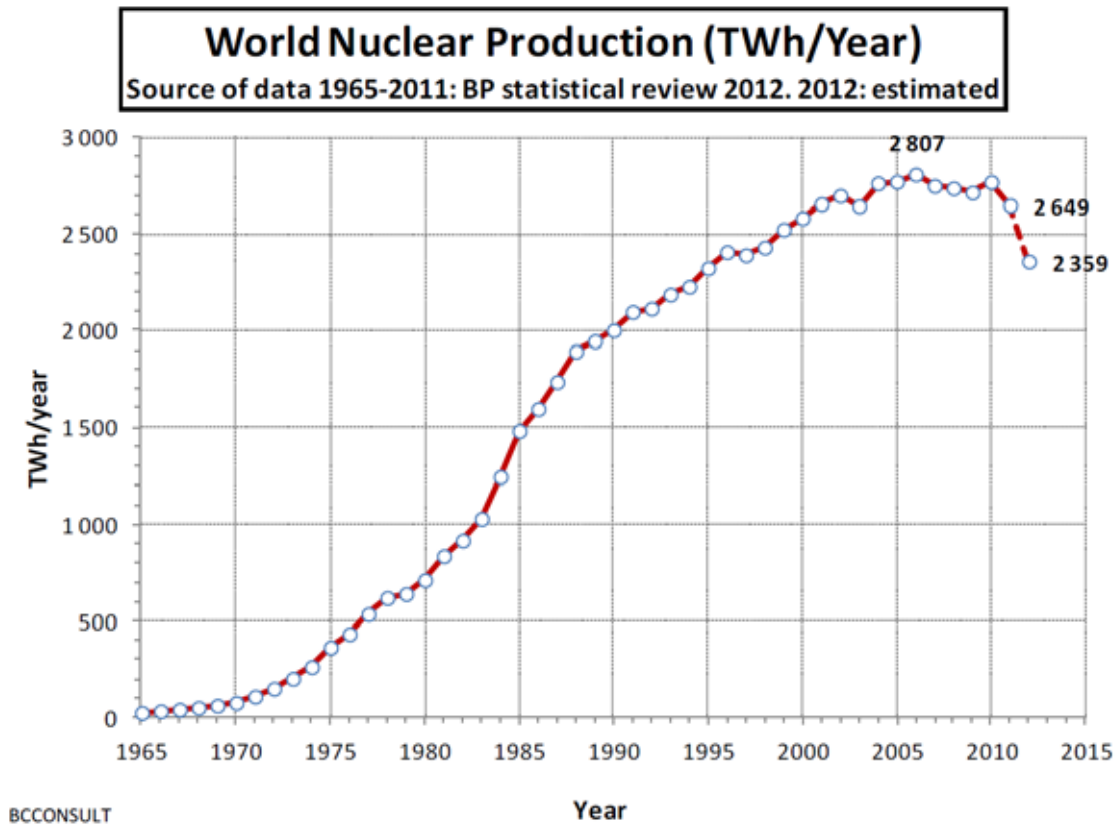
Production électronucléaire

Une centrale thermique à vapeur avec un double circuit de fluide

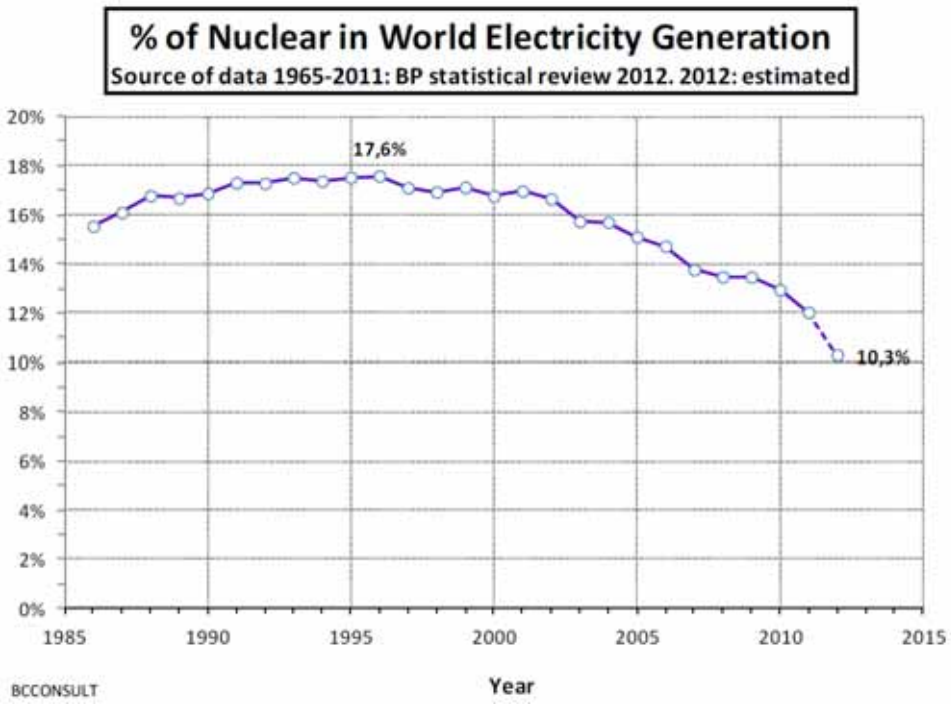


Gamme de puissances : qq 100 MW à 1600 MW
Rendement : environ 33%

Evolution de la production électronucléaire



Evolution de la production électronucléaire



Une part qui ne cesse de diminuer au sein du mix électrique mondial :

près de 17,6% de l'électricité mondiale en 1996

10,3% en 2012

Classement des pays les plus nucléarisés

Pays	Nb centrales	Nb réacteurs	Puissance nucléaire nette installée (MW)	Énergie nucléaire produite en 2010 (TWh)	taux nucléaire national (2010)
France	19	58	63 130	407,9	74,1 %
Slovaquie	2	4	1 762	13,5	51,7 %
Belgique	2	7	5 902	45,7	51,1 %
Ukraine	5	15	13 107	83,8	48,1 %
Hongrie	1	4	1 889	14,8	42,0 %
Arménie	1	1	375	2,3	38,1 %
Suède	5	10	9 036	55,1	38,1 %
Suisse	4	5	3 238	25,2	38,0 %
Slovénie	1	1	666	5,4	37,5 %
Rép tchèque	2	6	3 678	26,4	33,2 %
Bulgarie	1	2	1 906	15,2	33,0 %
Corée du sud	4	21	18 706	141,9	32,2 %
Japon	15	50	44 104	279,2	29,2 %
Finlande	1	4	2 696	21,9	28,4 %
Allemagne	12	17	20 480	133	27,3 %
Espagne	6	8	7 450	59,3	20,1 %
USA	70	104	100 747	807	19,6 %
Roumanie	1	2	1 300	10,7	19,5 %
Russie	10	32	21 743	155,1	17,1 %
Royaume Uni	10	19	10 137	56,4	15,7 %
Canada	5	18	12 569	85,2	15,1 %

Le pays le plus dépendant du monde

12 000 tonnes/an
Niger (40% ?)
Canada
Kazaksthan

68% fourni par AREVA
La sécurité d'approvisionnement est stratégique…

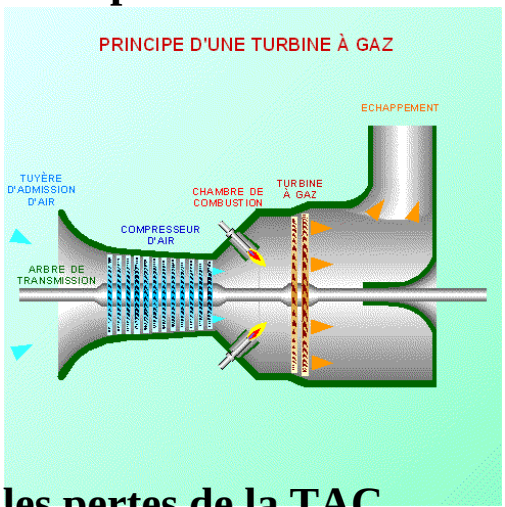
source : Wikipedia

Production thermique « classique »

Centrales thermiques à combustion :

- à brûleurs (charbon, gaz…) et turbine à vapeur (rendement 40 à 45%)

- à turbine à combustion (TAC) (rendement faible 25 à 35%)



A cycles combinés :
1er cycle : TAC + alternateur 1

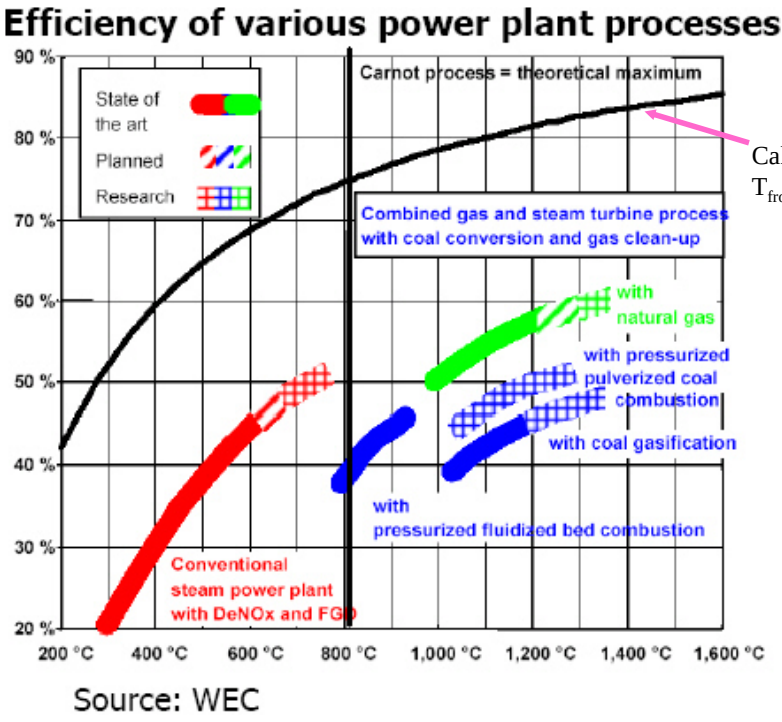
2ème cycle : production de vapeur sur les pertes de la TAC
Turbine à vapeur + alternateur 2

=> Le rendement global atteint 60%

Rendement des centrales thermiques

Limite :
rendement Carnot

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{froid}}{T_{chaud}}$$



Calcul de η avec T_{froid} = 273 K (0°C)

Production d'électricité par les renouvelables

L'hydraulique : ressource 80 000 TWh
dont 15 000 TWh techniquement exploitables

- Potentiel le plus facile à exploiter :
En 2013 :
1150 GW installés – 3800 TWh
(1443 GW prévus en 2020
+3,1%/an (moyenne 2001-11)
(2013: 25 GW en France et 260 GW en Chine)

- De loin, la source renouvelable encore la plus utilisée

- Production à partir de retenues (barrages) ou au fil de l'eau

-Stockage d'énergie aisé :
non réversible (barrages) ou réversible pompage – turbinage

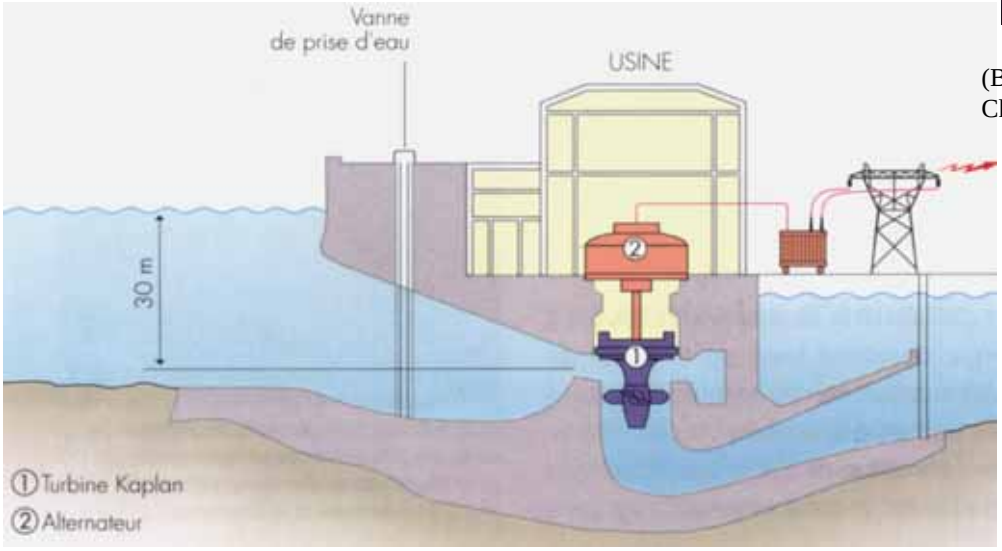
Itaipu 12,6 GW – 90 TWh/an
(la plus grande centrale du monde en énergie)

Centrales de basse chute, turbine Kaplan (axe vertical) 5 à 80 m

Groupe bulbe ACEC
Kaplan axe horizontal
2,5 MW – 97,5 tr/min
Diam 3,6 m
Rendement Groupe 90%

Centrale d'Ampsin-Neuville (Belgique) **10 MW** - 43 GWh/an
Chute 4,65 m - Débit 270 m³/s

P_{hydro} = ρ.g.h.d = 12,3 MW

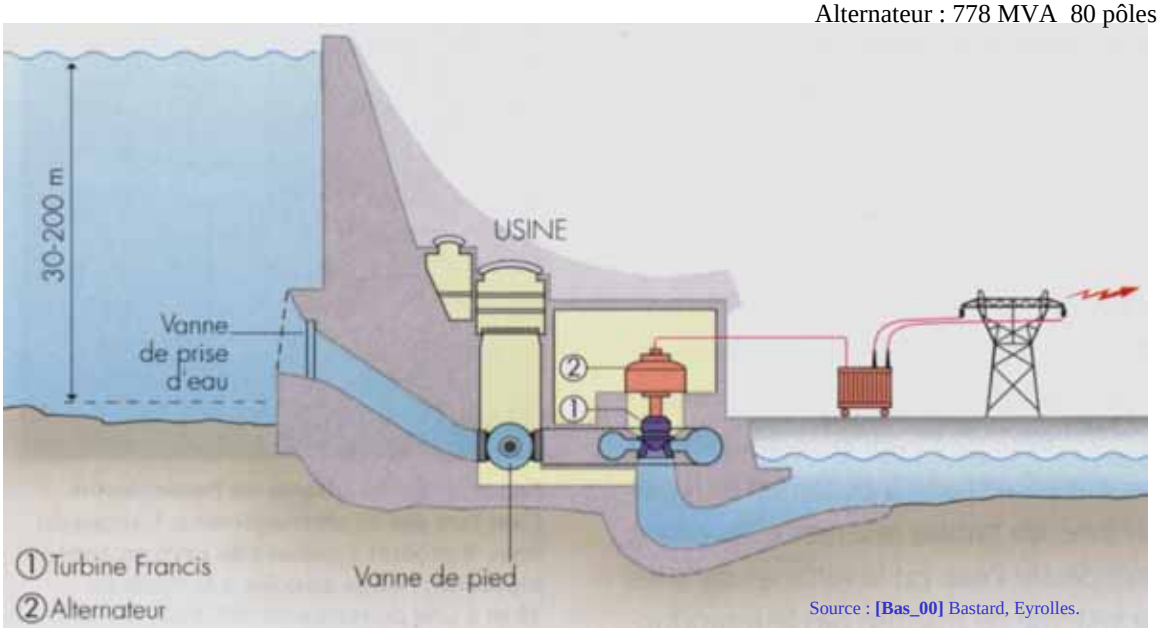


Source : **[Bas_00]** Bastard, Eyrolles.

Centrales de moyenne chute, turbine Francis : 30 à 750 m

3 Gorges : 18 GW maxi, moyenne 14 300 m³/s – 113 m de chute

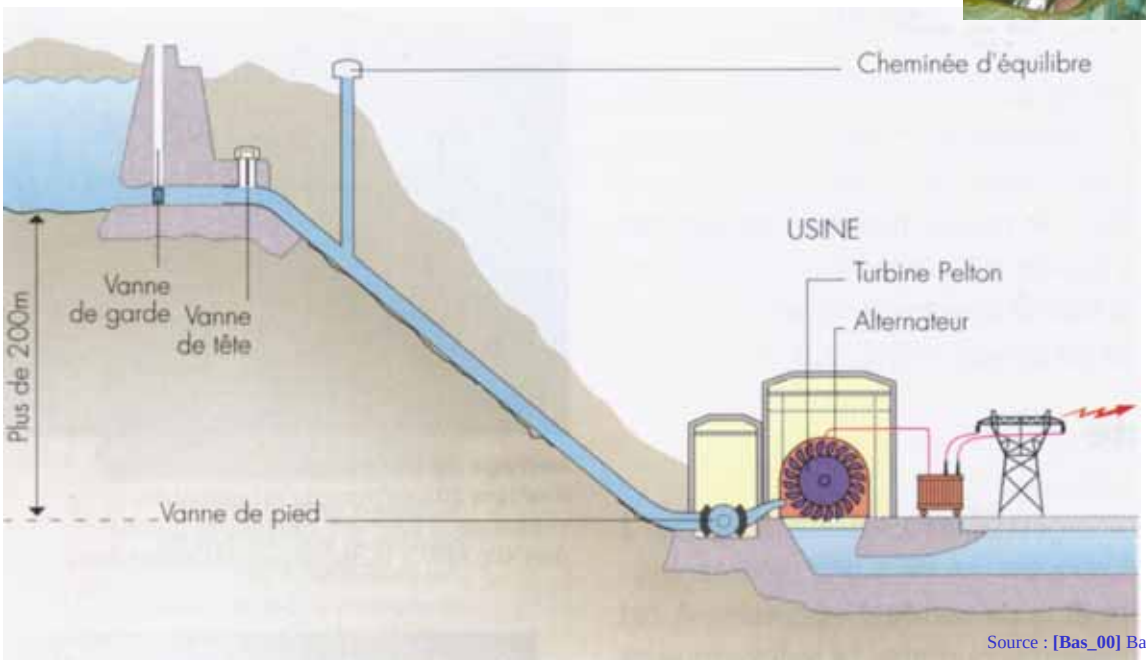
Turbines Neyrpic 700 MW, 75 tr/min
Chute 80 m. Diamètre 9,8 m 425 tonnes
Alternateur : 778 MVA 80 pôles 3400 tonnes



Source : **[Bas_00]** Bastard, Eyrolles.

Centrales de haute chute, turbine Pelton : 30 à 1800 m

La Jonche (38) - 2250 kW - 1 turbine 2 jets - chute: 237 m - Débit maximum 1,2 m³/sec

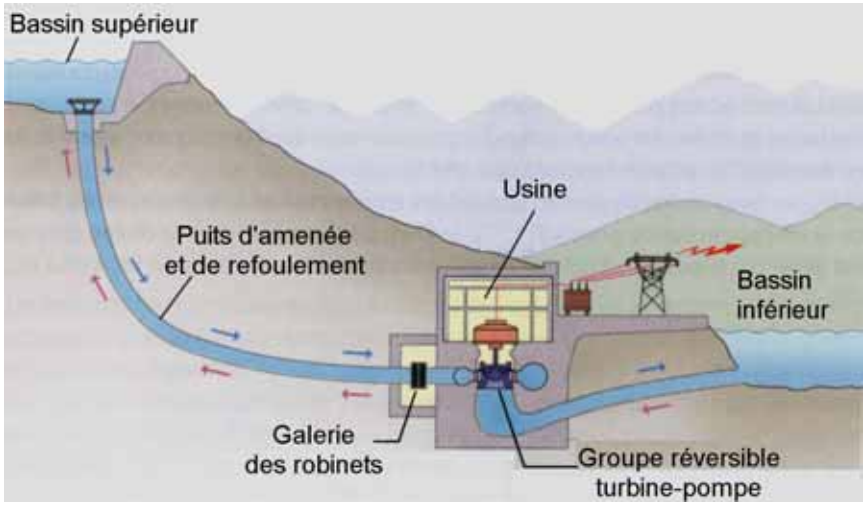


Source : **[Bas_00]** Bastard, Eyrolles.

Centrales de pompage-turbinage

au monde : >150 GW sur 5300 GW

Usine de Grand'Maison (Isère) 12 groupes 150 MW – hauteur de chute 935 m – stockage 170 Mm³
1400 MW en pompage - 1800 MW en turbinage



Depuis les années 1970 :
groupes réversibles
Turbines Francis

Pour les grandes hauteurs :
turbines multiétages :
Francis
+ Pelton (en turbinage)

Source : **[Bas_00]**
Bastard, Eyrolles.

Les petites centrales hydroélectriques (PCH)

- Définition PCH :

P < 0,5 à 50 MW (Brésil),

en France : P < 5 MW (microcentrales) entre 5 et 10 MW (mini)

2000 installations 2 GW – 7,5 TWh

potentiel de 3500 chutes aménageables pour 7 TWh

- Dans le monde : > 50 GW installés et plus de 250 TWh produits

(plus de 3% de l 'hydro-électricité)

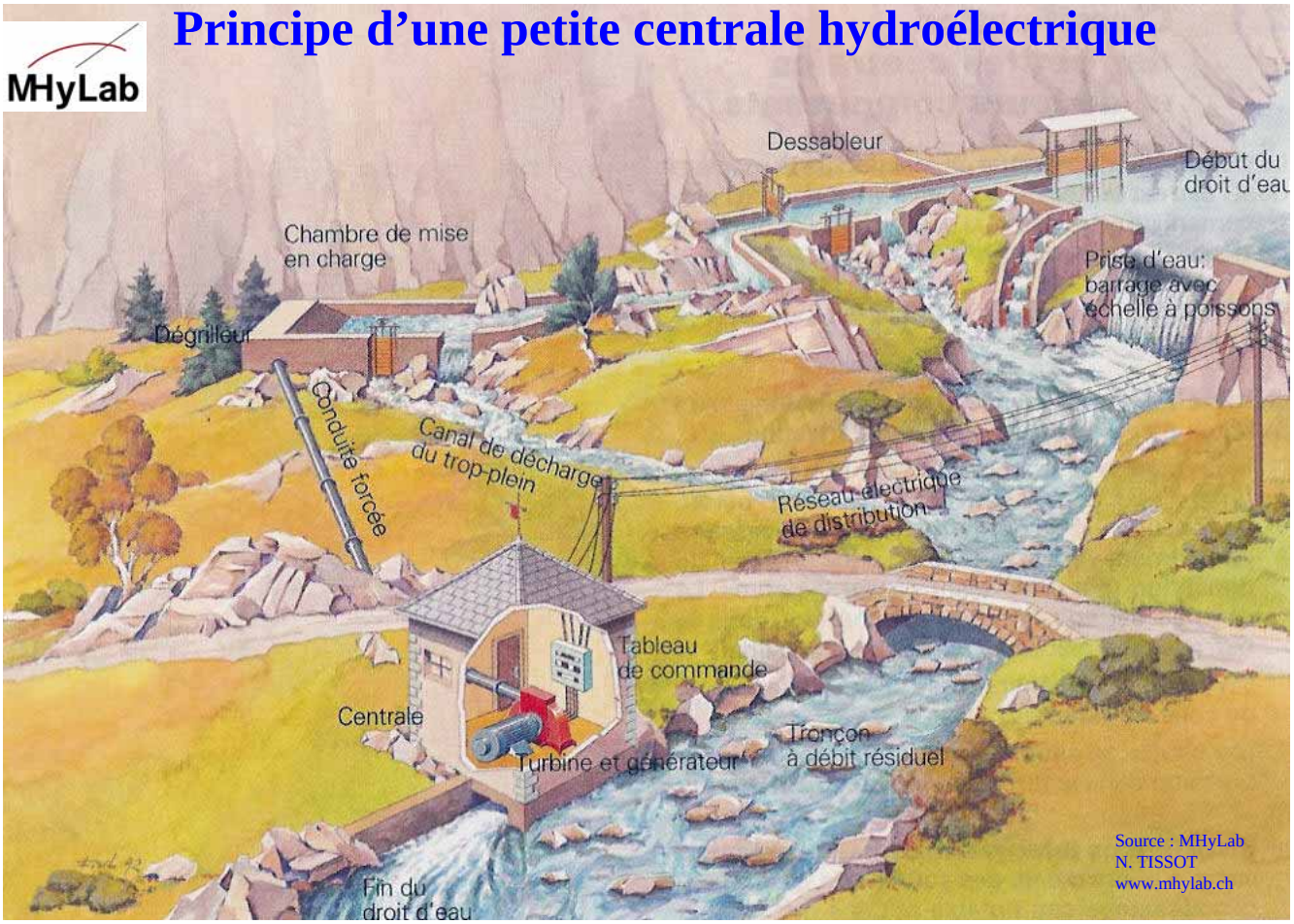
- Un potentiel insuffisamment exploité

très intéressant pour la décentralisation de la production

peu perturbateur pour l'environnement

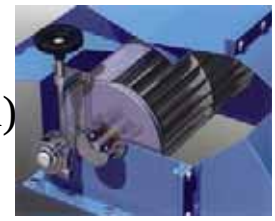
Principe d'une petite centrale hydroélectrique

MHyLab



Source : MHyLab
N. TISSOT
www.mhylab.ch

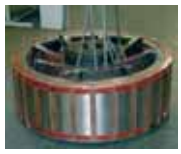
Les petites centrales hydroélectriques



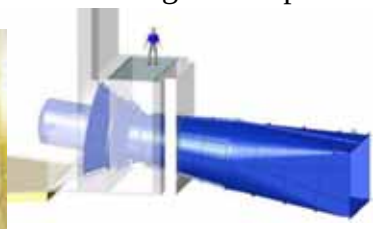
Habituellement : turbine (Pelton, Banki, Francis ou Kaplan) multiplicateur + génératrice asynchrone ou synchrone

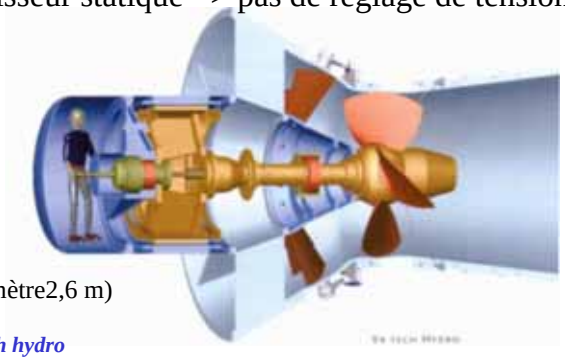
Turbine Banki ou crossflow
Doc Ecowatt

Exemple de chaîne de conversion moderne 500 kW à 5 MW :
système ECOBulb entraînement direct (100 à 250 tr/mn)
avec génératrice à aimants (diamètres turbines 2 à 15 m)



(attention, pas d'excitation réglable et pas de convertisseur statique => pas de réglage de tension)

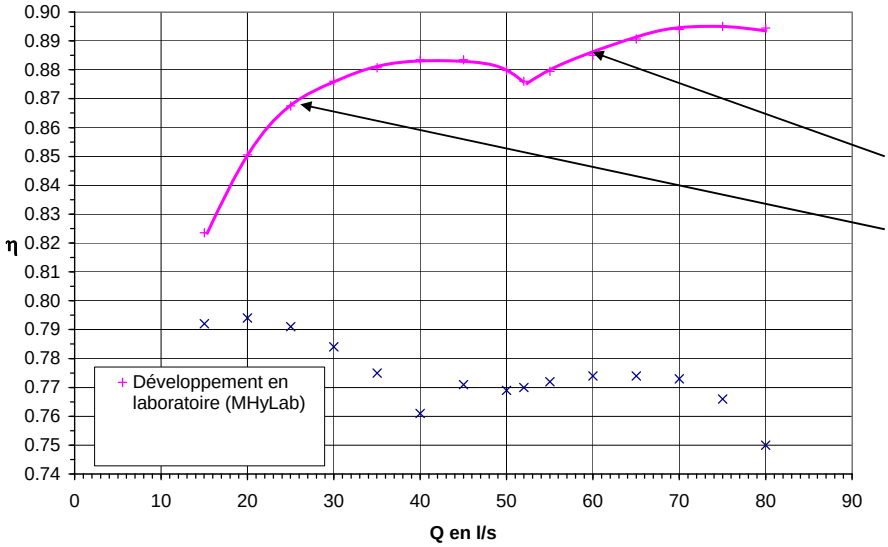




Exemple 2 unités de 1 MW (150 tr/mn, diamètre2,6 m)
à Paullo (Italie) en 2004

Source: VA Tech hydro

Exemple de courbes de rendement d'une turbine Pelton de petite puissance (150 kW)



- 1 turbine Pelton, 2 injecteurs
- H_n : 218 m
- Q_{max} : 80 l/s

Source : MHyLab
N. TISSOT
www.mhylab.ch

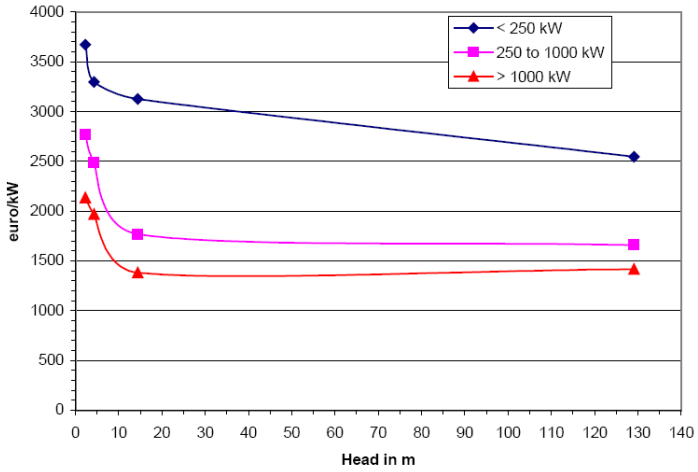
MHyLab

Les grosses turbines ont des rendements proches de 100%

Les petites centrales hydroélectriques

Coûts d'investissement, exemples :

Importance de la hauteur de chute et effet d'échelle de la puissance



Source : rapport DGTREN 2003 [DG_03]

puissance	70 kW	136 kW	180 kW	800 kW	2,9 MW	3,5 MW
€/W usine complète	4,3	3,9	3	1,4	0,9	0,6 à 1,3
génératrices	asynchrone	asynchrone	asynchrone	asynchrone	synchrone	synchrone

Production photovoltaïque (raccordée au réseau)

(Voir détails dans diaporama n°3)

Environ 185 GW cumulés fin 2014

(croissance moyenne 50%/an 2002-2012)

Source : Wagner & Co / www.estif.org

Toits solaires :

Historique des programmes incitatifs :

Allemagne, dès 1990

Japon, dès 1994 :

70 000 toits solaires pour 2000

USA : 1 million solar roofs (MSR) pour 2010

Centrales de grande puissance :

Exemples

Amareleja (Portugal) 2008

42 MW

Source : www.portalalentejano.com

Thermodynamique solaire à concentration

(CSP Concentrated Solar Power) fin 2013 : 3,4 GW installés

Centrales à tour, héliostats et turbine à vapeur

Historique : Thémis

1,8 MW_e miroirs 11 800 m²

1982 (France)

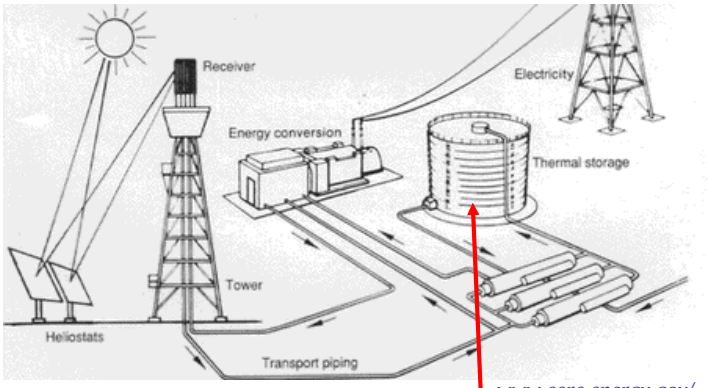
Facteur concentration :
230 (Solar Two) à 700 (Themis)

- Solar Two 10 MWe 71 500 m²

1996-1999, USA (Barstow Californie)

www.eere.energy.gov/

Coût actuel environ 2,5 à 3 €/W



www.eere.energy.gov/

Thémis : 200 miroirs (rendement 90%) orientation pilotée 2 axes
Tour hauteur 100 m, cavité de 56 m3.
Puissance thermique 9 MW Puissance électrique 1,8 MW.
Rendement moyen annuel de l'ordre de 15%.

Problème : cyclage thermique dû aux passages nuageux et aux cycles journaliers

Solutions : hybridation avec brûleur gaz

Stockage de la chaleur (jusqu'à qq 10 h)

Centrales thermodynamiques à tour

projet récent : Gemasolar

Espagne : 19 MW_e - 285 MWh_e (capacité de stockage)

Source images : Torresol Energy

Productivité annuelle : 110 GWh

Rayonnement du site : 2062 kWh/m²/an
Superficie de l'installation : 185 ha
2 650 héliostats de 120 m²
Tour de 150 m de hauteur

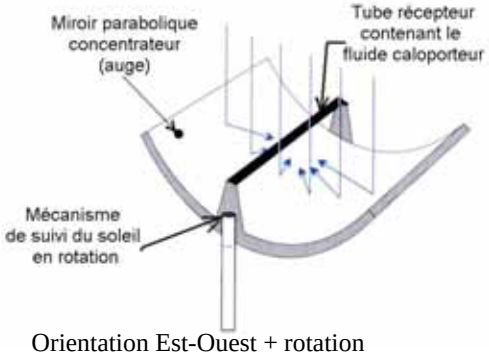
Turbine à vapeur (cycle de Rankine)
Réservoir de stockage de sels fondus
(nitrates de sodium et de potassium) : 290 à 565°C (600 MWh chaleur)
2 cylindres (1 froid et 1 chaud) diamètre : 23 m – hauteur : 14 m

Un dimensionnement optimisé en puissance (groupe de production) et en énergie (stockage) pour maximiser la productivité annuelle (lissage) : environ 5800 heures par an, soit un facteur de charge de 66%.

Investissement : environ 170 M€

Autres solutions solaires à concentration

Usines à auges (miroirs cylindro-paraboliques)

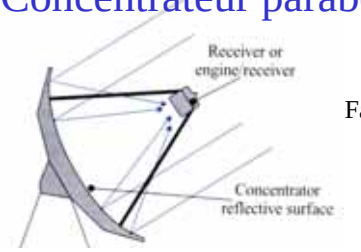


Orientation Est-Ouest + rotation
Facteur concentration : 80

Kramer Junction Power en Californie (désert du Mojave)
(9 usines de 14 à 80 MW, 354 MW cumulés)
Miroirs 100 m x 6 m. 80 MW = 480 000 m² de miroirs
Vapeur à 370°C – 100 bars Rendement 20%
Appoint gaz : solution hybride

Photos : Monash University (Australie)

Concentrateur parabolique + Moteur Stirling



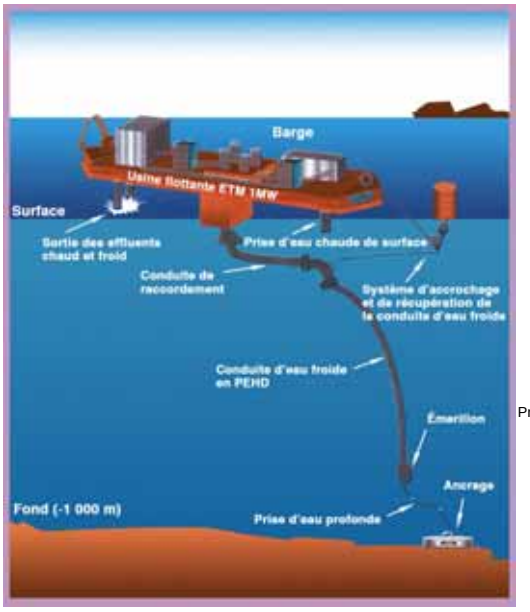
Facteur concentration :
4000 à 10 000

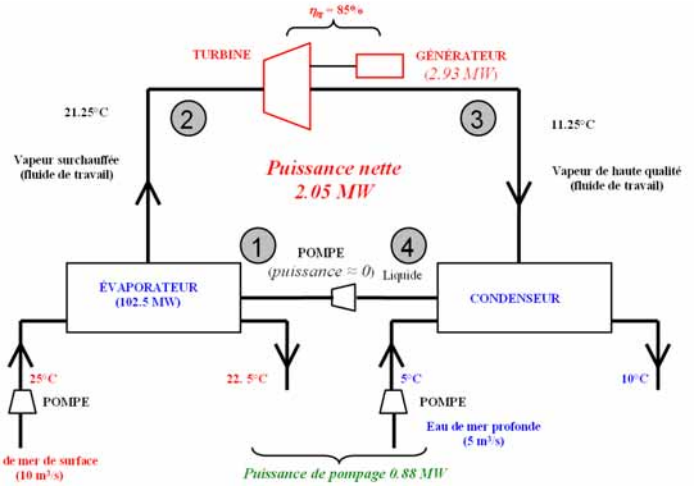
Exemple CNRS Odeillo (France) : Générateur Stirling 10 kWe avec capteur parabolique de 8 m de diamètre (50 m² = 50 kW avec 1 kW/m² crête soit un rendement global de 20%)

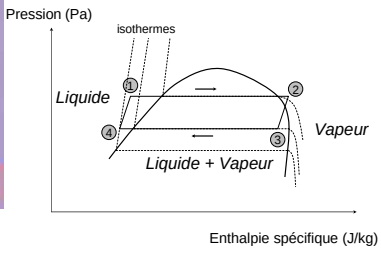
Electricité thermodynamique solaire des mers :

Principe

Source : Gauthier M., ECRIN 2004







Rendement : $\eta_{theorique} = 1 - \frac{T_{min\,i}}{T_{max\,i}}$

avec $T_{mini} \cong 278$ K (5°C)
et $T_{maxi} \cong 298$ K (25°C) : 6,7%

Hors pompage : $\eta_{brut} \cong 1 - \sqrt{\frac{T_{min\,i}}{T_{max\,i}}}$

soit 3,4%

Coût d'investissement élevé : 10 à 20 €/W

Source : Nihous G.C., Gauthier M. Livre Hermès 2012

Electricité thermodynamique solaire des mers :

Hawaï : l'usine ETM la plus puissante (1993 à 1998)

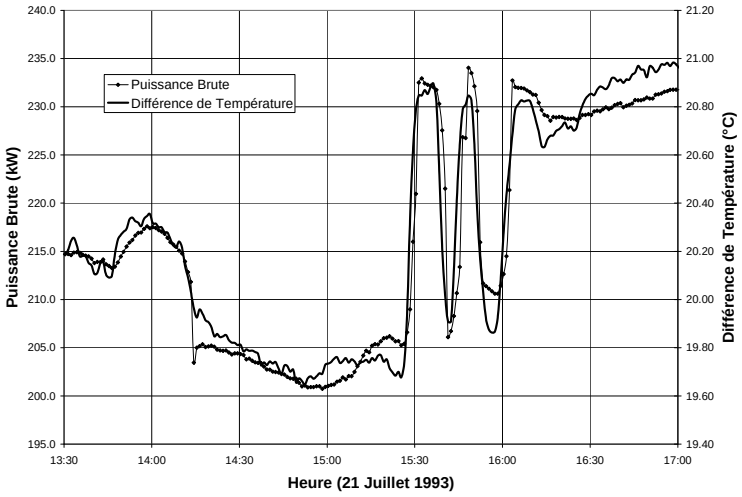
eau 26°C en surface
et 6°C (810 m de profondeur)

Puissance brute : 220 kW

Puissance nette : 100 kW_e

+ désalinisation eau de mer

Influence des fluctuations (pourtant très faibles) de différence de température sur la puissance brute



Source : Nihous G.C., Gauthier M.
Livre Hermès 2012

Production éolienne :

(Voir détails dans diaporama n°2)

- Environ 371 GW cumulés fin 2014,
  croissance moyenne + 23%/an de 2004 à 2014
  3 % de la production mondiale d'énergie électrique

- Très fort potentiel encore peu exploité :
  * récemment réévalué à la hausse
    (évolution technologique)
  * en off-shore en émergence
    (> 9 GW en Europe fin 2014)

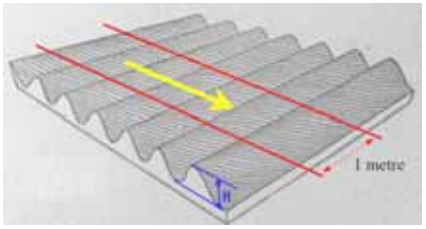
- Très faible impact environnemental

- Source très fluctuante,
  plus difficile à gérer pour les opérateurs réseau

Eolienne Jeumont J48, ferme de Plougras (Bretagne)

Houlogénération : caractérisation de la houle

Puissance incidente ramenée à la longueur de front de vague :



Source : T. Lewis, Univ. Cork

Pour une houle monochromatique et unidirectionnelle avec H crête à creux et T la période :

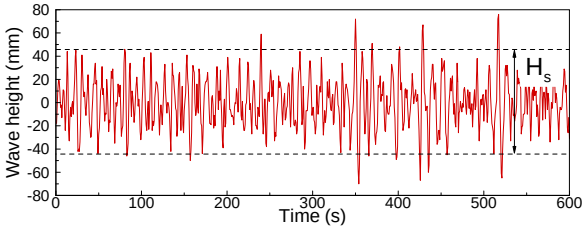
$$P_w = \frac{\rho.g}{8}.H^2 \times \frac{g}{4.\pi}.T \quad \text{en W/m}$$

Variation d'énergie cinétique surfacique J/m²

Vitesse de propagation m/s

$$P_w \cong \frac{\rho.g^2}{32.\pi}.H^2.T$$

En réalité, la houle est polychromatique et aléatoire :

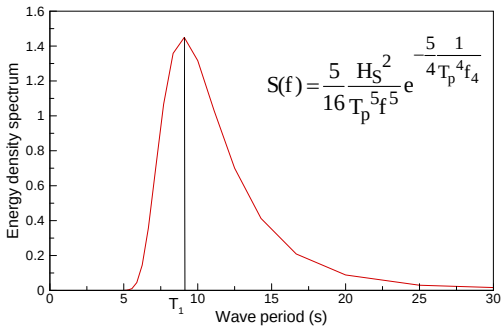


$$P_w \cong 0{,}42 \cdot \frac{\rho.g^2}{32.\pi} \cdot H_s^{\,2} \cdot T_p$$

H_s et T_p caractérisent l'état de mer

H_s = hauteur (crête à creux) significative et T_p = période pic

Modélisation d'un état de mer par spectre de Pierson-Moskowitz



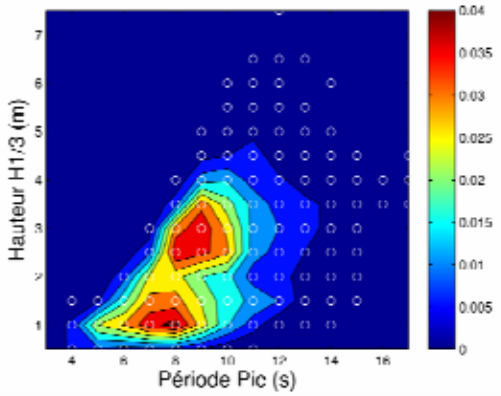
Source : A. Babarit, Chap. 3 livre Hermès 2011

Houlogénération : caractérisation de la houle

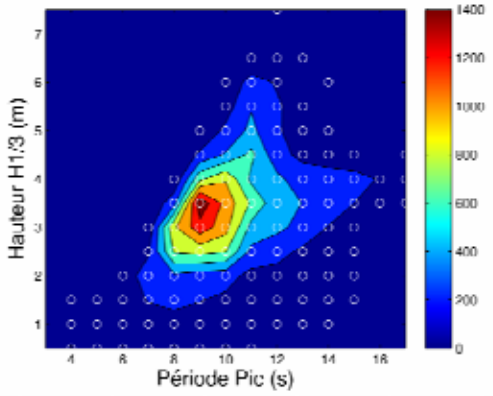
Exemple d'états de mer et de la puissance associée :

Echelle de Beaufort	4	5	6	8
H_s (m)	1	2	3	5.5
T_1 (s)	6	8	10	14
P_w (kW/m)	2,5	13	37	170

Caractérisation de la ressource (exemple Ile d'Yeu sur 1 an) $H_{1/3} \cong H_s$



Probabilité d'occurrence des états de mer



Puissance linéique moyenne annuelle des état de mer (en W/m, à multiplier par 8760 h pour avoir des Wh/m/an)

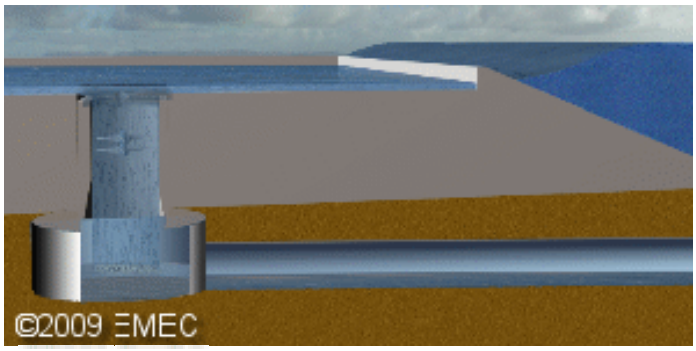
Source : J. Aubry, doctorat 2011

Houlogénération : nombreuses voies de conversion

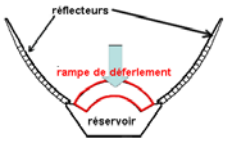
Système à déferlement

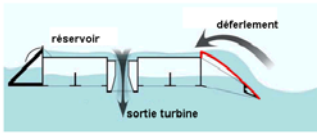
On shore ou flottants

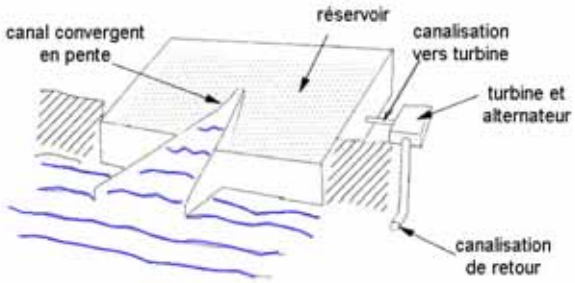
Ex. Wave Dragon (flottant) :



Source : EMEC www.emec.org.uk/







A l'échelle 1 :
300 m entre bras, 170 m (longueur) et 17 m (hauteur)
dont 3 à 6 m au-dessus du niveau de la mer.
Masse totale 33 000 tonnes, réservoir 8 000 m^3,
Turbines Kaplan + générateurs à aimants. Puissance maximale 7 MW
(20 GWh avec ressource de 36 kW/m)

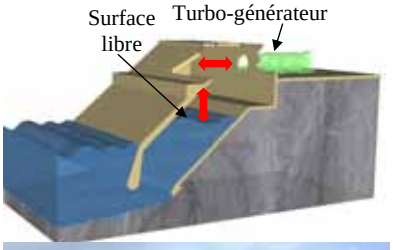
Source : www.wavedragon.net

Houlogénération : nombreuses voies de conversion

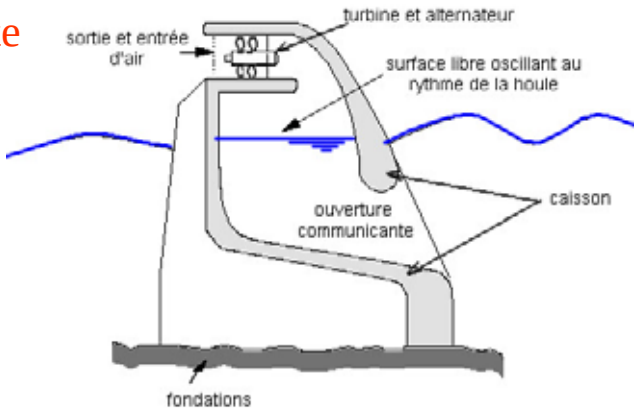
Systèmes à colonne d'eau oscillante

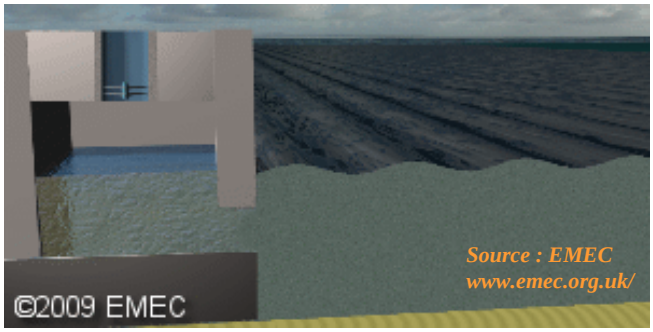
On shore ou flottants

Ex. LIMPET (on shore) :



Source : www.wavegen.co.uk/





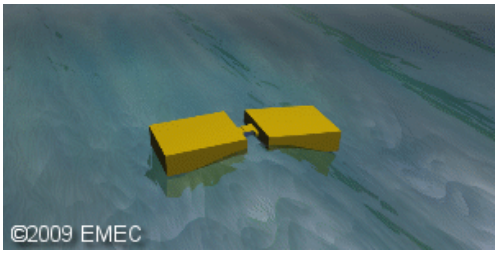
Raccordé au réseau (UK) depuis 2001
surface totale de captation de 169 m²
Turbo-générateur : 2 turbines Wells 2,6 m en contre rotation
avec 2 génératrices asynchrones à rotor bobiné de 250 kW

Houlogénération : nombreuses voies de conversion

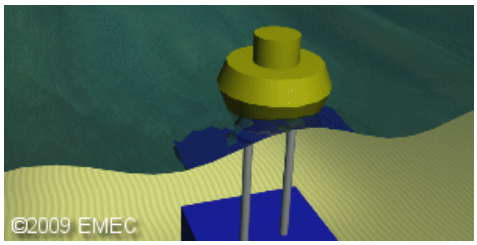
Autres systèmes

Grande diversité, classification EMEC :

Atténuateur :

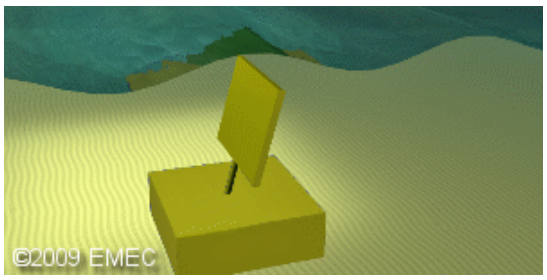


Absorbeur ponctuel :

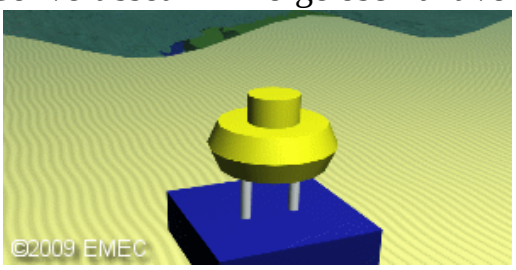


Source : EMEC
www.emec.org.uk/

Convertisseur immergé oscillant horizontal :

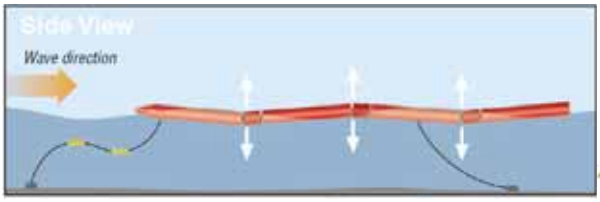


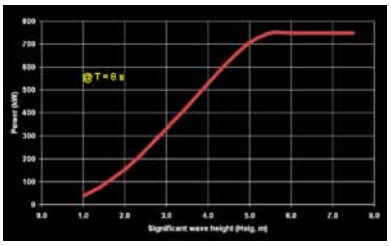
Convertisseur immergé oscillant vertical :



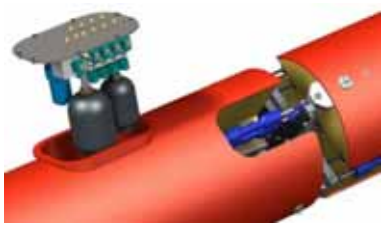
Système Pelamis (Ocean Power Delivery)

dispositif 750 kW – 2,7 GWh pour une houle de 55 kW/m (équivalent 3600 heures annuelles)
(ensemble de 4 boudins diamètre 3,5 m, longueur totale 150 m)

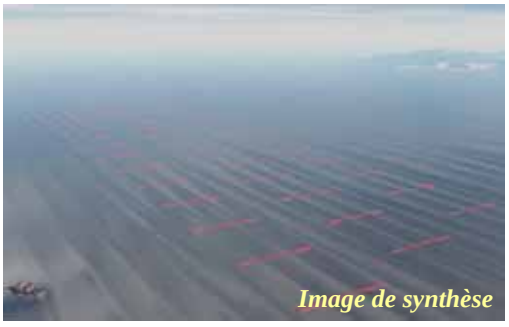




Vérins hydrauliques + stockage sous pression + moteurs hydrauliques + générateurs asynchrones



www.oceanpd.com

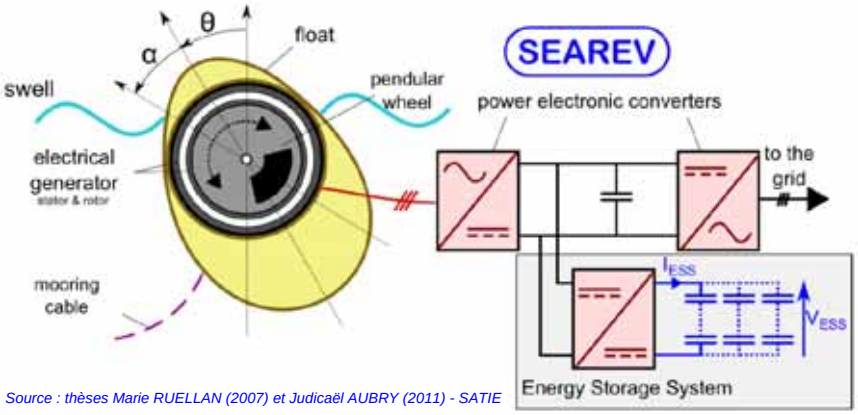


« Wavefarm »
30 MW – 1,3 km² (2,1 x 0,6 km)

Houlogénérateur SAREV

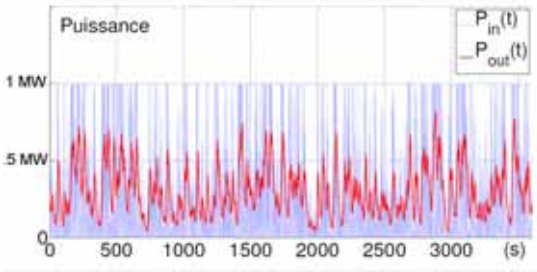
Searev (Ecole Centrale de Nantes – LMF / ENS de Cachan – SATIE)
Houlogénérateur direct à chaîne de conversion directe

Source : http://www.semrev.fr



Source : thèses Marie RUELLAN (2007) et Judicaël AUBRY (2011) - SATIE

Profil de puissance lissé :



Source : thèse Judicaël AUBRY (2011) - SATIE

Usines marémotrices : expolitation de l'énergie potentielle

Des « barrages à marée » : peu de sites favorables et peu de réalisations

Pays	Centrale	Turbines	Puissance totale	Production annuelle	Année de mise en service	Surface du bassin	Marnage moyen
France	La Rance	24 groupes bulbe (10 MW)	240 MW	540 GWh	1967	22 km²	8,5 m
Canada	Annapolis	1 groupe Straflo (20 MW)	20 MW	50 GWh	1984	15 km²	6,4 m
Chine	Jiangxia	5 groupes bulbe (1 x 500 kW, 1 x 600 kW et 3 x 700 kW)	3,2 MW	11 GWh	1980	1,4 km²	5 m
Russie	Kislogubskaya (Kislaya Guba)	1 groupe bulbe (400 kW) + 1 turbine « orthogonale » (1,5 MW)	1,9 MW	NC	1968/2007	1,1 km²	2,3 m
Corée du Sud	Sihwa	10 groupes bulbe (25,4 MW)	254 MW	550 GWh (estimation)	2011	43 km²	5,6 m

Usine de la Rance (1966)

Source : Conseil Régional Bretagne

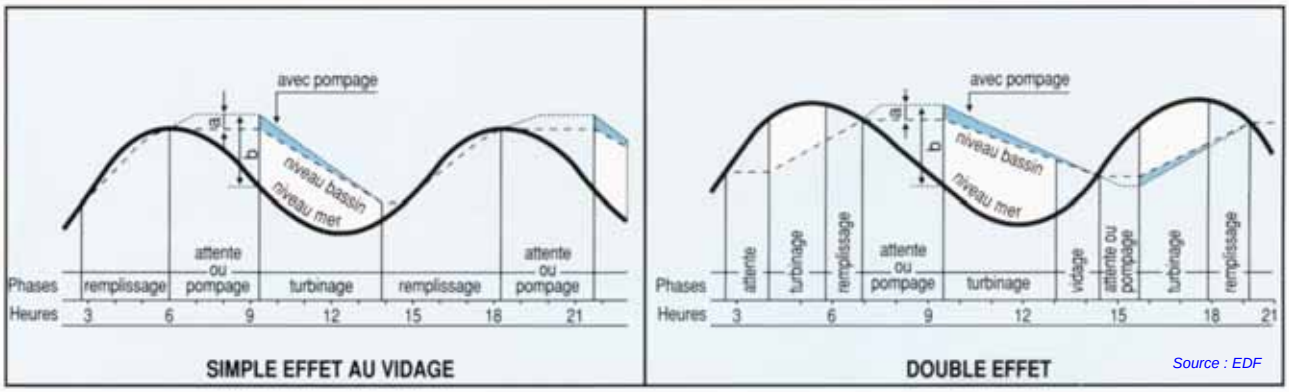
Groupes bulbes réversibles :
470 tonnes
débit : 275 m³/s - chute nominale : 5,65 m
vitesse de rotation : 93,75 tr/min (64 pôles)
Pn : 10 MW
4 pales avec inclinaison de – 5° à + 35
survitesse maximale : 260 tr/mn

Source : EDF

Autres projets de barrage d'estuaire qui ne verront peut-être jamais le jour (oppositions, impact environnemental, investissement).
Estuaire de la **Severn** (canal de Bristol) :

8 000 MW (17 TWh, eq. 2200 h) – 29 G€

Usine de la Rance : 2 cycles de fonctionnement



Simple effet : aux marées de faible et moyenne amplitude

- marée montante, vannes ouvertes, l'estuaire se remplit avec un très léger décalage en suivant le niveau de la mer ;
- à marée haute atteinte, les vannes sont fermées
  et les groupes fonctionnent en pompage pour élever le niveau de l'eau dans l'estuaire (par exemple de 2 m)
- marée descendante, lorsque le niveau de la mer atteint environ sa valeur moyenne, les groupes sont enclenchés en turbinage
  et la production s'effectue avec un bon dénivelé jusqu'à ce que la mer soit remontée au voisinage de son niveau moyen.

L'énergie dépensée lors du pompage est ainsi restituée avec un facteur 2 grâce à l'augmentation de la hauteur de chute.

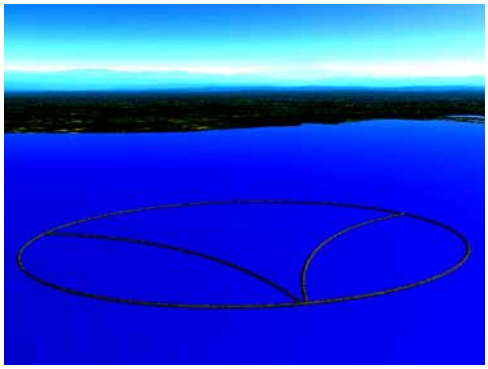
Double effet : aux fortes marées (coefficients supérieurs à 105, environ 20% des marées à Saint Malo)

- durant la marée montante et même un peu au-delà, l'eau est turbinée et produit de l'électricité ;
- puis les groupes sont arrêtés, les vannes sont ouvertes pour accélérer le remplissage du bassin
  jusqu'au moment où le niveau de la mer atteint sa valeur moyenne ;
- marée descendante : on revient au fonctionnement du cycle à simple effet.

Dans le cycle à double effet, le niveau d'eau dans le bassin varie quasi-sinusoïdalement avec un déphasage
d'un quart de période par rapport à celui de la mer et sa valeur maximale reste inférieure à celle en mer.

Usines marémotrices à lagons artificiels

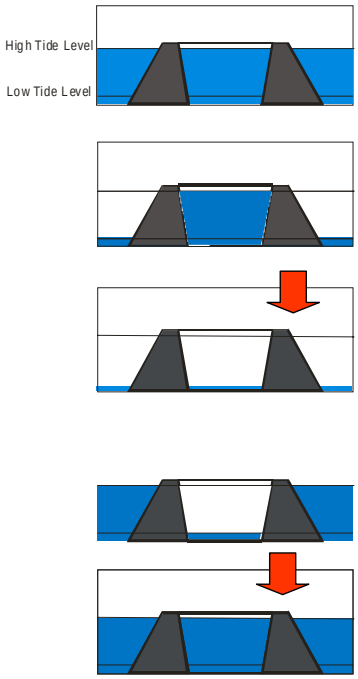
À l'état de projet
Intérêt : moins d'impact environnemental



Projet : Site de Swansea Bay
(Pays de Galle)

30 MW 5 km^2

Cycle de génération de puissance



Source : Tidal Electric Ltd (UK)
www.tidalelectric.com

Hydroliennes : récupération de l'énergie cinétique des courants marins :

Courants thermiques :

Gulf Stream 1,2 à 2,7 m/s

Courants équatoriaux de 0,2 à 0,3 m/s

- **Courants de marée** (renversement toutes les 6 heures) :

sur les côtes de Bretagne : 0,5 à 3 m/s ;

Raz Blanchard (pointe de la Hague) : 5 m/s ;

fjord de Bodo (Norvège) : 7,8 m/s

$$P = C_P \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_{balayée} \cdot V^3$$

Avec C_p = 0,4 : 1600 W/m² balayés à 2 m/s

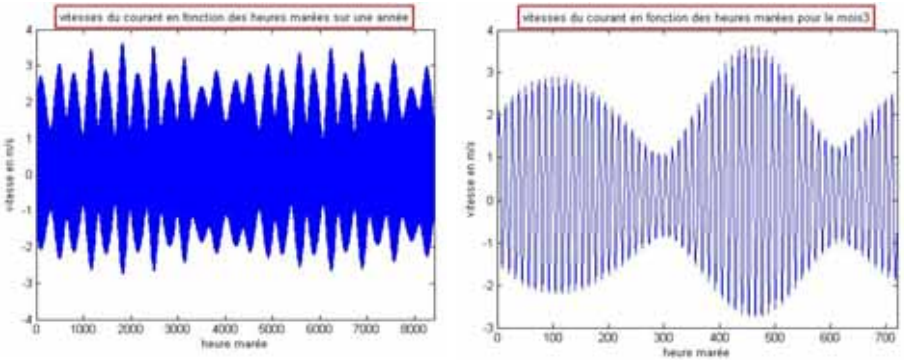
Turbine de 20 m : 500 kW

Avantages :

- prédictibilité excellente
- fluctuations maîtrisées
- grande densité de puissance
- en Europe : potentiel 48 TWh

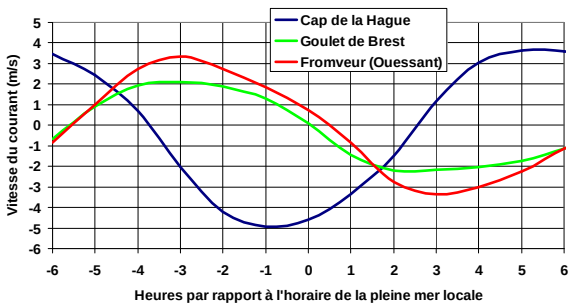
Caractérisation des courants de marée

Les courants de marée (Raz de Sein)

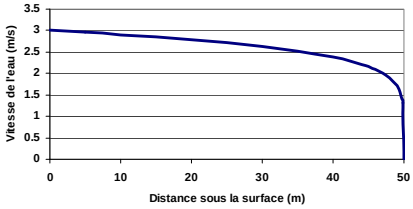


Source : Benbouzid et al. Concepts, Modélisation et Commandes des Hydroliennes, in Energies marines renouvelables, aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien, Chap. 8 livre Hermès 2011.

Décalages temporels entre sites distants :



Effet de la profondeur :

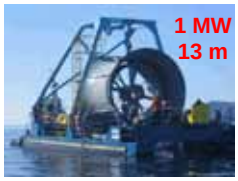


Source : J.F. Daviau, et al. "Divers aspects de l'exploitation de l'énergie des courants marins", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.

Turbines hydroliennes

Turbines : mêmes principes que les éoliennes :

- à axe horizontal



Source : Clean Current / Alstom Hydro

Source : Hammerfest Strøm

- à axe vertical

Turbine GORLOV

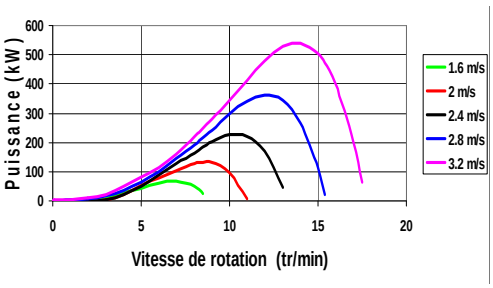
Turbine HARVEST (LEGI)

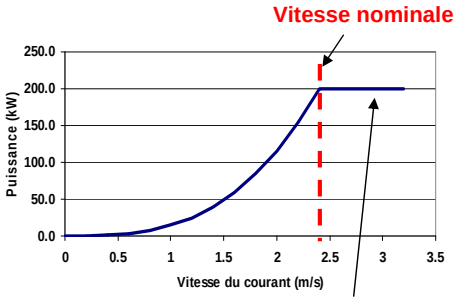
Particularités :

- moins de contraintes sur l'orientation face au courant
  => pas de système d'orientation
- des vitesses de courant plus faibles de valeurs bien délimitées
  => moins de contraintes d'écrêtage de la puissance
- des limites dues à la cavitation
  => vitesse périphérique plus faible qu'en éolien (10 m/s)

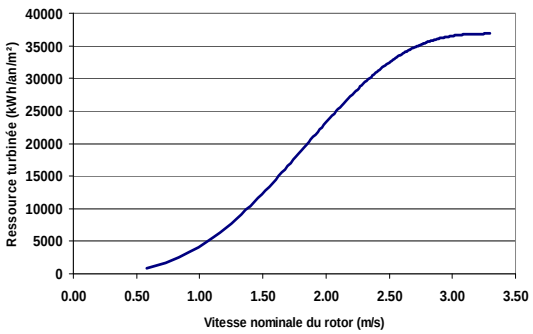
Hydroliennes : optimisation du dimensionnement

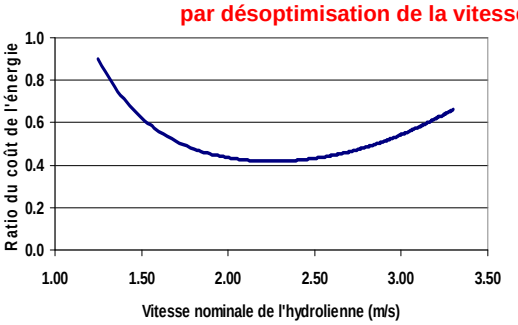
Optimisation économique : écrêtage de la puissance





Écrêtage possible par pas variable ou par désoptimisation de la vitesse de rotation





Source : J.F. Daviau, et al. "Divers aspects de l'exploitation de l'énergie des courants marins", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.

Hydroliennes : exemples européens

Seaflow project (Marine Current Turbines Ltd UK)

Source : SEAGEN http://www.seageneration.co.uk/

Turbines jumelles sur profils et piles de diamètre 3 à 4 m
Puissance = 2 * 600 kW (total 1,2 MW)
Diamètre = 16 m, Rotation = 10 à 20 tours/min
En service depuis nov. 2008 : Narrows Strangford (Irlande)

France :

Sabella

Source : Hydrohelix

Sabella 03 : test 2008-2009

Paimpol-Bréhat (EDF)

Source : EDF

Phase 1 : **4 machines OpenHydro** OCT-16
(4 x 850 kW à 2,9 m/s, 2,5 GWh/an)
1ère machine posée oct 2011
Mise en service prévue 2014

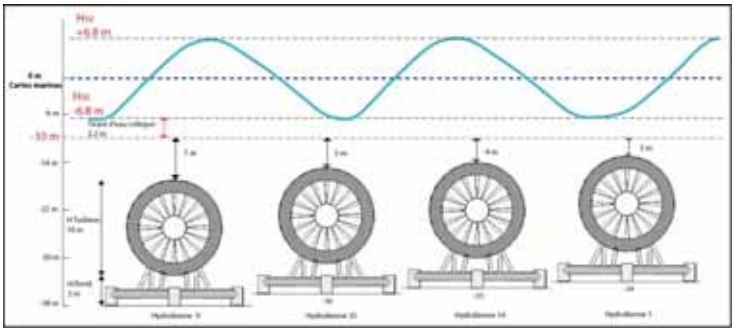
Installation de Paimpol Bréhat

4 machines OpenHydro OCT-16 (16 m de diamètre) de 850 kW à 2,9 m/s (12 tr/min)

Machine à Brest en sept. 2011:

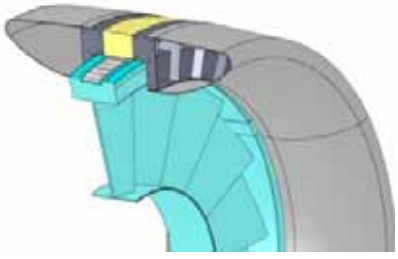
Source : DCNS

Profondeur d'implantation compte tenu du marnage



Source : P. BRUN, L. TERME, A. BARILLIER (EDF), Chap. 7 Livre Hermès 2011

Génératrice à aimants multipolaire 288 pôles
diamètre rotor 13,6 m – entrefer 10 mm

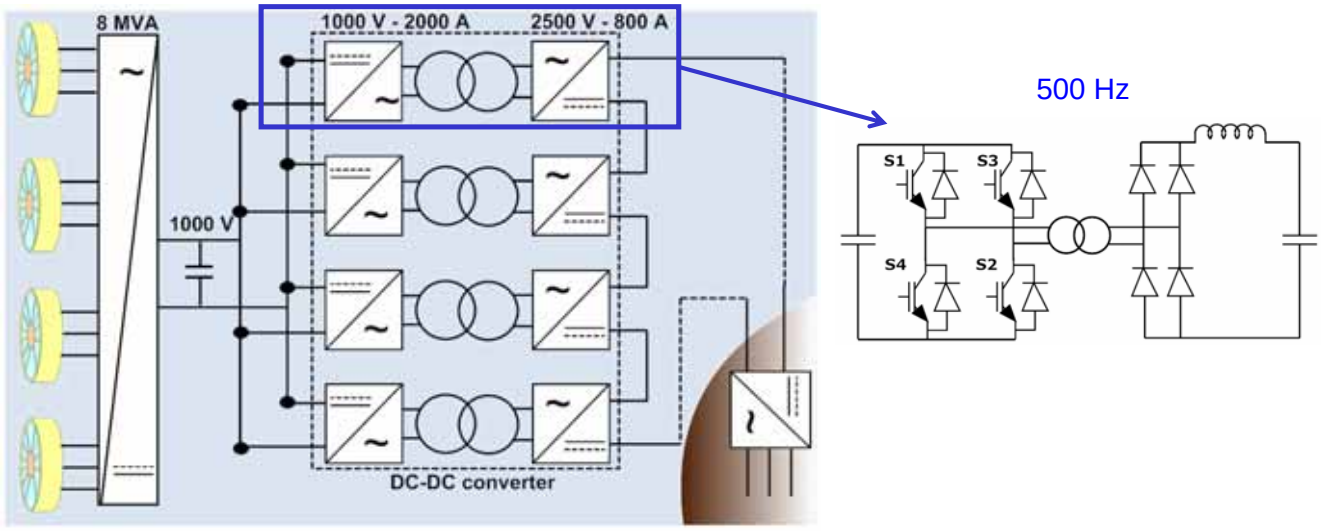


Source : Openhydro

Par machine : H 20 m - envergure 25 x 27 m
masse totale ≅ 900 tonnes dont 450 t de ballast,
venturi externe ϕ_{ext} 16 m et L 7 m
ogive creuse centrale ϕ_{ext} 6 m $\phi_{orifice}$ 3 m

Installation de Paimpol Bréhat

4 ensembles machines (690 V maxi) - convertisseurs AC-DC 1 kV à vitesse variable
+ convertisseur DC-DC élévateur 1 kV -> 10 kV :



+ liaison DC 10 kV 15 km
+ poste de livraison à terre 20 kV-50 Hz

Source : P. MONJEAN, L2EP, Lyon, juin 2012

Géothermie « haute énergie » :

(Temp. d'eau 150 à 350°C)

- Une énergie bon marché
  pour des sites privilégies

-10,7 GW installés en 2009

production 2011 : 70 TWh, croissance 2001-2011 : 3,1%/an

Exemples : - japonais : Hatchobaru 300 MW

- Guadeloupe : Bouillante 14 MW

Echelle de coût d'investissement :
1,4 à 4,3 €/W selon technologie et puissance

Puissance installée	Coûts directs d'investissement	Coûts de production*
Commission européenne	(€ / kWe)	(c€ / kWh)
15 MWe	2300 – 2400	5,5
30 MWe	1800 – 1900	4,5
55 MWe	1400 – 1500	3,7

Principe de la récupération de chaleur géothermique issue des roches Sèches

Expérience de Soultz (Alsace):

Possibilité d'accroître le nombre de sites exploitables en injectant de l'eau et en la récupérant réchauffée.

Nombreuses difficultés, ressource incertaine.

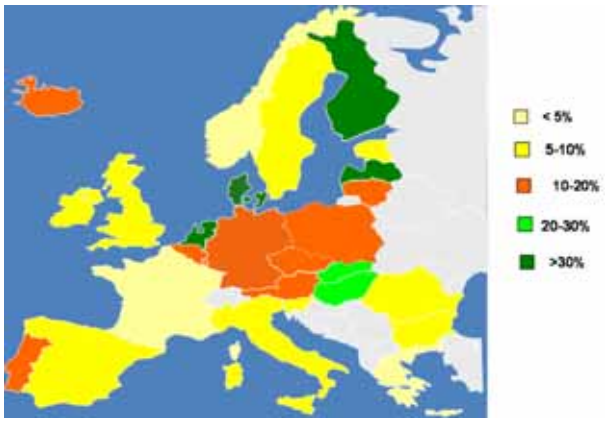
Source :
Revue Systèmes Solaires mars 2003

Amélioration du bilan énergétique global grâce à la **COGÉNÉRATION**

Production thermodynamique d'électricité à partir de chaleur avec récupération d'une grande partie de la chaleur habituellement rejetée dans l'environnement :

- fossiles (surtout au gaz)
- Nucléaire (pas pratiqué)
- Biomasse (biogaz, bois…)
- déchets ménagers
- Hydrogène (expériences)

En Europe environ **11% de l'électricité cogénérée**



En France environ 2,8% de l'électricité (16 TWh_e + 22 TWh_{th})

Puissance installée au 1er novembre 2012 :

	Nombre d'installations	Puissance (MWe)
Biomasse	18	212
Biogaz	199	203
Cogénération Gaz	483	3000
Petites Installations	169	2
Incinération	75	869

Environ 4300 MW sous obligation d'achat (mais environ 5000 MW au total)

en diminution… en 2003 : 6,6 MW 25,3 TWh_e et de 68 TWh_{th}

COGÉNÉRATION

Technologie	Puissance	Rendement
Turbines à vapeur	Biomasse: jusqu'à 5 MW Fossiles: jusqu'à des centaines de MW	> 0,85
Turbines à combustion	500 kW-300 MW 20 kW-1 MW (en développement)	0,6-0,8 0,5-0,7
Moteurs à combustion interne (gaz, diesel)	2,5 kW-6100 kW (gaz) 5 kW-1700 kW (diesel)	0,8-0,9
Moteurs à combustion externe	1-15 kW 50 kW (en développement)	0,5-0,7

IEPF fiche technique Prisme Cogénération

Définitions Micro à grande cogénération en kW

Pays	Micro	Mini	Petite	Moyenne	Grande
Autriche	< 50	–	50-200	200-700	> 700
Belgique	1-10	10-100	100-500	–	> 500
France	< 36	36-215	215-1000	–	> 1000

IEPF Fiche Technique Prisme Cogénération

Exemples micro-cogénération
(en dehors des moteurs à combustion interne)

Microturbine à gaz
Exemple : Capstone
30 kW_e
(η_e 26%)

Stirling
Exemple : Whisper Tech
1,2 kW_e
(η_e 14%)
8 kW_{th}

Pile à combustible PEM au gaz
Exemple : Vaillant GmbH
2,5 à 4,5 kW_e
5,6 à 9,1 kW_{th}

Rejets de GES durant la seule phase de combustion

La combustion de 1 kg de carbone dégage 3,66 kg de CO_2

Pouvoir calorifique et émissions de CO2 relatives à la valeur énergétique de quelques combustibles

Combustible (valeurs particulières)	Pouvoir calorifique inférieur PCI (ou supérieur PCS)	Emission de CO_2 par rapport à PCI (PCS) en $kgCO_2/kWh$
Charbon (anthracite)	8,1 kWh/kg (+ 3,3%)	0,35 (0,34)
Fuel domestique	11,6 kWh/kg (+ 5%))	0,28 (0,27)
Gaz naturel	10,4 kWh/m³ (+ 10%)	0,2 (0,18)
Propane	12,9 kWh/kg (+ 8,5%)	0,24 (0,22)

Comparaison essence et gasoil, effet de la vente au litre :

Essence : 2,37 kg CO_2/litre (12,2 kWh_{PCI}/kg, 0,72 à 0,775 kg/dm³) => 0,25 à 0,27 $kgCO_2/kWh_{PCI}$
Gasoil : 2,64 kg CO_2/litre (11,6 kWh_{PCI}/kg, 0,82 à 0,845 kg/dm³) => 0,27 à 0,28 $kgCO_2/kWh_{PCI}$

1 L de gasoil émet donc environ 15% de CO2 de plus qu'1 L d'essence car il est plus dense. C'est le meilleur rendement des moteurs diesel qui permet de compenser…

Emissions de GES

(La combustion d'un kilogramme de carbone émet 3,6 kg de CO_2)

Pour obtenir 1 kWh de chaleur, il faut brûler environ 96 dm^3 (10,4 kWh_{PCI}/m^3) de gaz naturel, ce qui rejette 200 g CO_2

Pour produire 1 kWh d'électricité (kWh_e) avec les meilleures centrales thermiques au gaz (rendement 60%), il faut 1,7 kWh de chaleur ➡ rejet de 340 g CO_2

Avec le charbon, on peut dépasser : 1 kg CO_2/kWh_e

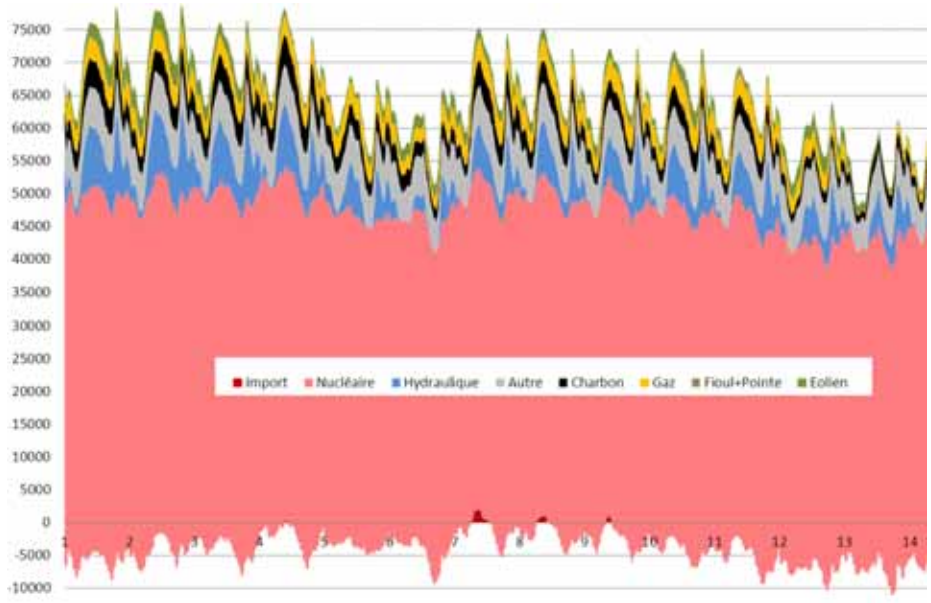
En France, 1 kWh_e nucléaire rejette 6 g CO_2 (moyenne mondiale : 60 g)

Et la moyenne française des émissions est d'environ 90 g CO_2 / kWh_e

Dans le cas de l'électricité éolienne et photovoltaïque ou de toute autre source qui n'émet pas de gaz à effet de serre lors de la phase de conversion : les émissions sont liées aux phases de fabrication et de recyclage, donc à la quantité et au type d'énergie consommée.

C'est toujours bien plus faible que ce qui est produit avec les combustibles fossiles.

Les émissions de CO_2 de l'électricité varient en fonction du mix instantané



Sensibilité à la température ambiante

En 1980-81 :
+ 400 MW/°C

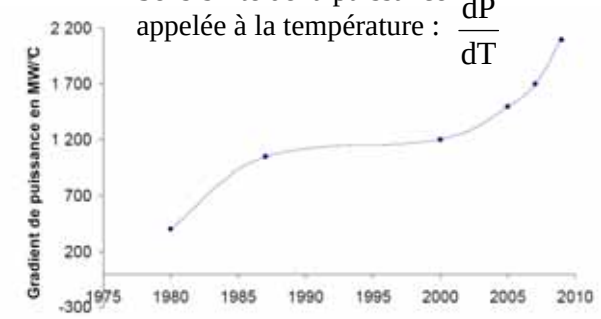
Hiver 2011-12 :
+ 2 300 MW/°C

Explication : croissance de la part du chauffage électrique

En janvier 2005, la France a admis que le chauffage électrique rejetait 180 gCO_2/kWh (c'est plus aujourd'hui, sans doute environ 500 g)

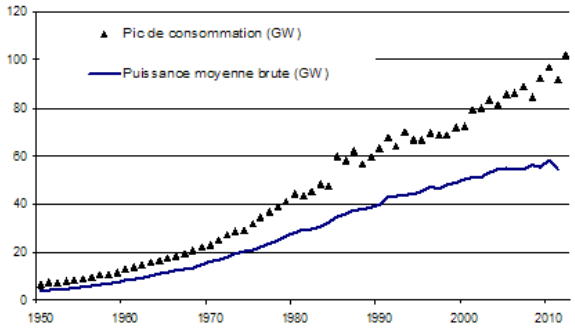
Corrélation puissance appelée – températures froides (France 2012)

Sensibilité de la puissance appelée à la température : $\frac{dP}{dT}$

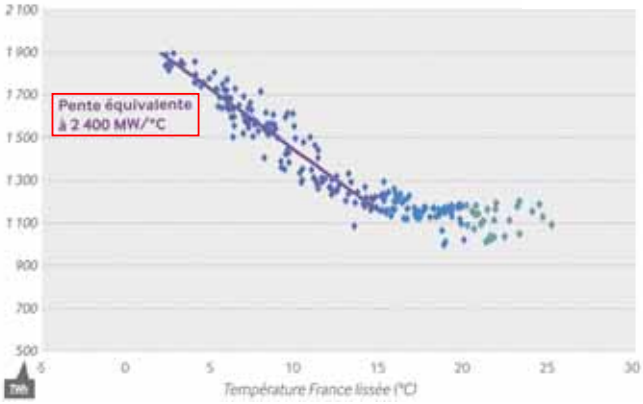


Source : thèse N. Pigenet 2009

La valeur maximale de puissance croit 2,5 fois plus vite que la puissance moyenne



Source : RTE



Source : rapport RTE 2013

Relation émissions de CO_2 / rendement dans les centrales thermiques à combustibles fossiles

(attention : sur la seule phase de combustion)

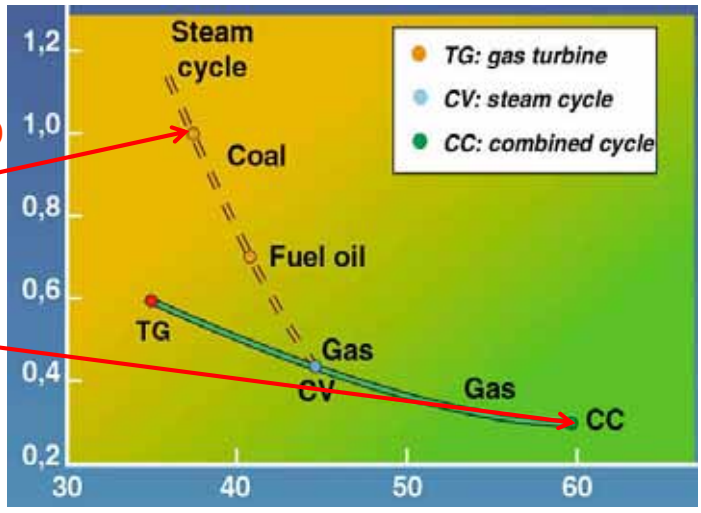
kg CO_2 /kWh$_e$

Pour produire 1 kWh électrique

(par exemple : 20 litres d'eau chaude de +40°C)

- charbon $_{vapeur}$: 1 kg de CO_2

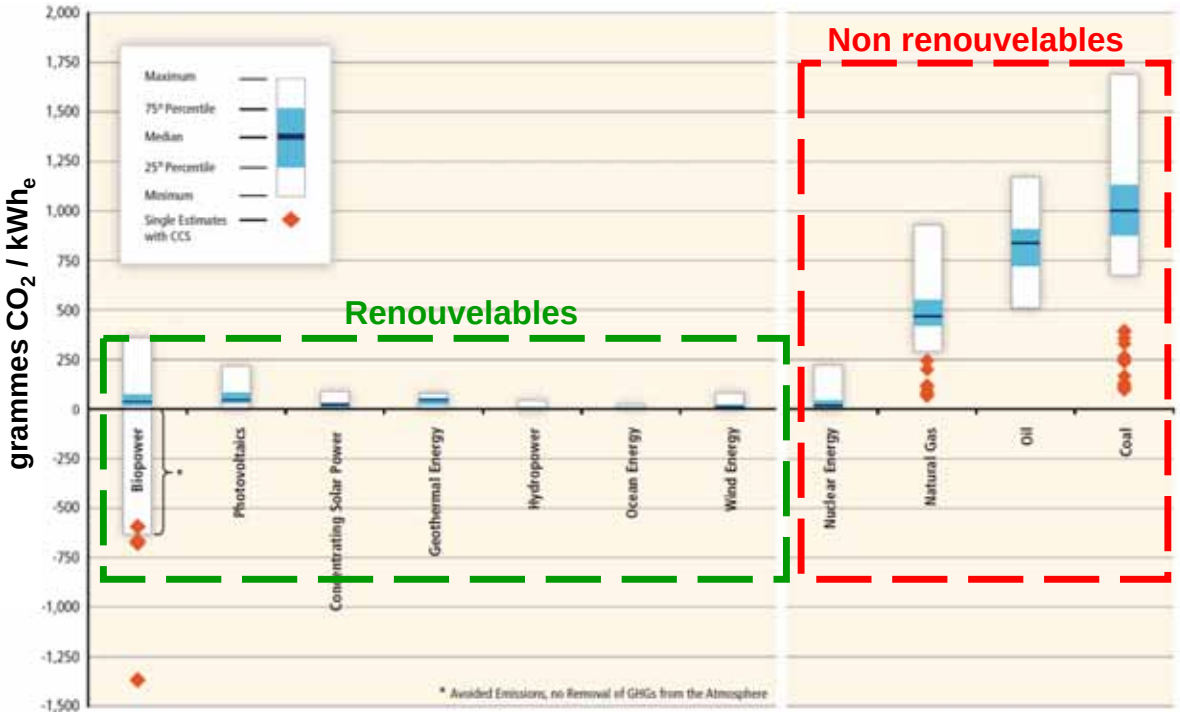
- gaz $_{cycle\ combiné}$: 0,36 kg de CO_2



η (%)

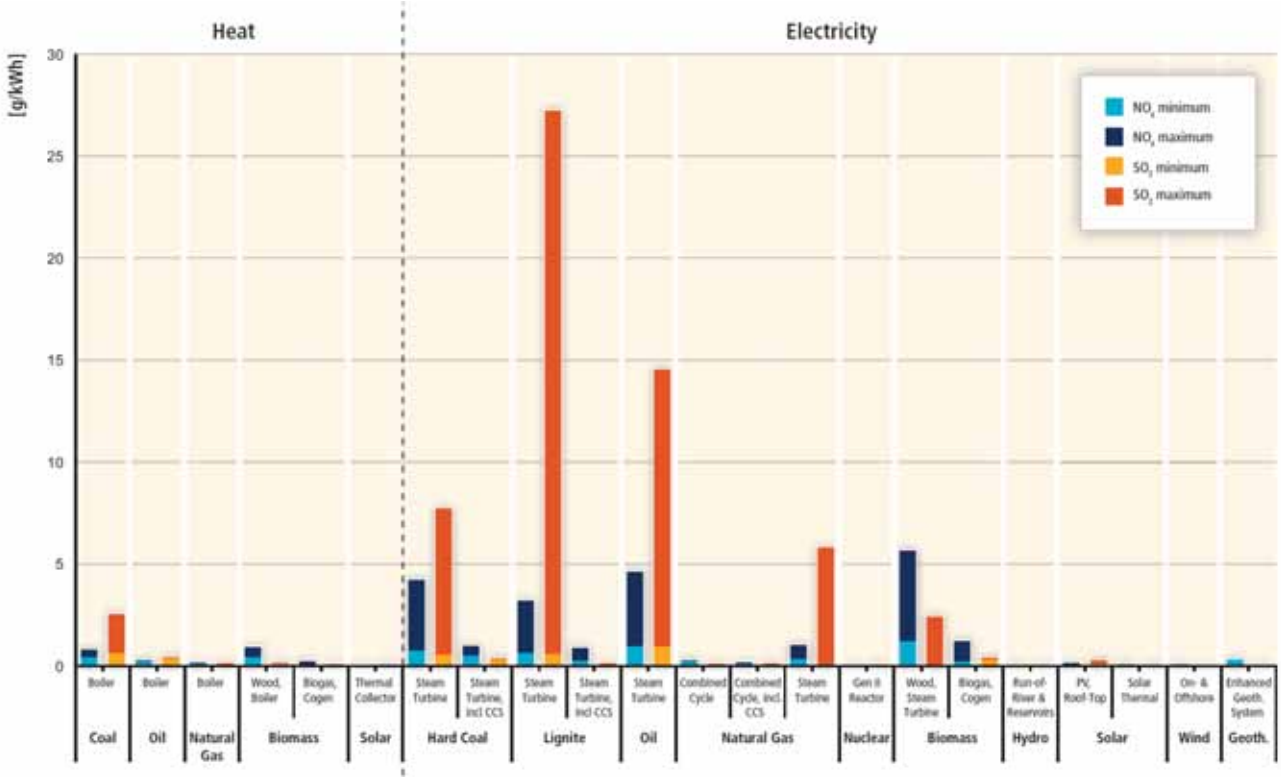
Source : IFP

Bilan des émissions de GES sur cycle de vie dues à la production d'électricité



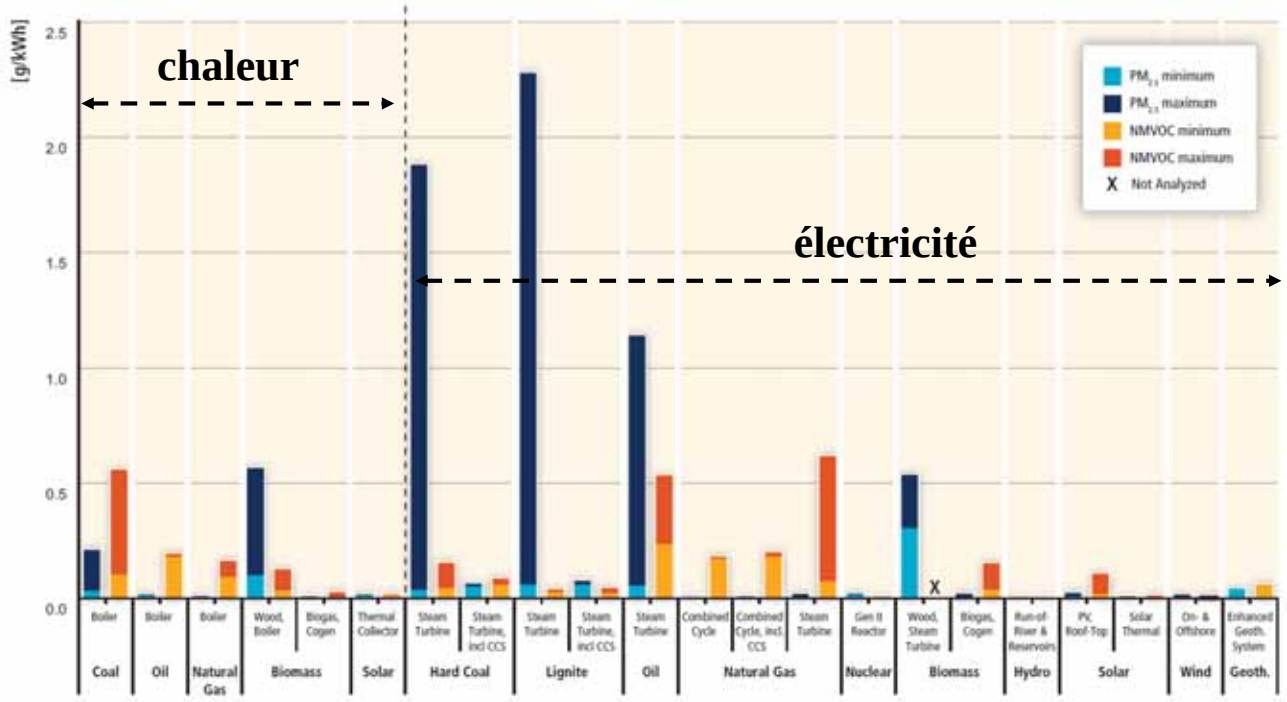
Source : IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011
Ch. 9 : Renewable Energy in the Context of Sustainable Development

Bilan des émissions de NOx et SO_2 en g/kWh sur cycle de vie pour la production de chaleur et



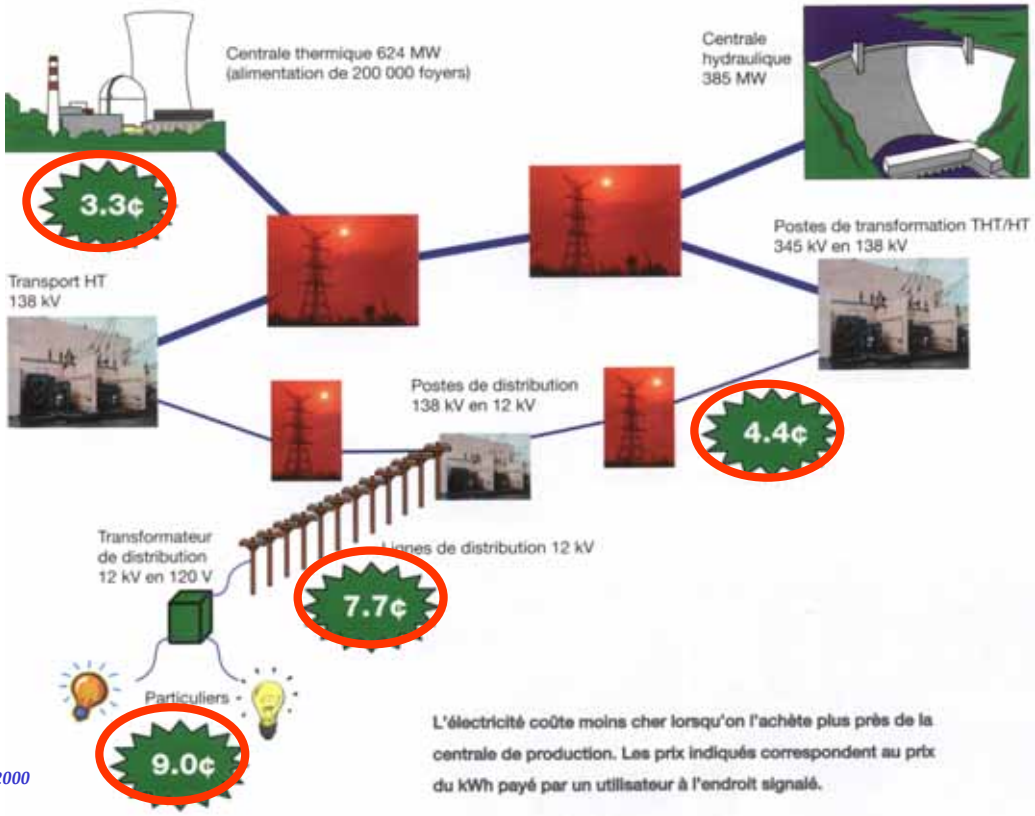
Source : IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011
Ch. 9 : Renewable Energy in the Context of Sustainable Development

Bilan des émissions de particules fines et de COV en g/kWh sur cycle de vie pour la production d'électricité et de chaleur



Source : IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011
Ch. 9 : Renewable Energy in the Context of Sustainable Development

Attention aux comparaisons de coûts de l'électricité (production + transport + distribution)



Source : revue ABB mars 2000

Exemples de calculs économiques simplifiés de coûts de production électrique

Exemple 1 : à partir d'un combustible (centrale thermique, turbine à combustion)

Investissement : 500 €/kW Durée de vie : 20 ans

Combustible pétrole : 80 €/baril (1 baril = 1700 kWh_{pci} => 4,7 c€/kWh_{pci}),
Avec un rendement de 30%, il faut 3,3 kWh_{pci} pour obtenir 1 kWh_e
Ainsi, pour obtenir 1 kWh_e il faut dépenser 14 c€ de combustible (non renouvelable)

Si l'usine fonctionne pendant 20 ans durant 3000 heures par an,
la part de l'investissement dans le coût de revient vaut :
500 € pour 1 kW qui produit : 1 kW x 3000 h x 20 = 60 000 kWh_e donc 0,8 c€/kWh_e
prix total = 14,8 c€/kWh_e

Avec les combustibles fossiles, la part du combustible est dominante

Exemple 2 : à partir d'une éolienne

Investissement : 1200 €/kW Durée de vie : 20 ans
Le vent est gratuit : 0 €/kWh_e dû à l'énergie primaire

Si l'éolienne est implantée sur un site dont la productivité annuelle est :
de 2000 heures, 1 kW produit 40 000 kWh_e (en 20 ans), le prix de revient est : 3 c€/kWh_e
de 3000 heures, ---- 60 000 kWh_e --- : 2 c€/kWh_e

Avec les ressources renouvelables gratuites, la part de l'investissement et les performances du site sont dominantes

Temps de retour sur investissement énergétique des convertisseurs de ressources renouvelables

Photovoltaïque en toiture

Pour une durée de vie de 30 ans

Technologie/ Energie grise	Nord Europe (900 heures par an)	Sud Europe (1700 heures par an)
Silicium cristallin (14%) / 5,8 kWh / Wp	**6,4 ans**	3,4 ans
Silicium couches minces (9%) / 3,8 kWh / Wp	4,2 ans	2,2 ans
CdTe (11%) / 2,1 kWh / Wp	2,3 ans	**1,2 ans**

Source : Energy Research Centre of the Netherlands, Workshop Photovoltaik-Modultechnik, Nov. 2009.

Eolien (terrestre, grandes machines)

Pour une durée de vie de 20 ans

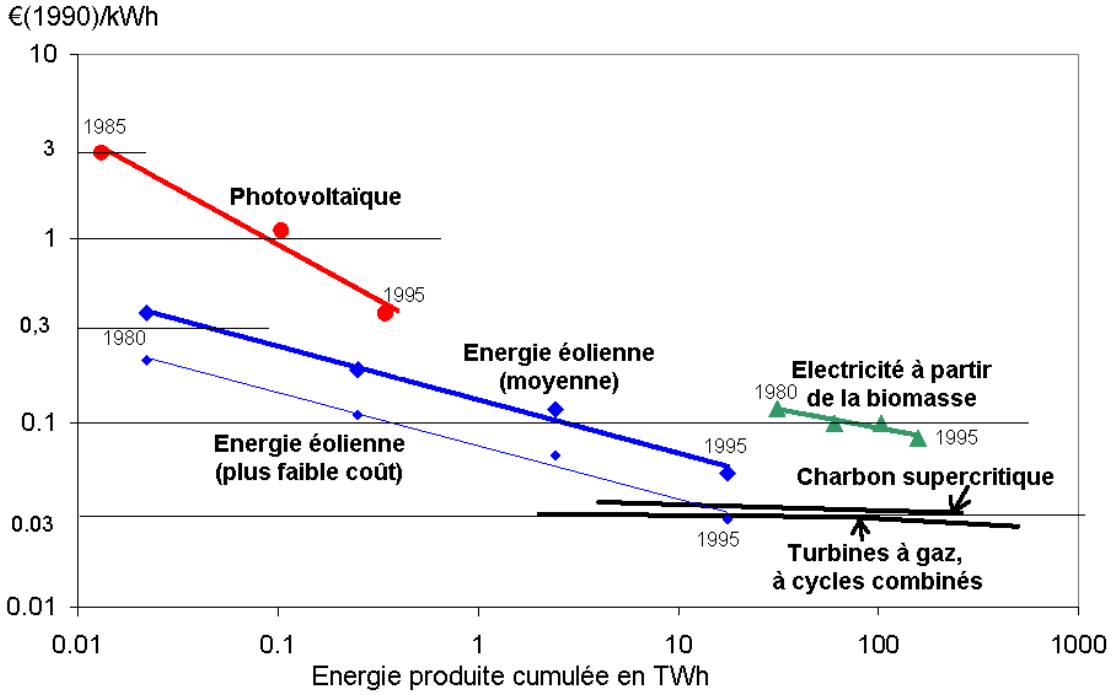
Exemple Gamesa G8X (2 MW – 80 m) : 1,6 GWh (tout compris)

Site normalement venté : 2000 h/an => 4 GWh/an => **0,4 année**
Site terrestre bien venté : 2700 h/an => 5,4 GWh/an => 0,33 année

Source : E. Martinez et al., "Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine", Elsevier Ren. Energy 2009

Impact des volumes de production sur les coûts

(courbes d'apprentissage économiques)

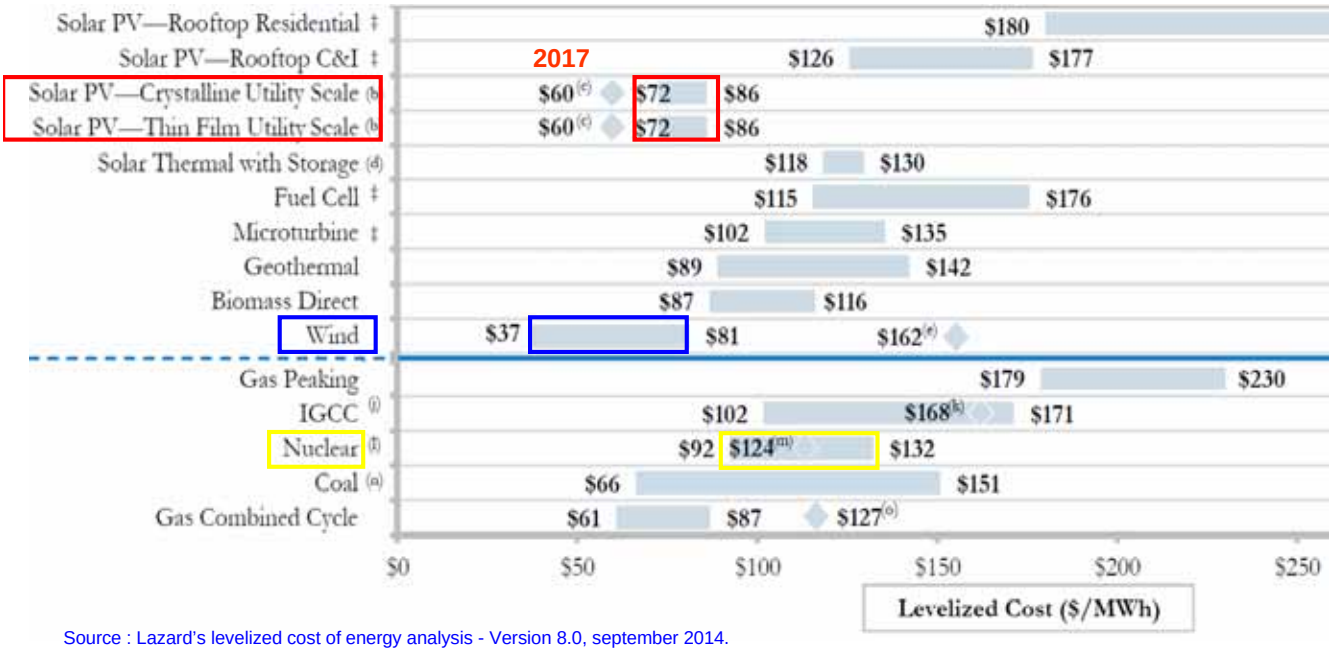


NGCC = Natural gas combined-cycle turbine

Comparaison des coûts actualisés USA de production d'électricité en $/kWh$_e$

Rapport banque Lazard pour les **USA** (sept. 2014)

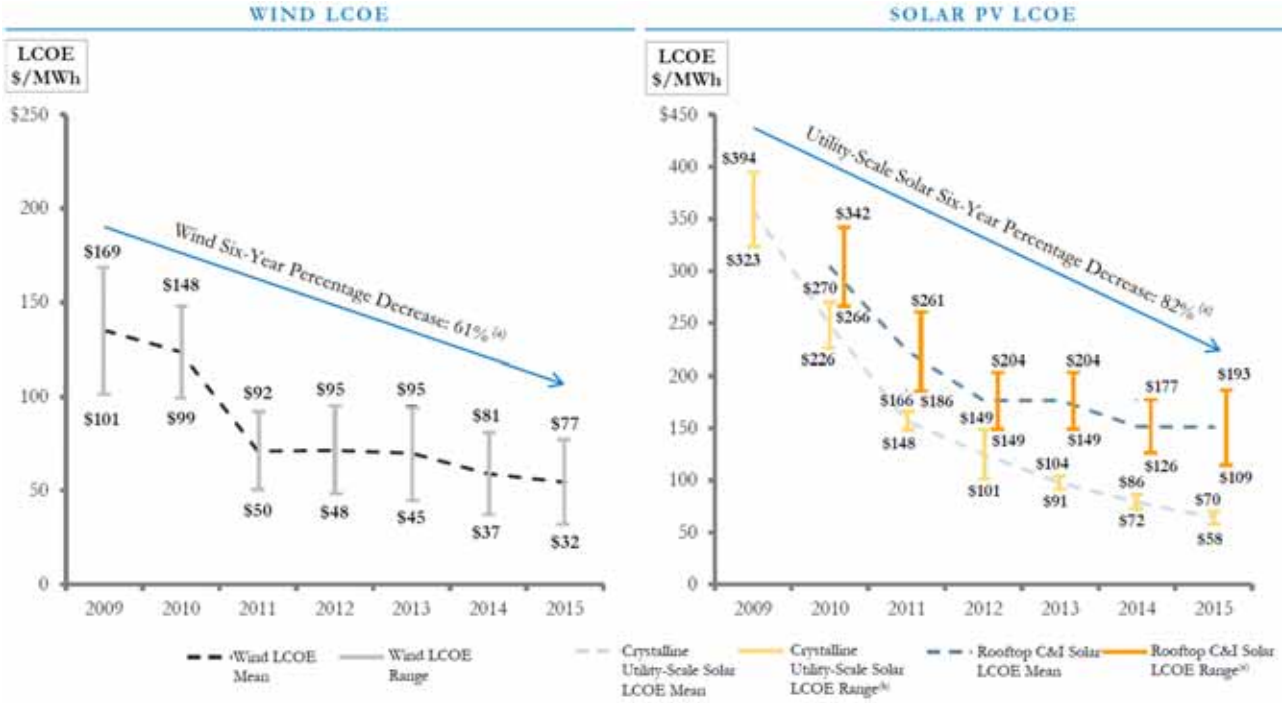
LCOE = Levelized Cost of Electricity



Source : Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 8.0, september 2014.
http://www.lazard.com/PDF/Levelized%20Cost%20of%20Energy%20-%20Version%208.0.pdf

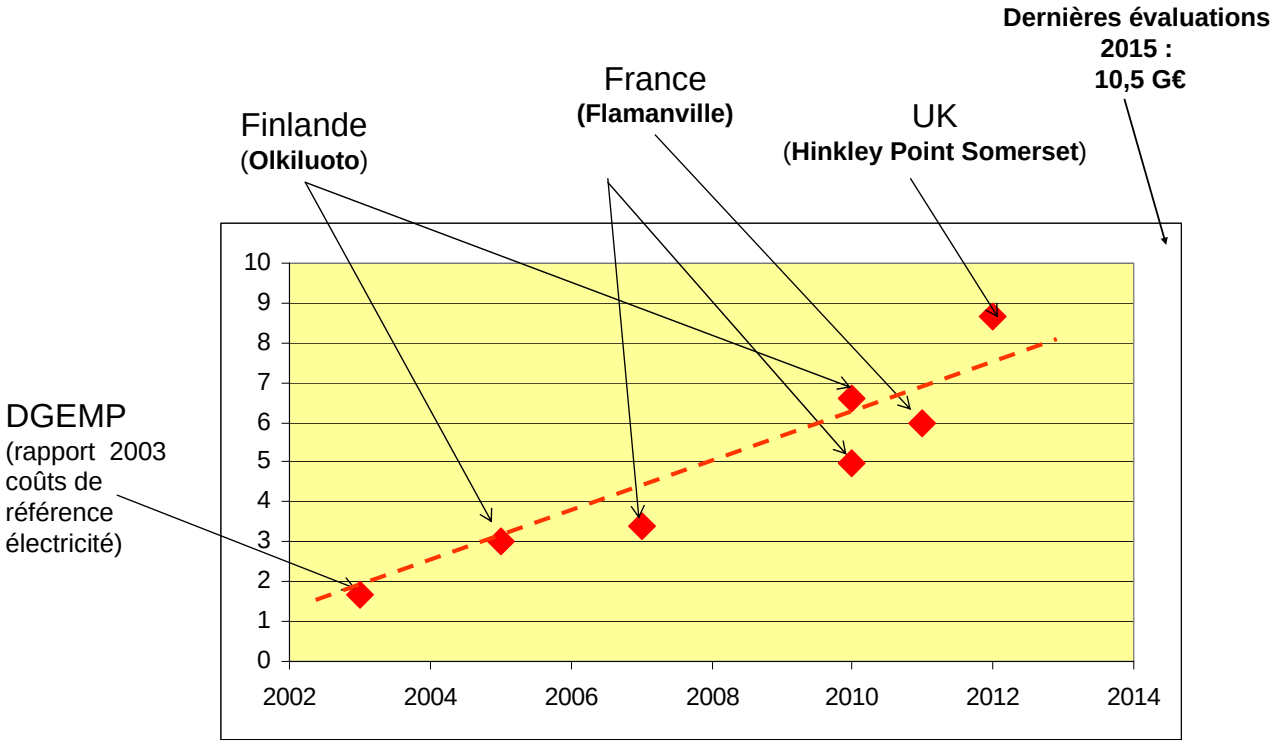
Baisse des coûts de production éolien et PV

Rapport banque Lazard pour les **USA** (nov. 2015)
LCOE = Levelized Cost of Electricity



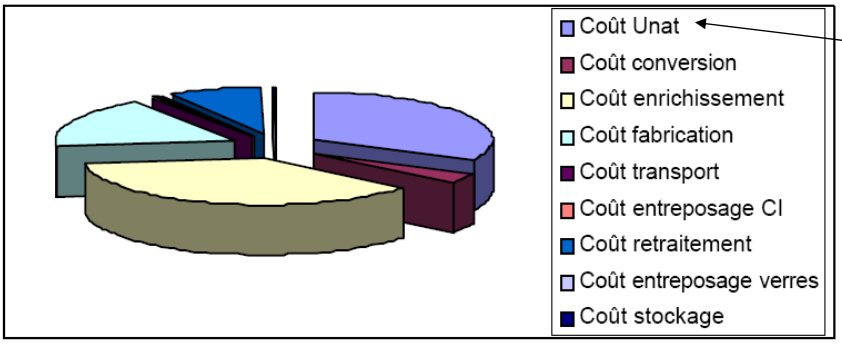
Source : Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 9.0, nov. 2015.
https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf

Cas des coûts d'investissement du réacteur nucléaire EPR : courbe d'apprentissage inversée



Estimation initiale du coût de production de l'EPR

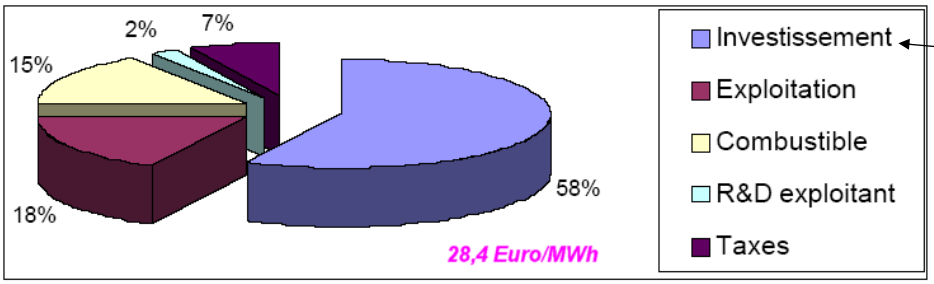
(sur la base du rapport DGEMP déc. 2003)



Base :
prix de l'U_3O_8
à 20$/livre

(actuellement
60 $/lb
à long terme)

Figure 34 – Décomposition du coût du combustible nucléaire (actualisation 8%) ***4,4 Euro/MWh***



Base :
1,66 G€
par réacteur
(22€/MWh
avec un taux
d'actualisation
de 5%)

Figure 35 – Décomposition du coût de production du nucléaire en base (actualisation 8%)

A 8,66 G€ par réacteur, cela donne **120 €/MWh** (12 c€/kWh) pour la seule part de l'investissement

Bibliographie 1/2

1- Rapports

- Commission Européenne Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires , 1998.
- GIEC, « Changements Climatiques 2007. Rapport de synthèse, 2007.
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Énergie électrique en France 2012.
- MEADOWS D.H. et al. . The limits to growth : a report for The Club of Rome's project on the predicament of mankind. -- New York : Universe Books, 1972.
- FAULSTICH M. et al., « 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar » (100% d'électricité renouvelable d'ici 2050: respect du climat, sureté, économie), SRU mai 2010.
- KLAUS T. et al. Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen (Énergie Objectif 2050: 100% d'électricité provenant de sources renouvelables), rapport 238 p., july 2010.
- Agence Internationale de l'Energie, Energy Statistics Manual.
- CHAVANNE X., Le rendement énergétique de la production pétrolière, rapports de l'ASPO (Association pour l'étude des pics de production de pétrole et de gaz naturel), annexe 10 2006, en ligne, http://aspofrance.viabloga.com/texts/documents.
- Chiffres clés de l'énergie en France, rapport annuel 2012 www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.
- International Energy Agency, Key World Energy Statistics, 2012.
- Scénario négaWatt 2011, téléchargeable sur www.negawatt.org
- La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde en 2012.
- NALUKOWE (B) et al. ,Life Cycle Assessment of a Wind Turbine, Technical report, may 2006.
- KORONEOS (C.), STYLOS (N.), MOUSSIOPOULOS (N.) Life cycle assessment of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Systems. LCA, vol.11 :129–136, 2006.
-VOORSPOOLS (K.R.), BROUWERS (E.A.), rouwers, William D. D'HAESELEER (W.D.), Emission indirectes des gaz à effet de serre des centrales "à emission zero", Université Catholique de Louvain, 2009.
- LAHERRÈRE (J.). - Energie, Nature et les hommes, cours du master OSE 30 Octobre 2012, en ligne.

2- Articles et ouvrages

[BAS_00] BASTARD (P.). - Electricité Voyage au cœur du système, Eyrolles 2000
[BER_01] BERGOUNOUS (J.). - Le secteur électrique : du monopole à la concurrence. Techniques de l'Ingénieur, D 4 007, Traité Génie électrique, novembre 2001.
[CAHB_97] CHABOT (B.). - Énergies renouvelables. Encyclopaedia Universalis 1997.
[JOUZ_07] JOUZEL (J.), DEBROISE (A), Climat jeu dangereux, Dunod 2007.
[DGE_03] Coûts de référence de la production électrique, Rapport DGEMP/DIDEME/SD6, décembre 2003.
[KOO_02] KOOMEY (J.). - Latest Measured Data on Data Center Power Use in the U.S.. 2002 NEMS conference (National Energy Modeling System), March 2002.

Bibliographie
2/2

2- Articles et ouvrages (suite)

[MAN_00] MANUELE (J.). - Shell Projects on Renewable Energy Course ESD166J – Sustainable Energy, may 2000.

[MAY_02] MAYER (D.), NEIRAC (F.P.). - La production répartie d'électricité : techniques et perspectives dans le contexte européen. GEVIQ' 2002, Marseille juin 2002, pp. 48-54.

[MUL_03] MULTON (B). « Production d'électricité par des sources renouvelables », Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D4005/6, mai 2003.

[CGDD_09] Commissariat Général au Développement Durable. Chiffres clés de l'énergie, éditions 2009.

[Mul_11] B. MULTON, Y. THIAUX, H. BEN AHMED, «Consommation d'énergie, ressources énergétiques et place de l'électricité», Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D3900v2, 2011.

[Mul_11-12] MULTON B. (coordinateur) : Energies marines renouvelables, aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien. Hermès EGEM, oct. 2011, 384 p.
Energie thermique, houlogénération et technologies de conversion et de transport pour les énergies marines. Hermès EGEM, fév. 2012, 368 p.

[Mul_06] B. MULTON, A. CLÉMENT, M. RUELLAN, J. SEIGNEURBIEUX, H. BEN AHMED, « Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines», Chapitre 7 du tome 1 du livre « Les Nouvelles Technologies de l'Energie », dirigé par J.C. Sabonnadière, Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 2006, 45p.

[Piz_00] D.J. PIZER, C.H. RETZLER, R.W. YEMM, "The OPD Pelamis: Experimental and numerical results from the hydrodynamic work program", Wave Energy Conferences, Alborg 2000.

[Sab_06] (sous la direction de) J.C. SABONNADIERE, "Les Nouvelles Technologies de l' Energie", Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 2006

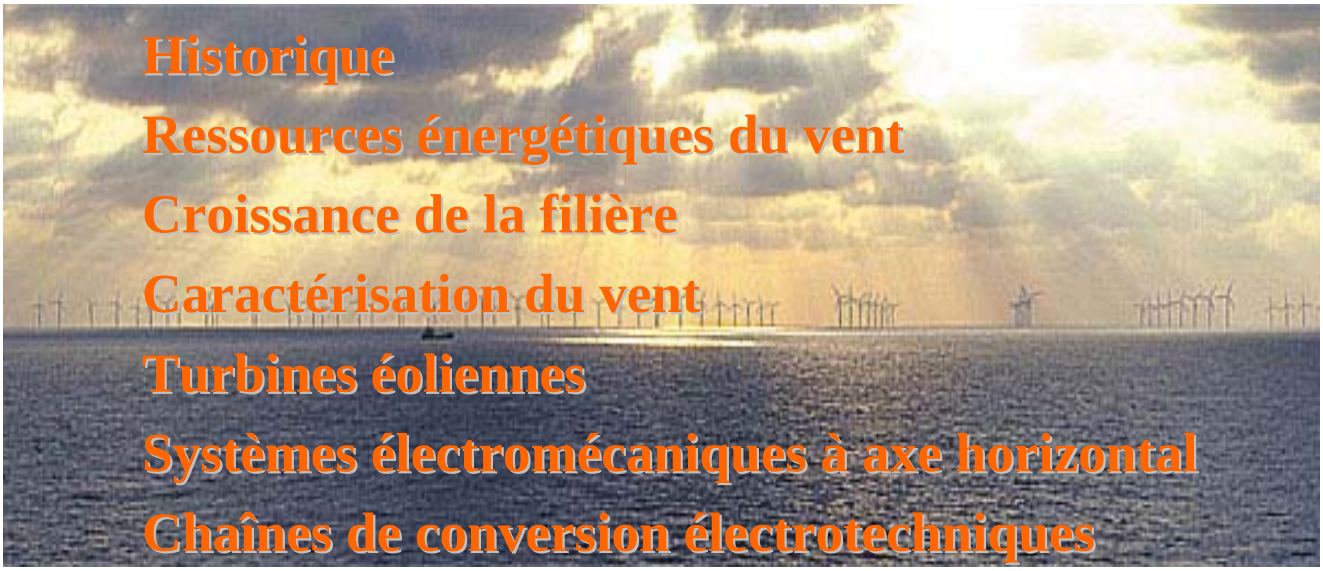
[VEG_99] L. A. Vega, "Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)", OTEC- December 1999.

3- Organismes d'information sur les questions énergétiques et électriques

Conseil Mondial de l'Énergie (World Energy Council) http://www.worldenergy.org/wec-geis/
International Energy Agency (IEA) http://www.iea.org
Energy Information Administration (EIA) (Départ. de l'Énergie du gouvernement US) http://www.eia.doe.gov/
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie ADEME http://www.ademe.fr
Électricité de France EDF http://www.edf.fr/
Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives CEA http://www.cea.fr/
Comité de liaison Énergies Renouvelables CLER http://www.cler.org
Institut Français du Pétrole IFP http://www.ifp.fr
Direction Générale de l'Énergie et du climat DGEC http://www.developpement-durable.gouv.fr/
Observatoire des Énergies Renouvelables Observ'ER http://energies-renouvelables.org
Énergie Plus http://www.energie-plus.com/
Association Négawatt : http://www.negawatt.org/

Bernard MULTON
Département de Mécatronique - Ecole Normale Supérieure de Rennes

Aérogénérateurs électriques



Historique

Voiles bateaux ⟹ Premiers moulin à vent (Perse 600 avJC)

Pompage dans les polders (Hollande)

Pompage de l 'eau

Production d 'électricité

1891 : 1er aérogénérateur Danemark (La Cour)
1941 : USA bipale de 1,25 MW
France : 1920 bipale ϕ 20 m (CEM)
1950-60 tripale ϕ 30 m 800 kW
bipale ϕ 35 m 1 MW
Californie : années 1980 près de 400 MW en 1985

Wind-rush californien

Deux grands secteurs d ’application :

- **sites isolés**, camping, bateaux… **qq 10 W à qq 10 kW**

Ex. 1 : 400 W

Ex. 2 : USA 10 kW

- **production au fil du vent couplé au réseau**

qq 100 kW à qq MW par unités

Ex. 3 Plougras : 8 x 750 kW

Ex. 4 : Middelgrunden : 20 x 2 MW

Source: Bundesverband WindEnergie e.V.

Ressources énergétiques du vent

(sous produit solaire)

30.10^6 TWh_p dans l’atmosphère terrestre

Monde : potentiel technique mondial terrestre 20 000 à 125 000 TWh
offshore 4 000 à 37 000 TWh

(source : Wiser, R. et al., “Wind Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011)

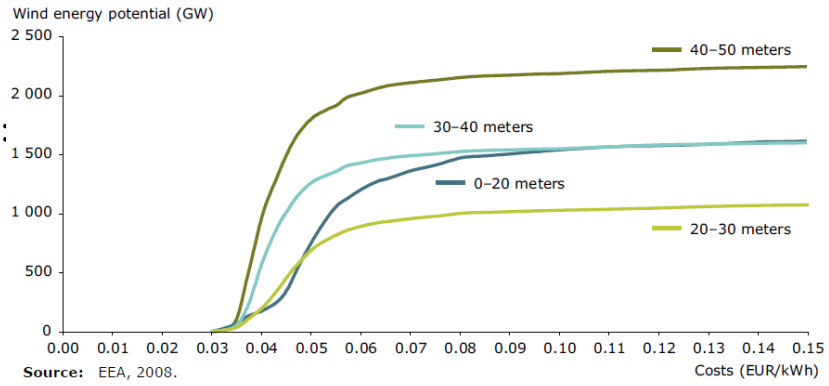
Conso humanité : 160 000 TWh primaires et 23 000 TWh électriques

CEE : potentiel technique terrestre 45 000 TWh_e et offshore 30 000 TWh_e

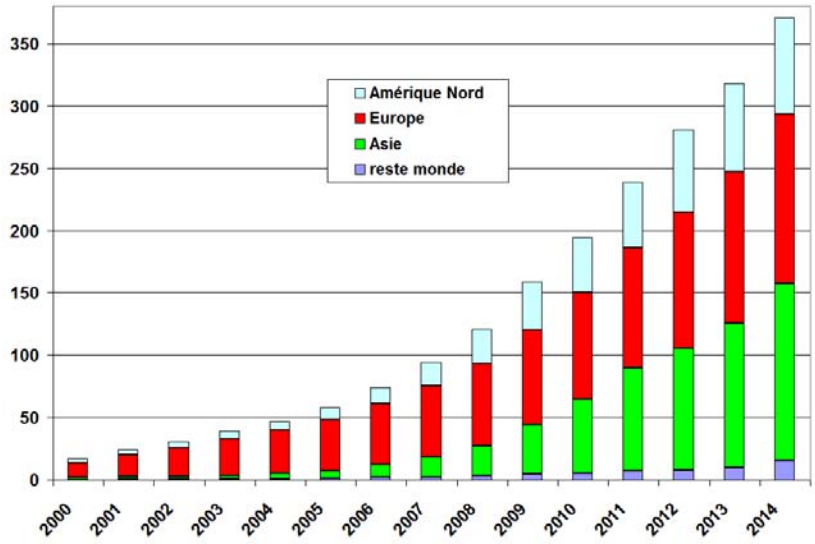
France : ---- terrestre 5 300 TWh_e et ---- 1 900 TWh_e

(source : Europe's onshore and offshore wind energy potential, EEA Technical report N° 6/2009)

Potentiel offshore européen en fonction de la profondeur des fonds et des coûts :



Croissance de la filière



Nombre d'heures équivalentes à pleine puissance :

> 2000 à 3500 h en terrestre

(1 GW produit 2 à 3,5 TWh)

> 3000 h en offshore

(1 GW produit plus de 3 TWh)

Croissance moyenne 2004-2014 : 23%/an

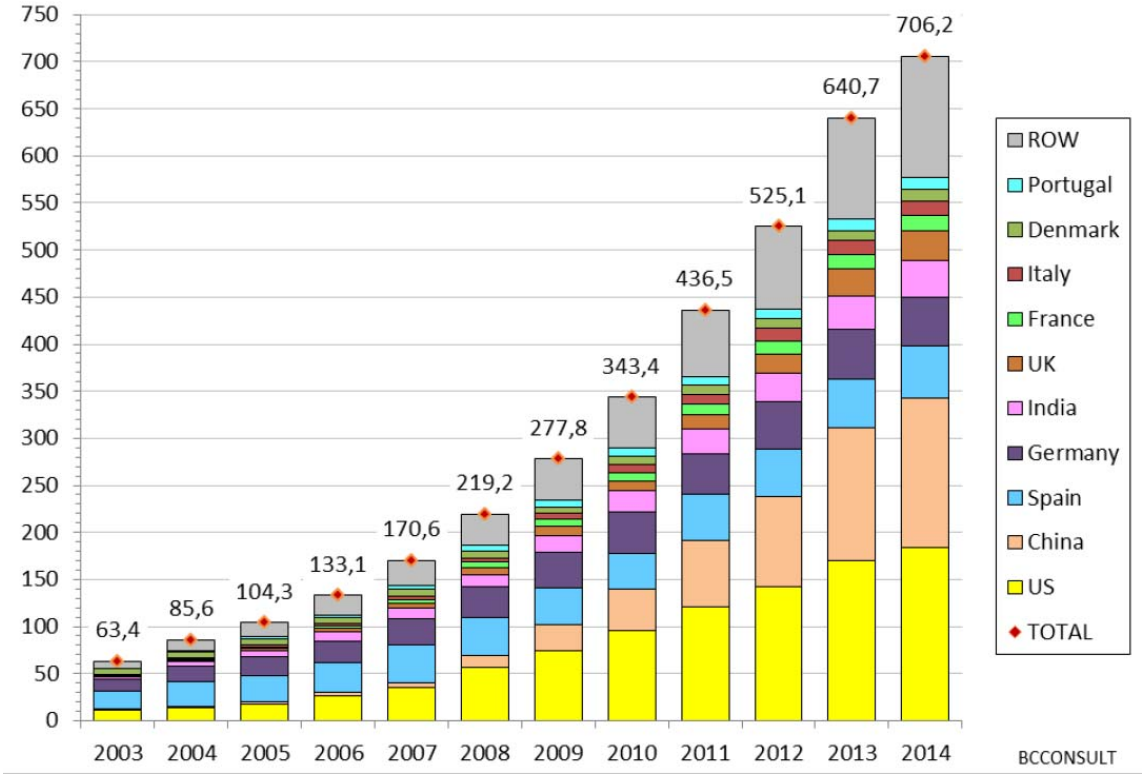
> 50 GW de nouvelles installations en 2014 (+16%)

Fin 2014 : 371 ***GW*** installés (*>9 GW offsore*)
706 TWh (3 % de la production mondiale d'électricité)
France 2014 : 9,1 GW - 17 TWh (3,1%)

Environ :
1 à 1,5 emplois / MW
pour fabriquer et installer

dont 0,2 emplois/MW
pour la maintenance

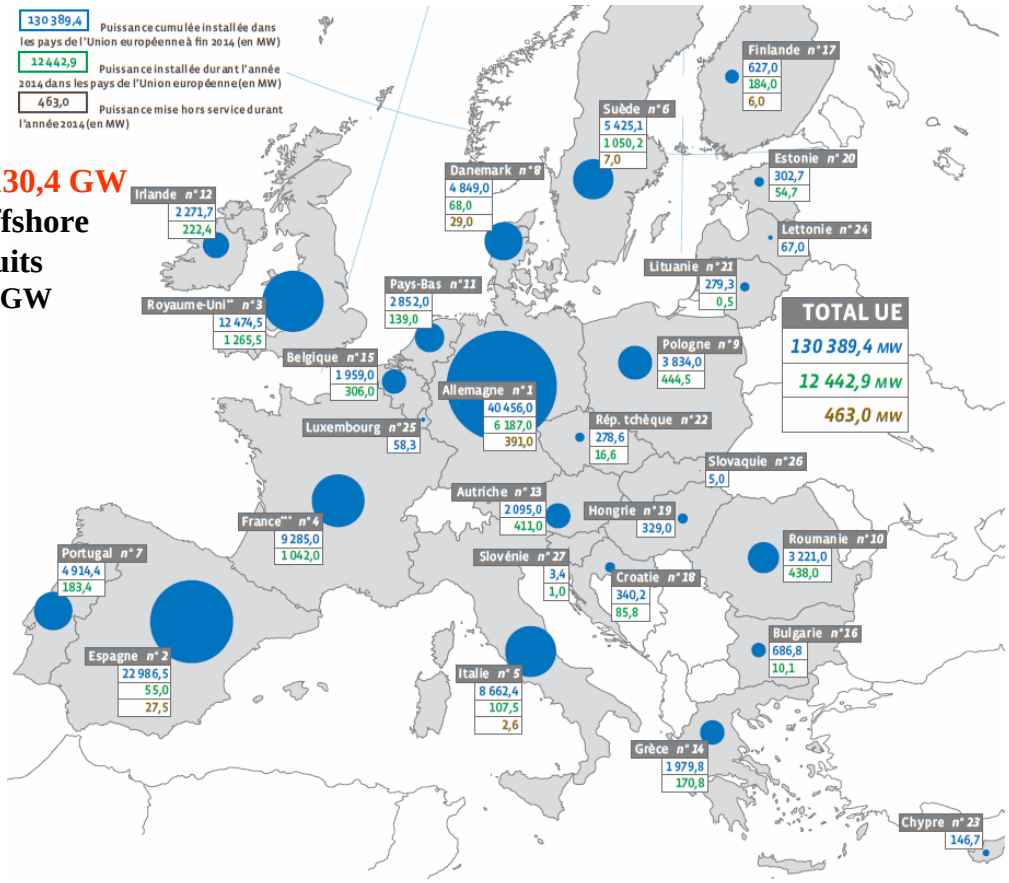
Croissance mondiale par région 2003-2014 (TWh)



Source : Bernard CHABOT , Global electricity overview for 2014
http://www.renewablesinternational.net/global-electricity-overview-for-2014/150/537/88299/

Europe, fin 2014

Source : Observ'ER baromètre éolien, fev. 15



Union Européenne : 130,4 GW
dont 9,2 GW offshore
247 TWh produits
Nations candidates : 3,8 GW
Total Europe: 134 GW

Prévisions pour l'Europe :

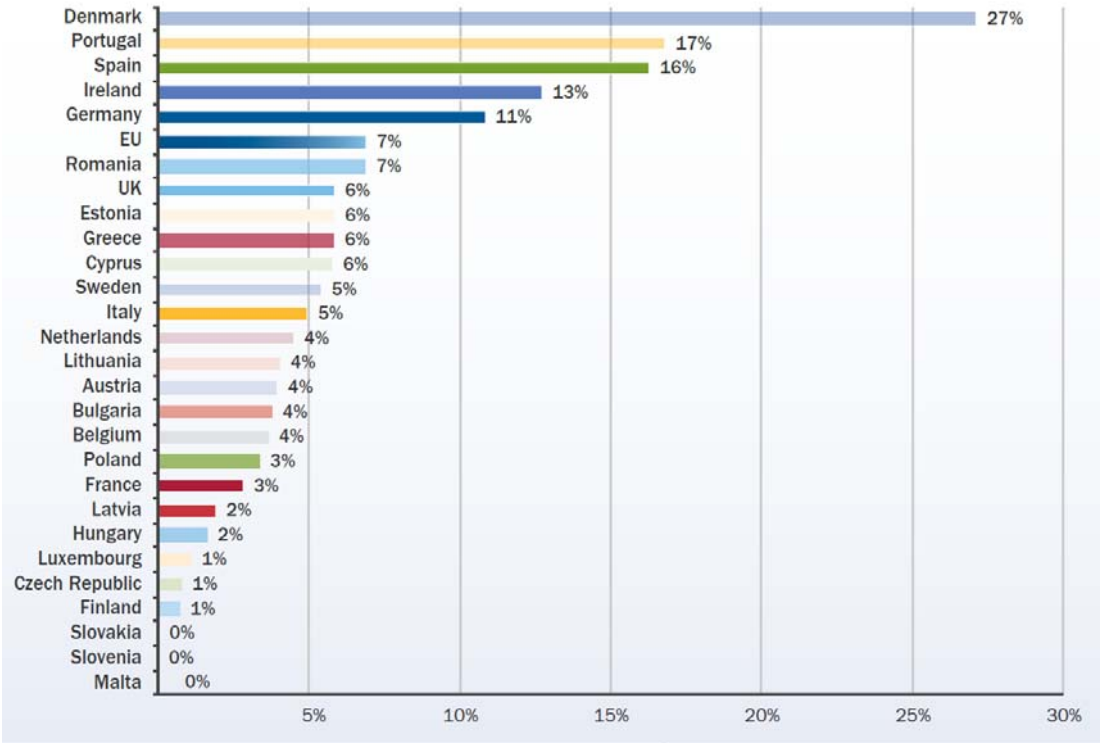
Prévisions initiales EWEA :
80 GW fin 2010
Voeux initiaux du livre blanc : 40 GW
84 GW réalisés (fin 2010)

Prévisions 2009 EWEA :
- pour 2020 230 GW
(dont 40 GW offshore
494 TWh, 14%
de la conso europ. 2020)

- pour 2030 : 400 GW
(dont 150 GW offshore)

Part de l'éolien (en 2012) dans la production électrique par pays de l'UE

(en 2014 : éolien = 10,2 % de la production de l'UE)



Source : EWEA

France fin 2014 : 9,1 GW

17 TWh produits en 2014

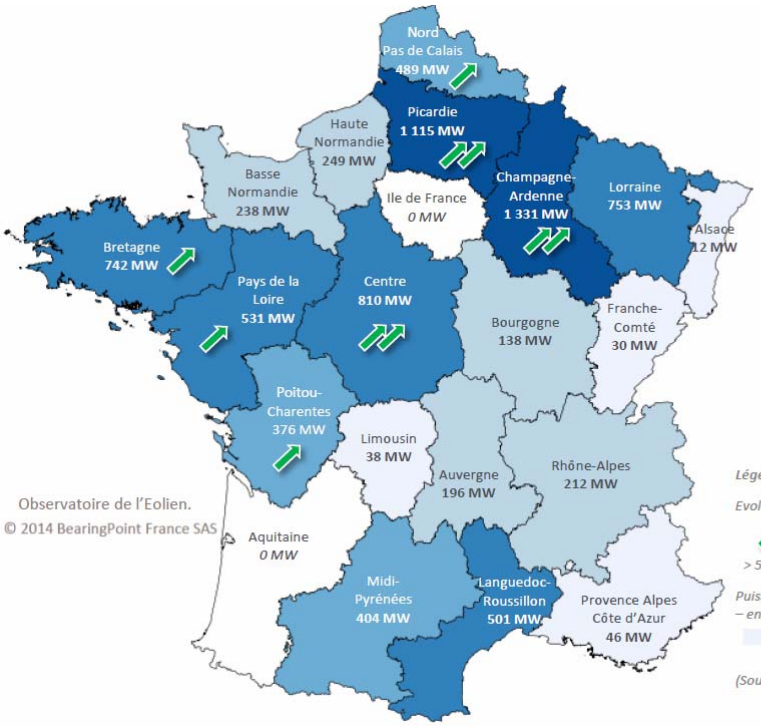
Les objectifs initiaux de 2010…

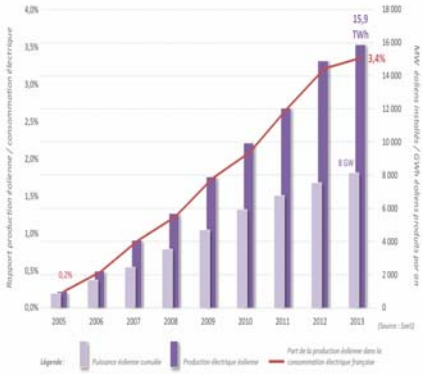
Pour fin 2012:

11,5 GW dont 1 GW en mer
(7,5 GW + 0 GW réalisés)

Pour fin 2020 :

25 GW dont 6 GW en mer





Emergence des fermes éoliennes offshore

Première ferme éolienne offshore
en Baltique Danemark (Vindeby) 1991 : 11 x 450 kW

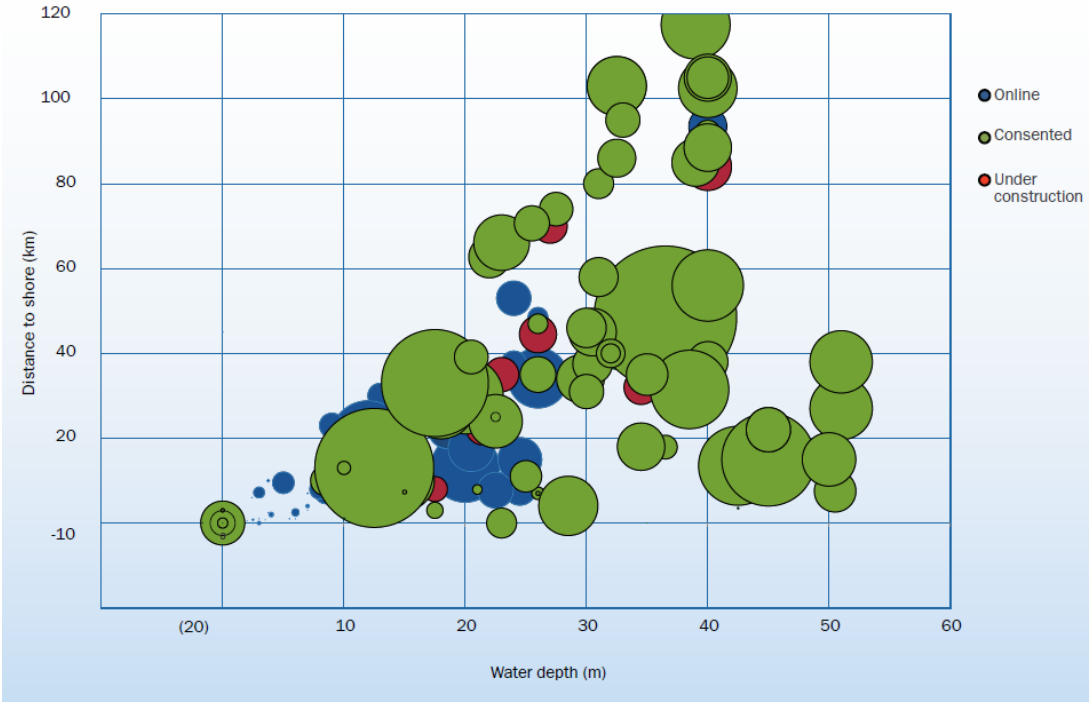
En 2001 : Middelgrunden (Danemark) 20 x 2 MW

En dec. 2002 : Horns Rev Danemark : 80 x 2 MW

Royaume Uni : 1er

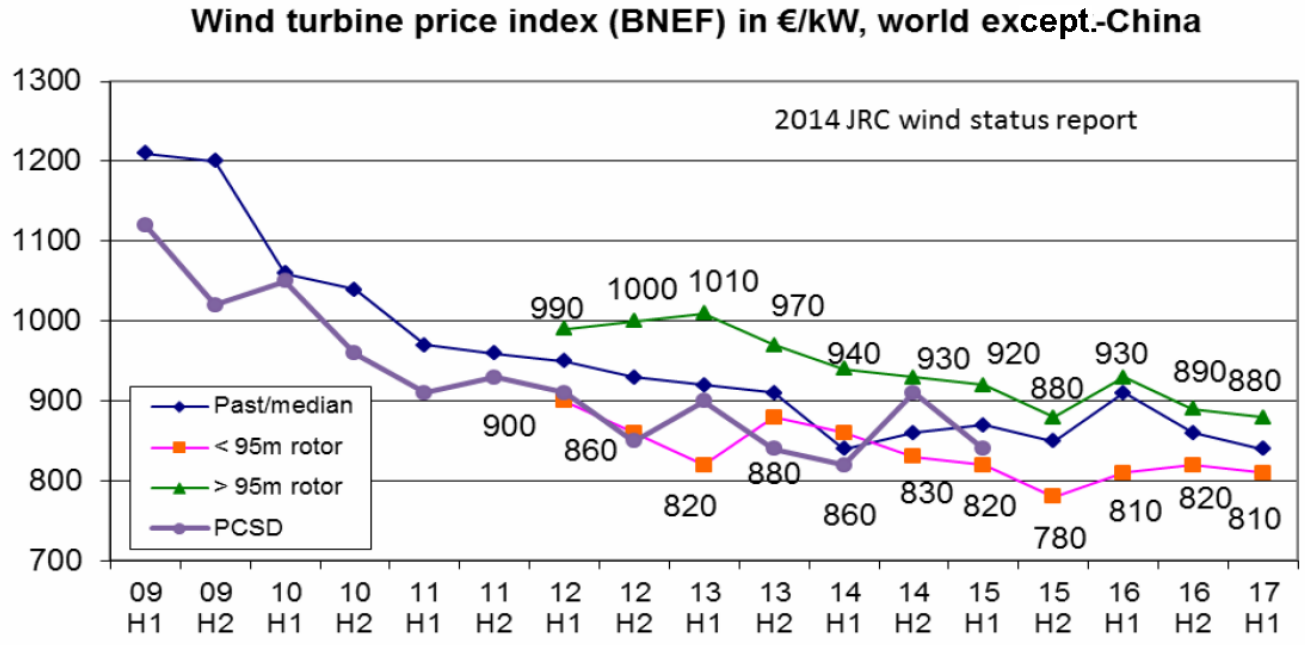
Fermes offshore :

De plus en plus puissantes, de plus en plus loin des côtes



Source : EWEA, The European offshore wind industry - key trends and statistics 2014, jan. 2015

Prix des machines (du mat à la turbine)



Source : Wind Status Report JRC 2015

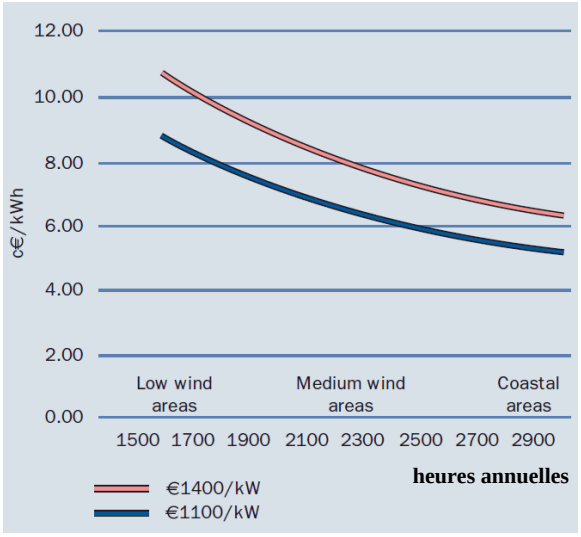
Coûts d'investissement (installation complète) et de production (€/W_p) (€/kWh)

Terrestre :

	Investment (€1000/MW)	Share (%)
Turbine (ex-works)	928	75.6
Foundations	80	6.5
Electric installation	18	1.5
Grid connection	109	8.9
Control systems	4	0.3
Consultancy	15	1.2
Land	48	3.9
Financial costs	15	1.2
Road	11	0.9
Total	1227	100

Source :Riso, EWEA 2009

≅ 1,2 €/W_p



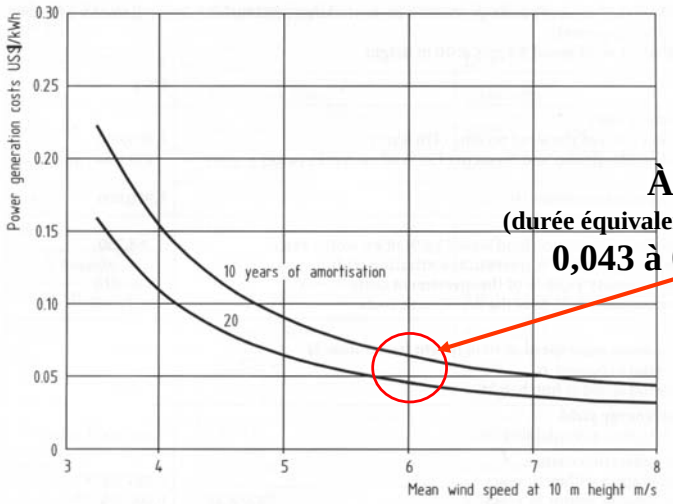
Source :Riso, EWEA 2009

En 2014, les coûts d'investissement en zone terrestre sont compris entre **1,2 et 1,6 €/W**

Coûts de maintenance : 1 à 2% de l'investissement par an + 10 à 15 €/MWh

Offshore moyenne Europe 2012 : **2,9 à 3,9 €/W**

Le coût de production dépend des conditions de productivité des sites et de la durée d'amortissement



À 6 m/s

(durée équivalente environ 2000 h/an)

0,043 à 0,072 €/kWh

Source :
E. HAU, Wind-Turbines, Springer, 2000.

Power-generation costs of a medium-sized wind turbine with 40 m rotor diameter and 500 kW rated power in dependency of the annual mean wind speed at 10 m height and the amortization time

Attention, ne pas confondre :

- Coût de revient de l'électricité éolienne

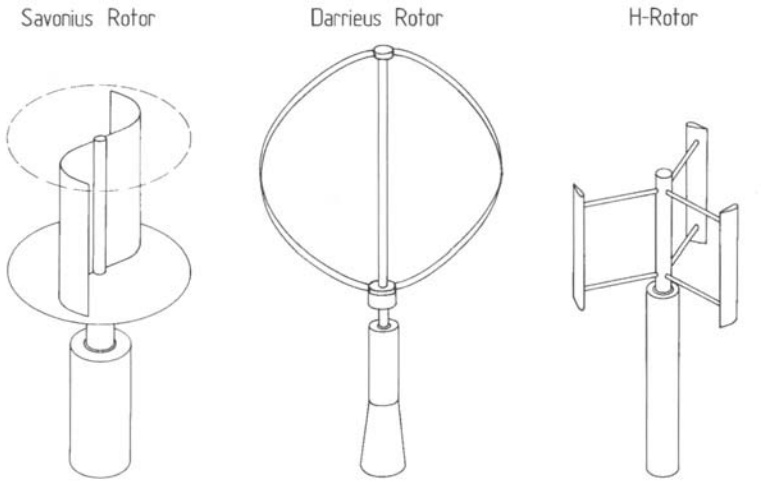
(sur la vie de la machine, incluant taux d'intérêt, maintenance, réparations importantes…)

- Tarif de rachat sur le réseau

(défini pour attirer des investisseurs avec temps de retour sur investissement d'environ 8 ans)

Types de turbines

Axe vertical



E. HAU, *Wind-Turbines*, Springer, 2000.

Darrieus
4 MW 110m

AG Windrotor qq kW

Av. : machinerie au sol
pas de dispositif d'orientation

Inc. : nécessité (Darrieus) d'un démarrage assisté
grande sensibilité de C_P à la vitesse

Types de turbines

Axe horizontal : dispositifs les plus fréquents

Bipale Lagerwey 250 kW

Tripale Nordex 1,5 MW

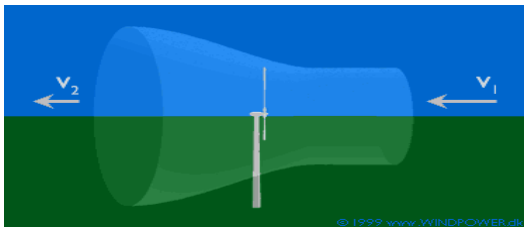
Système à concentrateur
(état prototypes et concept)

Rotor sous le vent
(Vergnet 220 kW)

Airwind 400 W

Limite du rendement aérodynamique

Puissance aérodynamique : $P = C_P . \frac{1}{2} . \rho . S_{balayée} . V^3$



Source : www.windpower.dk

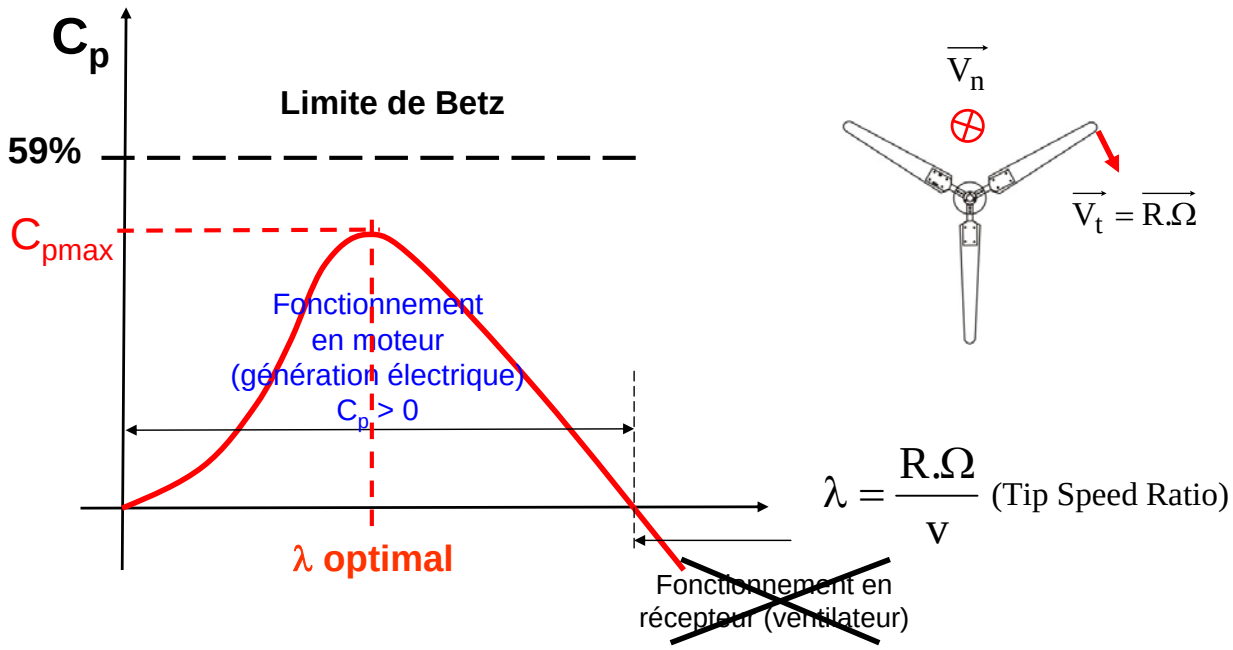
Théorie de Betz : C_P maximal pour une certaine vitesse 16/27 = 0,59

$$P_{Limite} = \frac{8}{27} . \rho . S_{balayée} . V^3$$

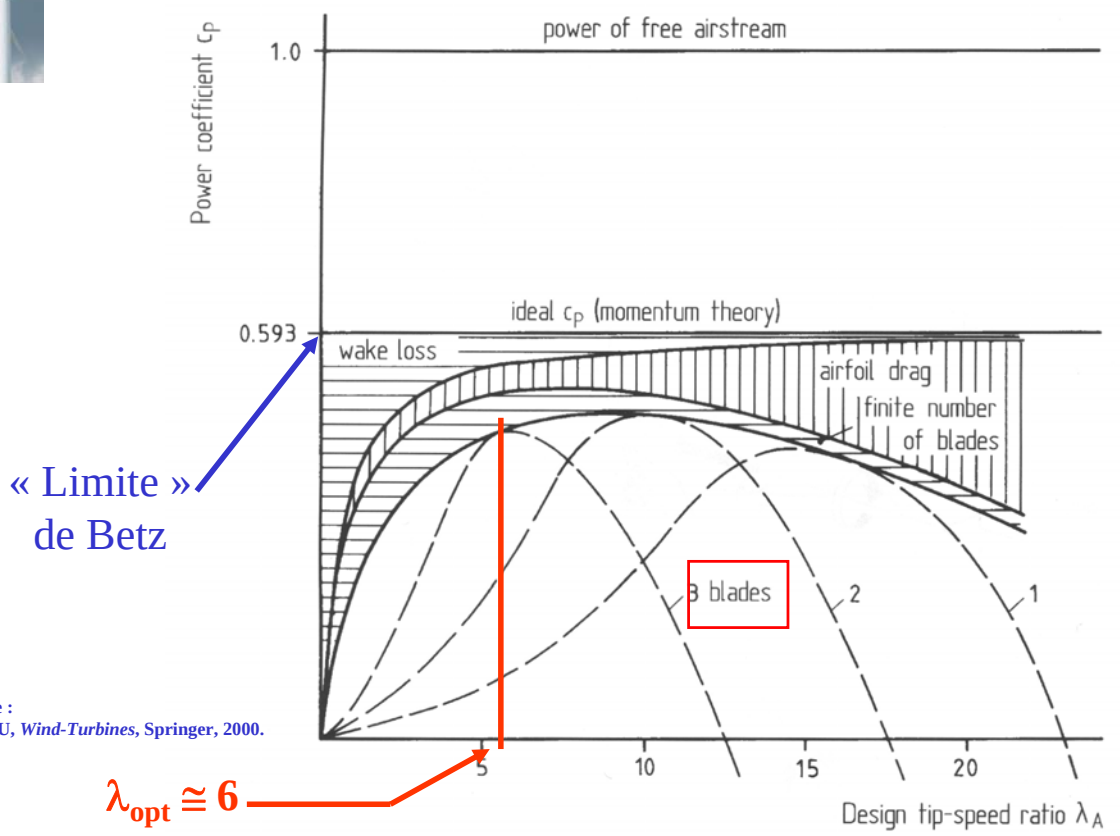
Vitesse de rotation normalisée : TSR ou $\lambda = \frac{R.\Omega}{V}$

(tip speed ratio : TSR)

Allure typique du rendement aérodynamique d'une turbine : $C_p(\lambda)$



Turbines à axe horizontal 1, 2 et 3 pales



« Limite » de Betz

Source :
E. HAU, *Wind-Turbines*, Springer, 2000.

$\lambda_{opt} \cong 6$

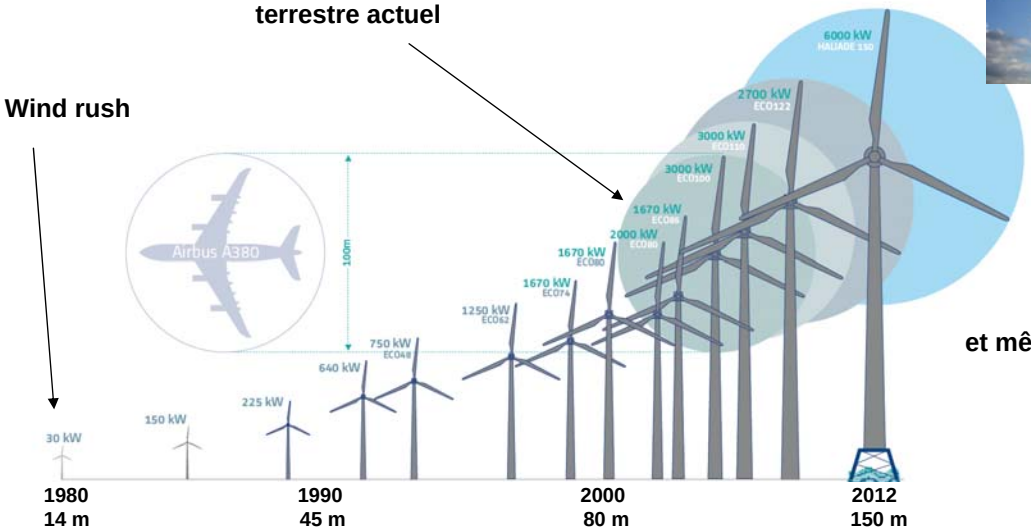
Évolutions des dimensions des turbines

Alstom Haliade
150 m – 6 à 10 MW
(1er proto. mars 2012)

Source : Alstom

80 m : le standard terrestre actuel

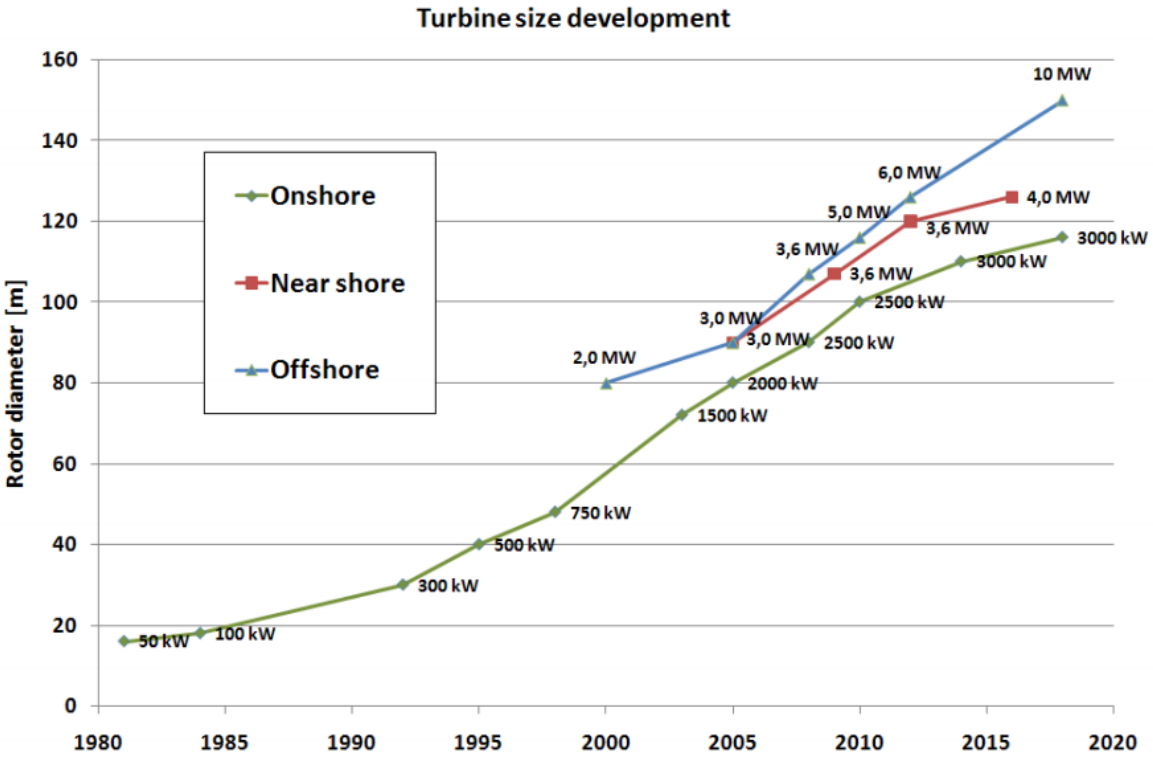
Wind rush



et même 180 m - 15 MW en projet…

Source : Alstom

Évolutions des dimensions des turbines

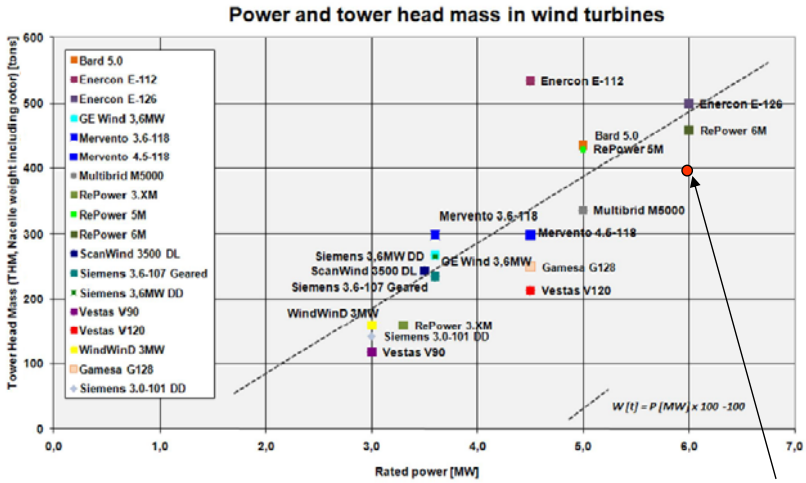


Source : Mervento 2011

Données de masse

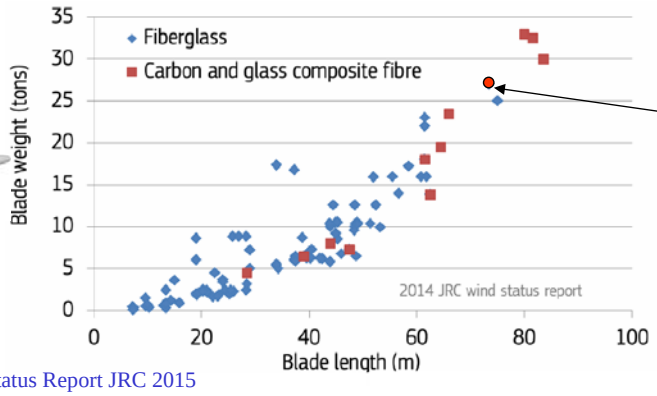
Nacelle :

Source :
Mervento, 2011



Alstom Haliade (2012)
6 MW – 150 m
Nacelle : 390 tonnes
Pales : 26 tonnes

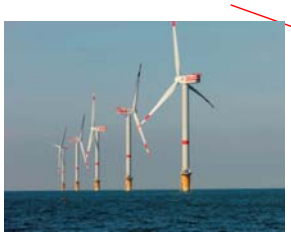
Pales :

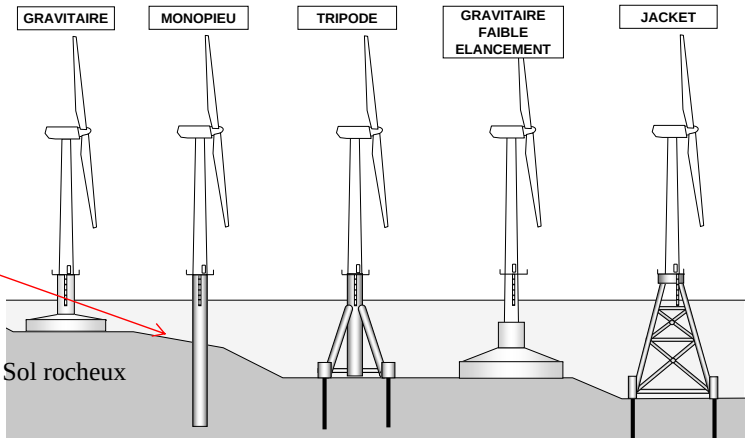


Source : Wind Status Report JRC 2015

Fermes offshore : structures posées

Solution la plus courante (sol sédiments ou forage)





Source : J. RUER, Livre Hermès 2011

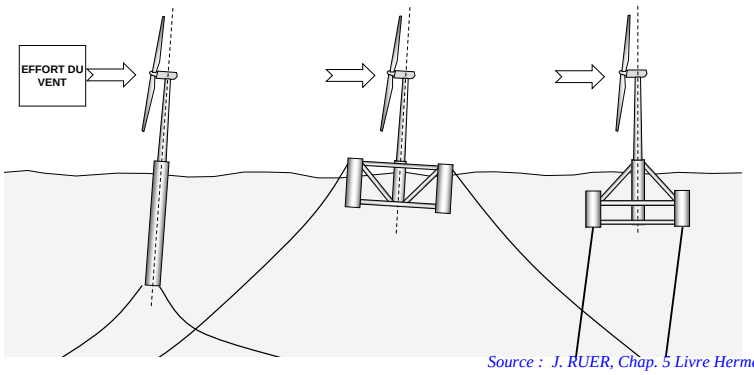
Pour une machine de 5MW, profondeur de 25m d'eau :
Monopieu de 6m de diamètre enfoncé de 40m dans le sol
Épaisseur paroi : 65 mm au niveau du sol
Masse du monopieu : 450 tonnes

Exemples :

Projet	Scroby Sands (UK)	C-Power (B)	Alpha Ventus (D)	Beatrice (UK)
Eolienne	2MW	5MW	5MW	5MW
Profondeur d'eau	10m	27m	30m	50m
Type de structure support	Monopieu diamètre : 4m	Embase béton conique	Tripode	Jacket
Masse structure support	210t acier	2400 t béton	700 t acier – 3 fiches de 100t	750t acier + 4 fiches de 115t

Source : J. RUER, Chap. 5 Livre Hermès 2011

Fermes offshore : structures flottante

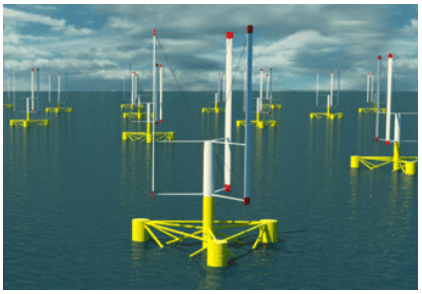


Source : J. RUER, Chap. 5 Livre Hermès 2011

Hywind (2,3 MW, StatoilHydro 2009)

Source : http://www.statoil.com

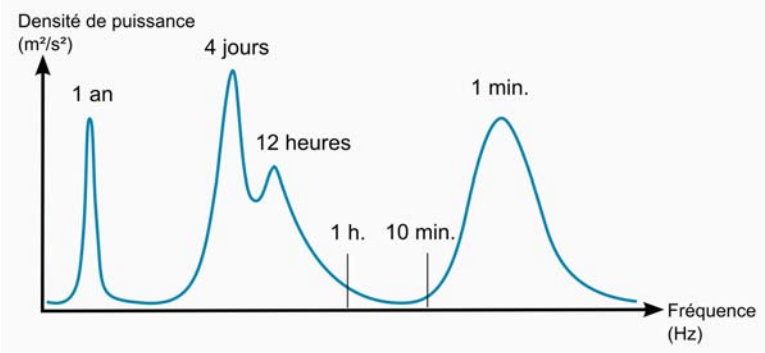
Vertiwind (2010 Technip),
retour des turbines à axe vertical ?



Source : Technip

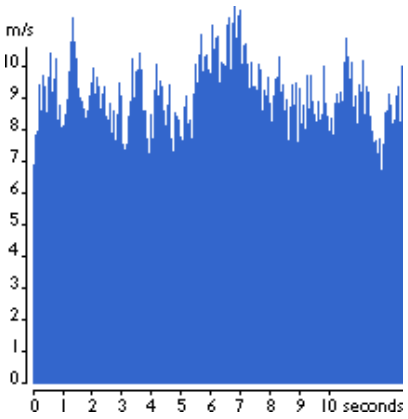
Caractérisation du vent

Un spectre énergétique complexe :



Source : Wikipedia

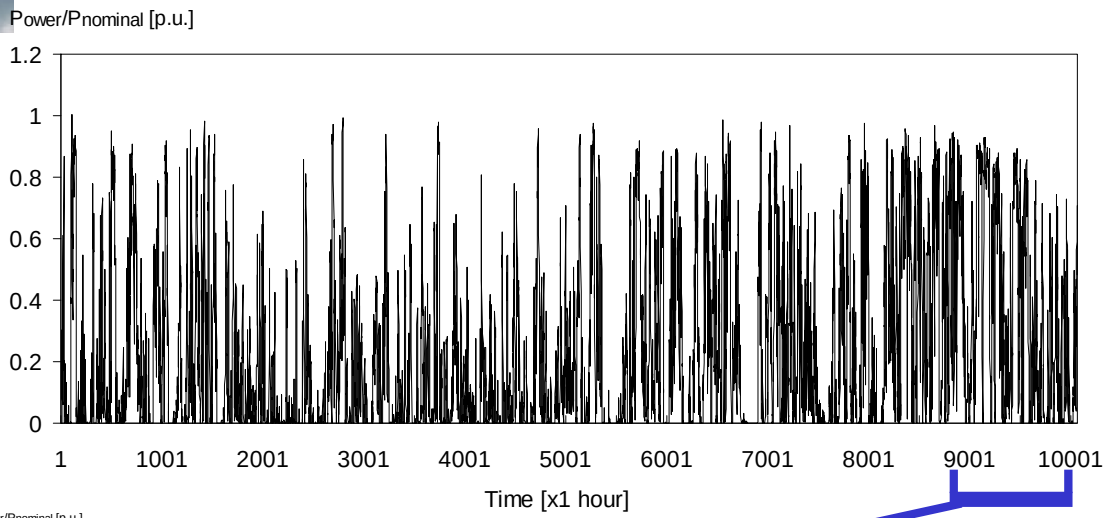
Source :
www.windpower.dk

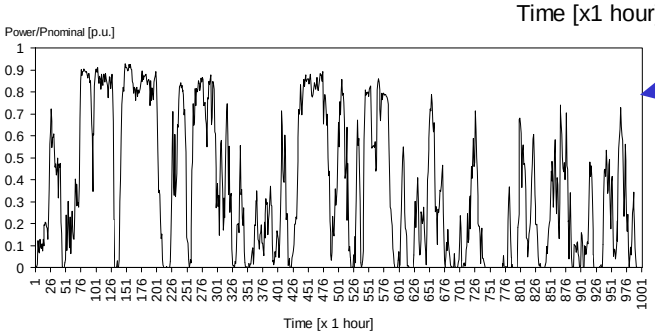


Turbulences

➡ moyennage des mesures sur 10 mn

Fluctuations de la production éolienne



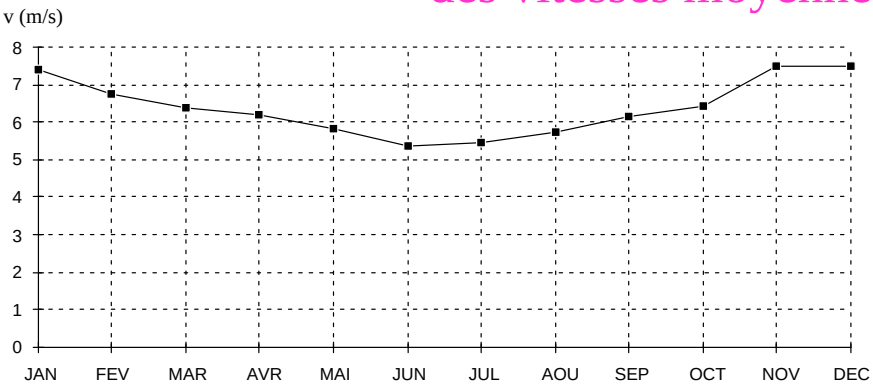


Nécessité d'une prédiction, éventuellement d'un stockage d'énergie

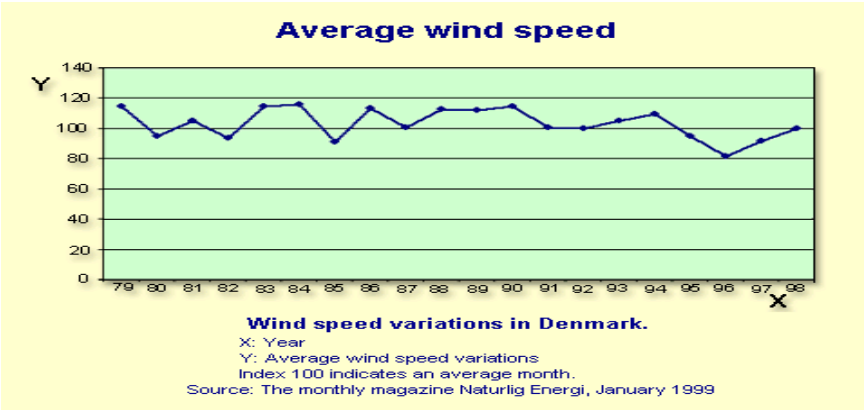
Source : G. Kariniotakis,
Ecole des Mines de Paris
Journée ECRIN, 10 dec. 2002

Variabilité mensuelle et annuelle des vitesses moyennes

Sur une année :



Sur 20 ans :

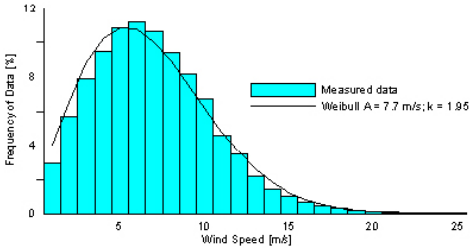


Pour l'estimation annuelle de la production : modélisation de la densité de probabilité d'occurrence des vitesses

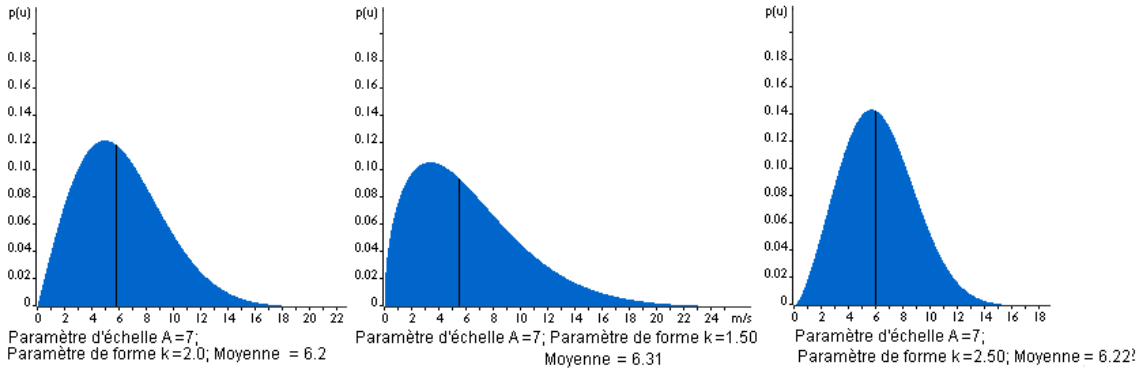
Loi de Weibull :
(densité de probabilité)

$$f(V) = \left(\frac{k}{V}\right).\left(\frac{V}{A}\right)^{k-1}.e^{\left(-\frac{V}{A}\right)^{k}}$$

A : *facteur d'échelle*
(proche de la vitesse moyenne annuelle)
k : *paramètre de répartition*
V : *vitesse (moyennée sur 10 min)*



Source : http://re.emsd.gov.hk/



© 2003 www.windpower.org

Normalisations des classes de vents

Classes de vent					
Standard	Critères	Classe I	Classe II	Classe III	Classe IV
GL	Vitesse vent moyenne	max 10 m/s	max 8,5 m/s	max 7,5 m/s	max 6 m/s
	Rafale sur 50 ans	65,1 m/s	55,3 m/s	48,8 m/s	39,1 m/s
	Vent établi sur 50 ans	46,5 m/s	39,5 m/s	34,9 m/s	29,9 m/s
IEC 61400-1	Vitesse vent moyenne	max 10 m/s	max 8,5 m/s	max 7,5 m/s	max 6 m/s
	Rafale sur 50 ans	70 m/s	59,5 m/s	52,5 m/s	42 m/s
	Vent établi sur 50 ans	50 m/s	42,5 m/s	37,5 m/s	30 m/s

Source : Techniques de l'Ingénieur D3590

Des plus forts → aux plus faibles

GL = Germanischer Lloyd
IEC = Commission Électrotechnique Internationale

+ classe S possible, avec spécifications constructeur

Egalement des **sous-classes d'intensité des turbulences**,
exemple : **IIIa** (18% turbulence) et **IIIb** (16% turbulence)

USA : 7 classes de vent, à 50 m : de moins de 5,6 m/s à plus de 8,8 m/s

Les concepteurs de parcs optimisent le choix de la classe des aérogénérateurs pour maximiser la rentabilité en fonction des caractéristiques des sites.

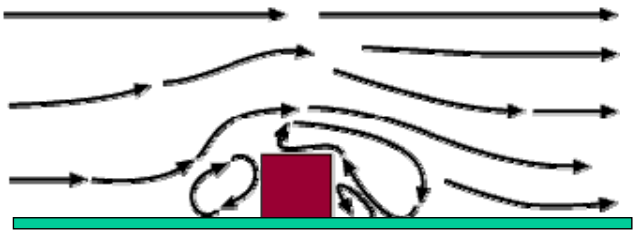
Caractéristiques de l'air et « rugosité »

Masse volumique :
≅ 1,2 kg/m^3

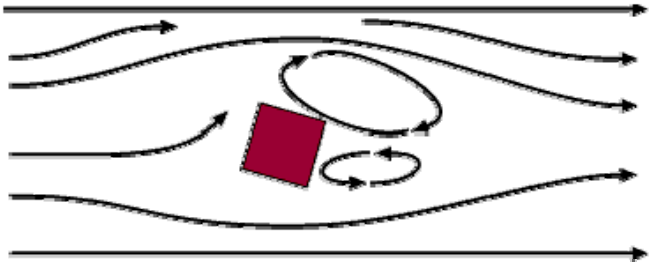
Temperature ° Celsius	Densité de l'air sec kg/m^3	Teneur en eau kg/m^3
-25	1.423	
-20	1.395	
-15	1.368	
-10	1.342	
-5	1.317	
0	1.292	0.005
5	1.269	0.007
10	1.247	0.009
15	**1.225** *)	0.013
20	1.204	0.017
25	1.184	0.023
30	1.165	0.030
35	1.146	0.039
40	1.127	0.051

Turbulences dues à la rugosité

Vue de profil



Vue de dessus



Source : www.windpower.dk

Classes de « rugosité » (génération de turbulences)

Classe de rugosité	rugosité typique en m	index énergétique %	Type de paysage
0	0.0002	100	plan d'eau
0.5	0.0024	73	Terrain plat : piste aéroport prairies herbe coupée
1	0.03	52	Relief très léger : champs découverts habitat très dispersé
1.5	0.055	45	Zone rurale avec constructions ou haies de moins de 8 m de haut espacées d'au moins 1250 m
2	0.1	39	Zone rurale avec constructions ou haies de moins de 8 m de haut espacées d'au moins 500 m
2.5	0.2	31	Zone rurale avec constructions ou haies de moins de 8 m de haut espacées d'au moins 250 m
3	0.4	24	Zone habitée (village petite ville) avec constructions, forêts, terrains accidentés
3.5	0.8	18	Grande ville avec immeubles hauts
4	1.6	13	Très grande ville avec tours et gratte-ciels

Source : www.windpower.dk

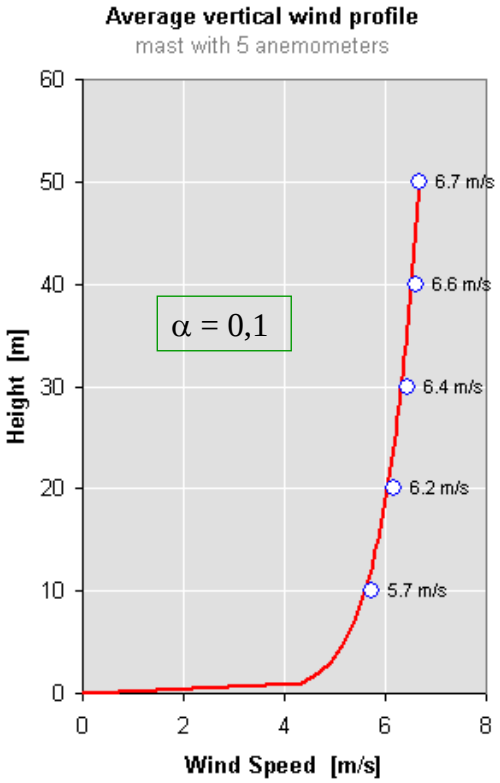
Influence de la hauteur

Effet de la hauteur :

$$\frac{V}{V_0} = \left[\frac{Z}{Z_0}\right]^{\alpha}$$

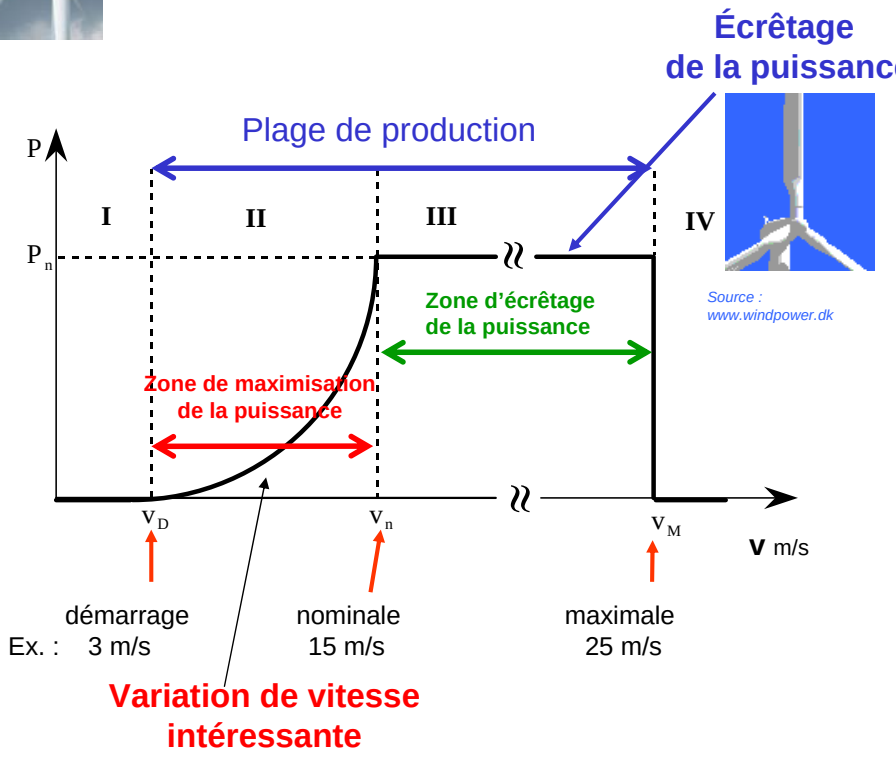
α = 0,1 mer
α = 0,4 ville

α : paramètre de rugosité



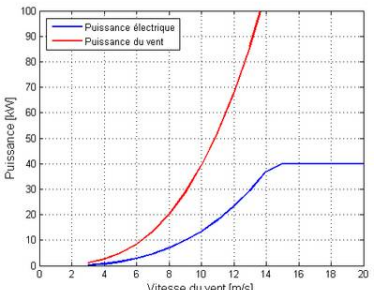
Source : www.cres.gr/windrose

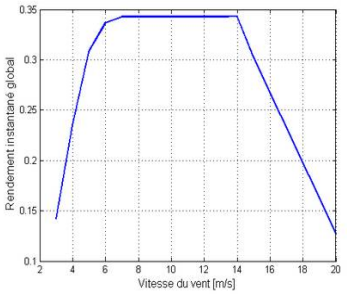
Courbe typique de puissance récupérée P(v)



Source :
www.windpower.dk

Exemple :

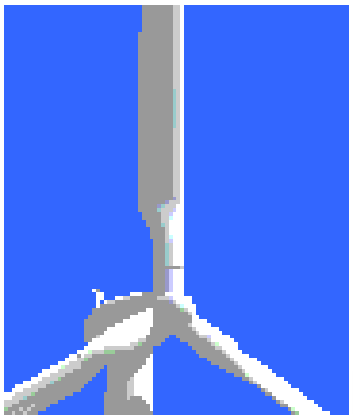




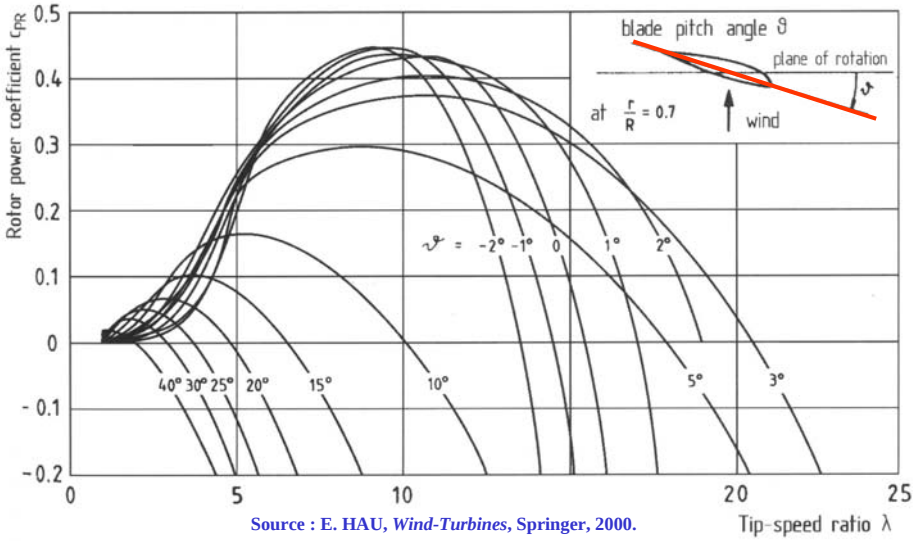
Source image exemple :
http://www.energieplus-lesite.be

Écrêtage actif de la puissance au-delà de la vitesse nominale

Système « **pitch** » à pas variable :
orientation des pales pour réduire la puissance à haute vitesse de vent



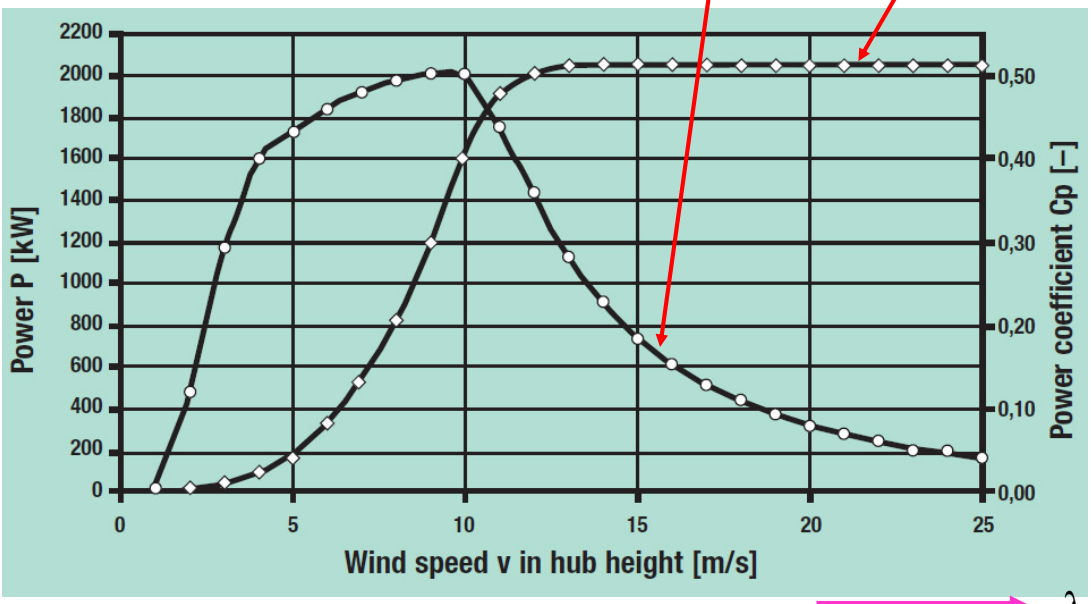
Source : www.windpower.dk



Source : E. HAU, *Wind-Turbines*, Springer, 2000.

Coefficient C_P et Puissance récupérée en fonction de la vitesse du vent

$C_P(\lambda)\,.\,v^3 \cong C^{te}$



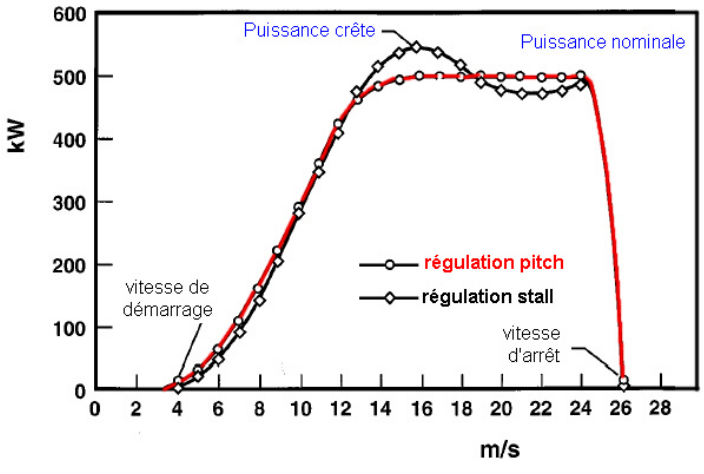
Source : Enercon E82-2 MW

λ décroissant

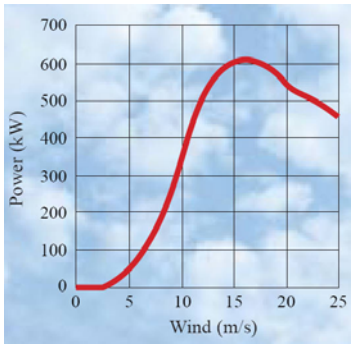
$$\lambda = \frac{R.\Omega}{V}$$

Écrêtage passif de la puissance au-delà de la vitesse nominale

Système « **stall** » : à décrochage aérodynamique
profil des pales tel qu'au-delà d 'une certaine vitesse de vent, les turbulences font naturellement chuter la puissance



Exemple de « machine stall »
Bonus 660 kW

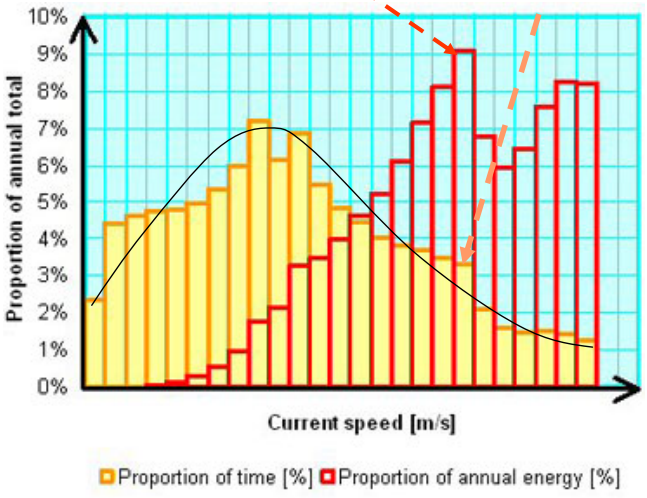


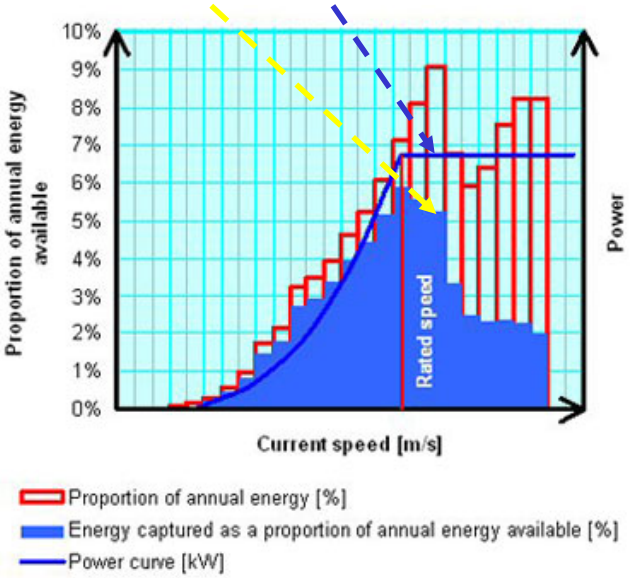
Simple, fiable, mais moins bonne exploitation de la puissance aux vents forts.
En voie de disparition.

Relation courbes de puissance et de distribution du vent énergie capturée

$$E_{brute} = \left[\frac{1}{2}.\rho.S.v^3\right]N_{heures}$$

$$E_{récupérée} = \left[C_p\frac{1}{2}.\rho.S.v^3\right]N_{heures}$$





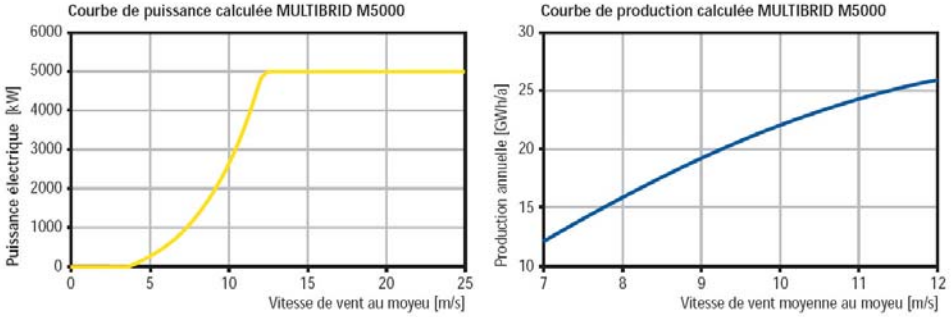
Source : www.carbontrust.co.uk/

Relation vitesse moyenne annuelle des vents / nombre d'heures annuel équivalent pleine puissance

Fonction de la densité de probabilité d'occurrence des vitesses de vent, de la turbulence du site, de la température, de la caractéristique P(v) de la turbine…

Typiquement (machines de 1ère génération) : 6 m/s => 2000 heures$_{EPP}$/an

Exemple : Multibrid M5000 (machine offshore)



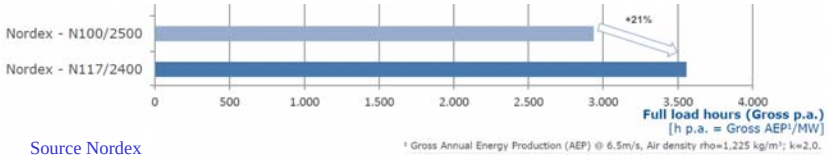
Vitesse moyenne m/s	7	8	9	10	11	12
Energie annuelle GWh	12	16	19	24	24	26
N_{EPP} en heures	2400	3200	3800	4400	4800	5200

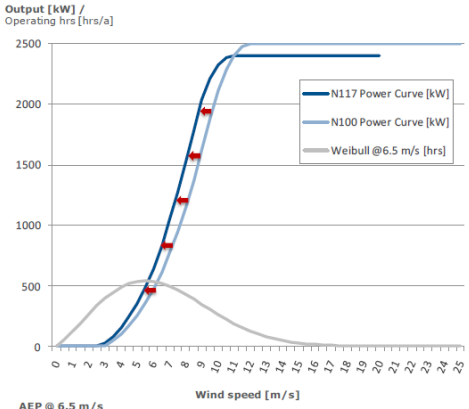
Source Multibrid

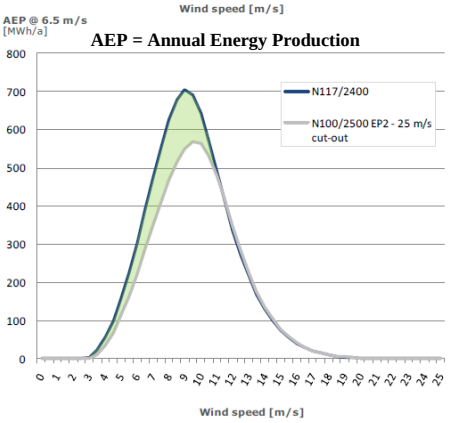
Importance du dimensionnement de la turbine sur la productivité annuelle et sur le facteur de charge

Surdimensionner le diamètre de la turbine
(plus de m²/MW) sans modifier
la puissance nominale de la chaîne électrique

	Classes de vent Hauteur du mat	m²/kW	Plage vitesse
N100/2500	IEC2a @ 75, 80 ou 100 m	**3,13**	9,6 – 16,8
N117/2400	IEC3a @ 91 ou 140 m	**4,46**	7,5 – 13,2 rpm



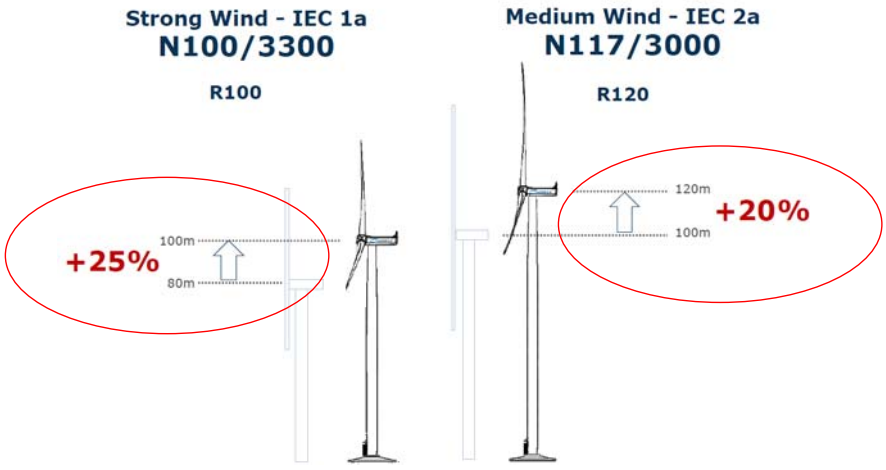




Source Nordex

Importance du dimensionnement sur la productivité annuelle et sur le facteur de charge

Augmenter la hauteur de captation (vents plus forts)
grâce à des mats plus grands :



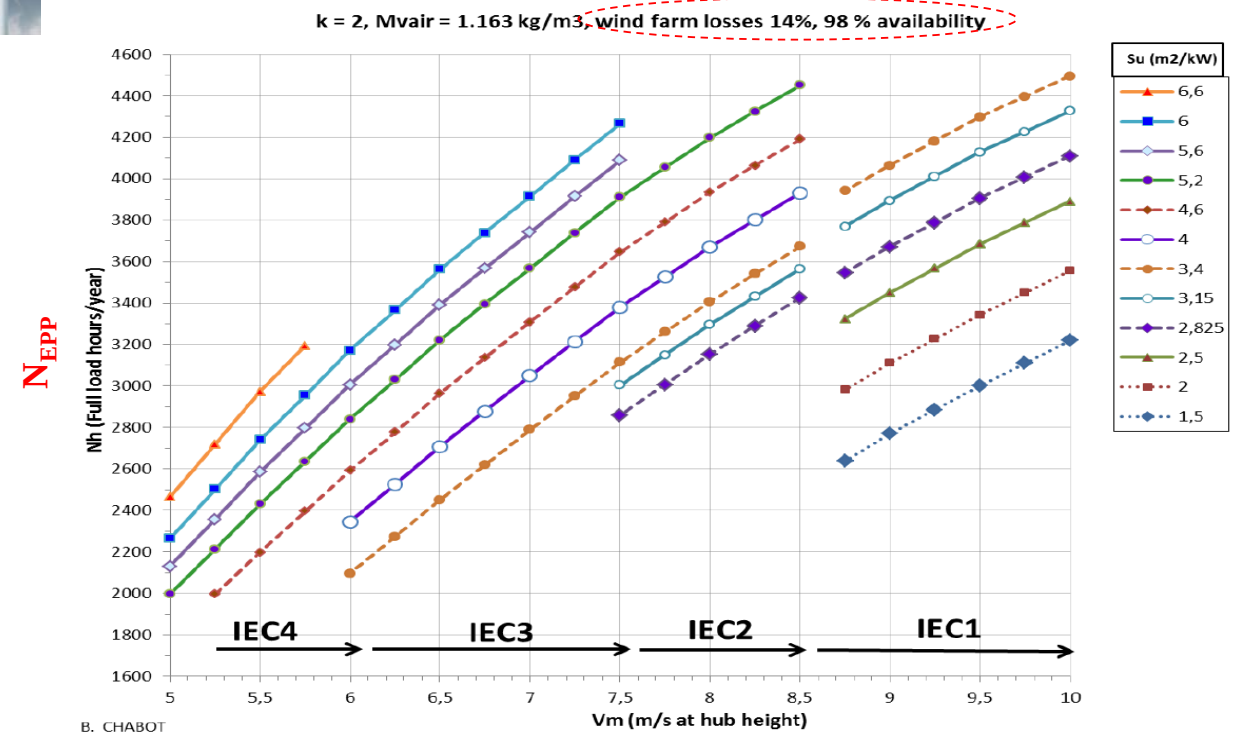
Source Nordex

Des valeurs de productivité annuelle (N_{EPP}) atteignant les 4000 heures annuelles
dans des sites terrestres normalement ventés

➡ Ré-évaluation du potentiel terrestre allemand à 2900 TWh (1200 GW) !

Analyse de l'accroissement de la productivité fonction des m²/kW

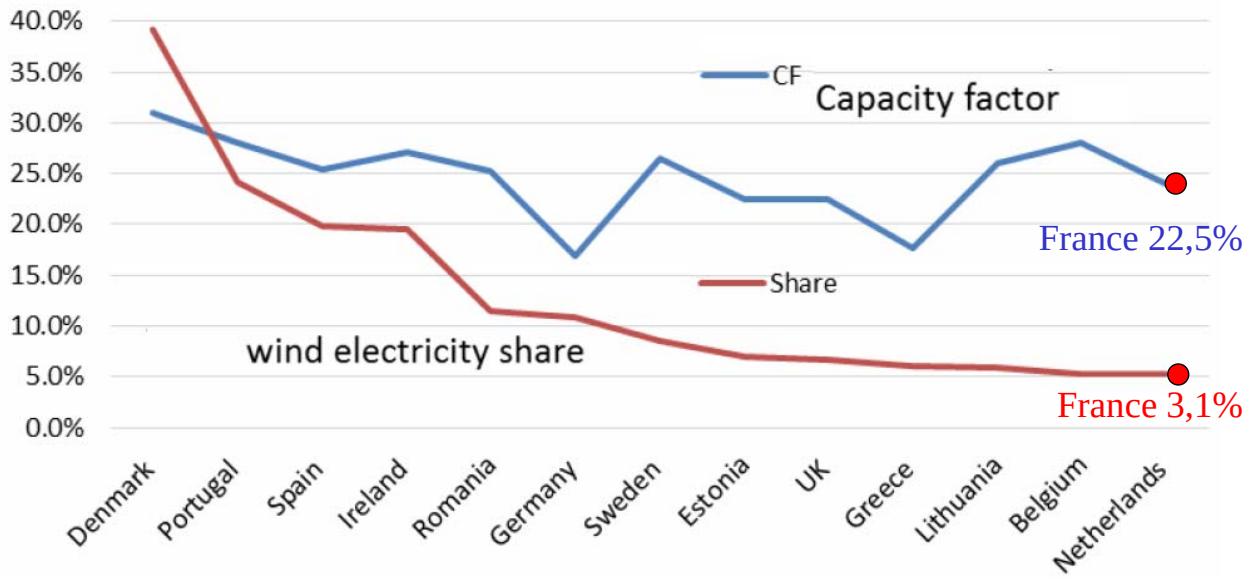
Évaluation effectuée à partir d'une analyse des machines existantes pour les classes IEC 1 (vents forts) à 4 (vents faibles) (vitesse au moyeu)



Source : Bernard CHABOT, octobre 2015, http://www.renewablesinternational.net/
Updating the characteristics and the performance of the wind turbines and the wind farms of the silent wind power revolution (SWR)

Facteurs de charge moyens et part de la production éolienne dans quelques pays d'Europe en 2014

Facteur de charge : $F_c = \frac{E_{annuelle}}{P_N \times 8760} = \frac{N_{EPP}}{8760}$ ← Nombre d'heures dans une année



Source : Wind Status Report, JRC 2015

Vitesse nominale de rotation de la turbine

En supposant un même profil de pale sur une turbine tripale à axe horizontal, C_{pmax} et TSR optimal (environ 6) indépendants des dimensions

La puissance nominale P_n, à vitesse nominale V_n de vent donnée, est proportionnelle à R^2

$$R \propto \sqrt{P_n} \quad \text{et} \quad TSR_{opt} \cong \frac{R.\Omega_n}{V_n} \Rightarrow \boxed{\Omega_n \propto \frac{TSR_{opt}.V_n}{\sqrt{P_n}}}$$

Avec V_n = 12 m/s,
C_{pmax} = 0,42
$P_n = 1400 . R^2$

Faibles puissances (< 10 kW) :

Rotors rapides : 1 kW (R = 0,85 m) => 810 tr/min
10 kW (R = 2,7 m) => 250 tr/min

⇒ Entraînements directs quasi naturels, ou aisément possibles

Ex: 10 kW @ 250 tr/min => T = 380 N.m => géné à aimants (2 N.m/kg) 190 kg

Fortes puissances :

Rotors lents : 1 MW (R = 27 m) => 25 tr/min
6 MW (R = 66 m) => 10 tr/min

⇒ Entraînements directs plus difficiles (couple très élevé)

Ex: 6 MW @ 10 tr/min => T = 5,8 MN.m => géné asynchrone à cage (2 N.m/kg) 2900 t !

Génératrices possibles

- **asynchrones à cage** (ou synchrone à faible nombre de pôles): couple massique modeste

Structures classiques (à faible nombre de pôles : 2 à 6) : $\frac{C}{M} \propto C^{1/7}$ **2 à 3 N.m/kg**

pour 5,8 MN.m => machine de plus de 2000 tonnes (inacceptable)

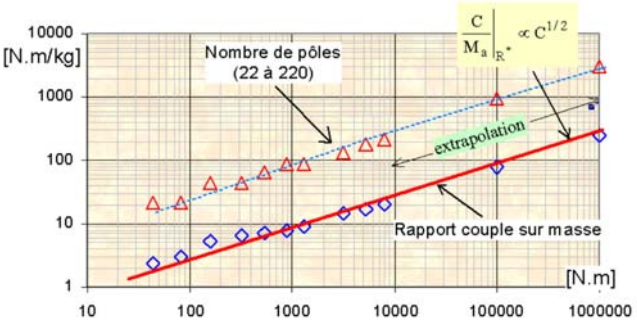
Nécessité de multiplicateur de vitesse à engrenage (gearbox)

- **synchrones :**

possibilité de structures (annulaires) à grand nombre de pôles mais problème (conjoncturel ?) d'approvisionnement en terres rares

à aimants ou à inducteur bobiné (à excitation brushless)

Source : Enercon



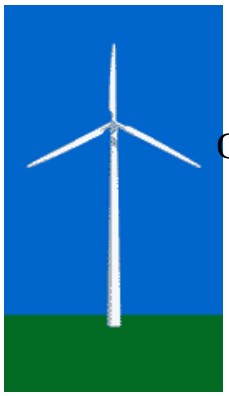
Alstom Haliade 150 6 MW (2012)

Avec aimants haute énergie
Environ 35 tonnes masse active
dont 4 à 5 tonnes d'aimants
+ structures mécaniques (jantes)
=> 100 tonnes

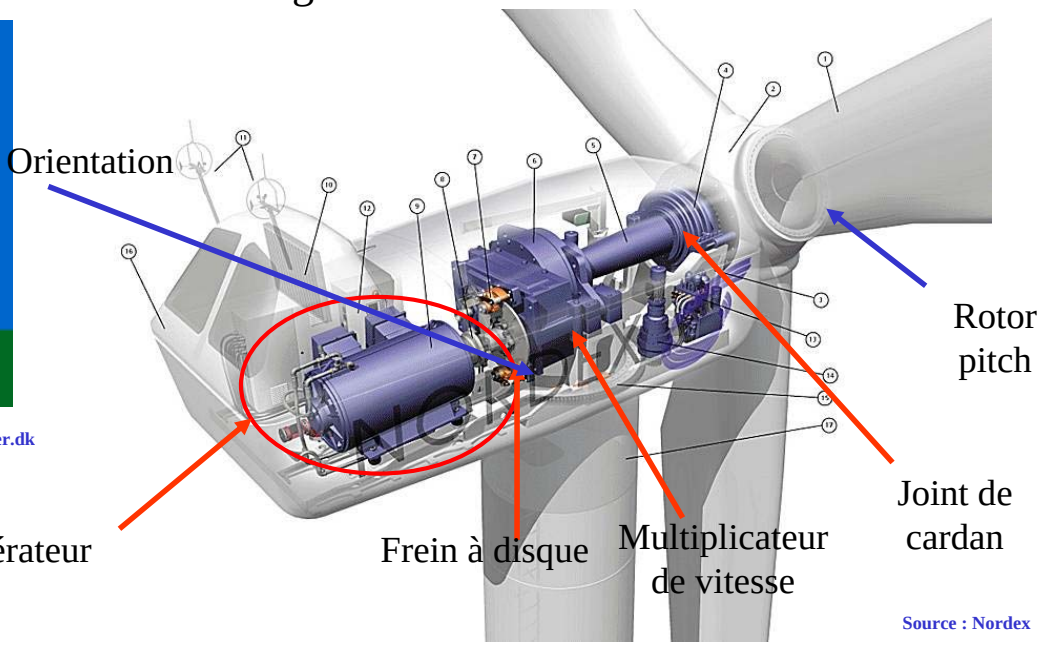
Source : Alstom

Chaîne « classique » de conversion avec multiplicateur de vitesse

Objectifs : alléger les équipements en nacelle (génératrice rapide)
utiliser des générateurs standards



Source www.windpower.dk



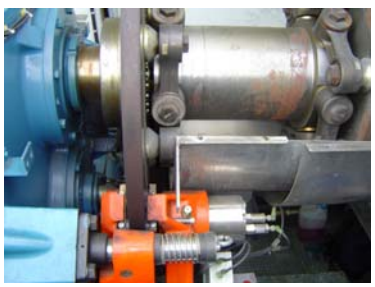
Source : Nordex

Sécurités

Arrêt :
- en cas de vents excessifs (et mise en drapeau éventuelle)
- en cas de problème réseau (sur ou sous-tension)

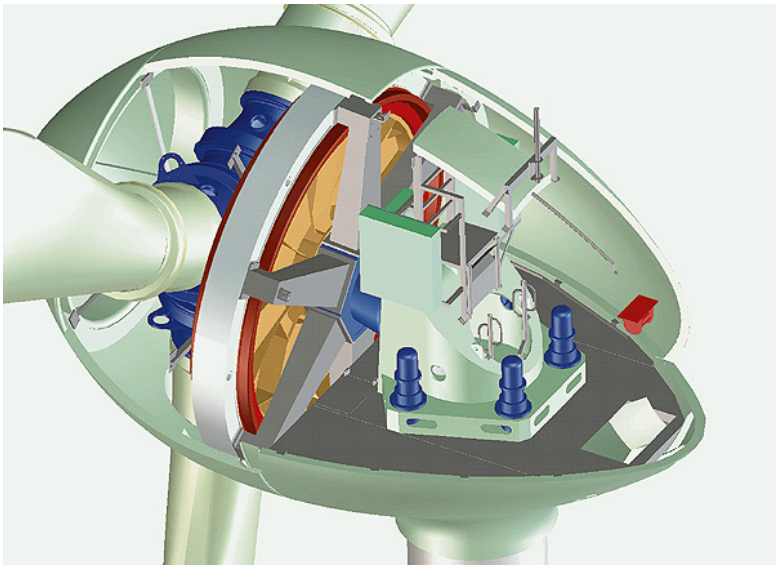
Freinage aérodynamique : dissipe une grande partie de l'énergie cinétique sans usure
- pales en drapeau (pitch)
- ou freins aérodynamiques spécifiques (stall) :

Freins mécaniques : à disques sur arbre rapide
maintien à l'arrêt
ou en cas d'urgence



Chaîne à entraînement direct

Objectifs : améliorer la fiabilité,
réduire la maintenance et le bruit
exploiter les turbulences
(performances accrues et fatigue réduite)

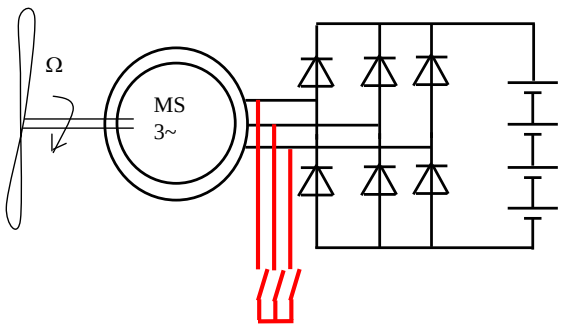


Source : Enercon
http://www.enercon.de/

Chaînes de conversion électriques

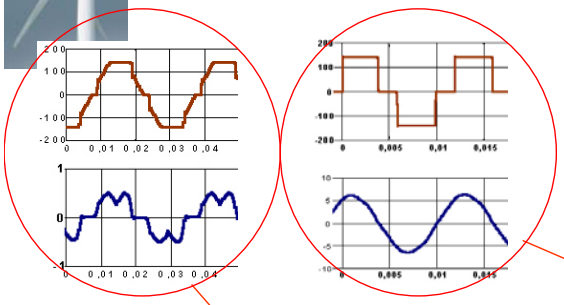
En petites puissances :

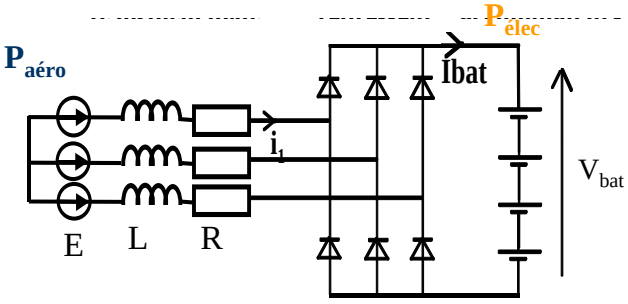
Génératrice à aimants
directement couplée au bus DC via un pont de diodes :

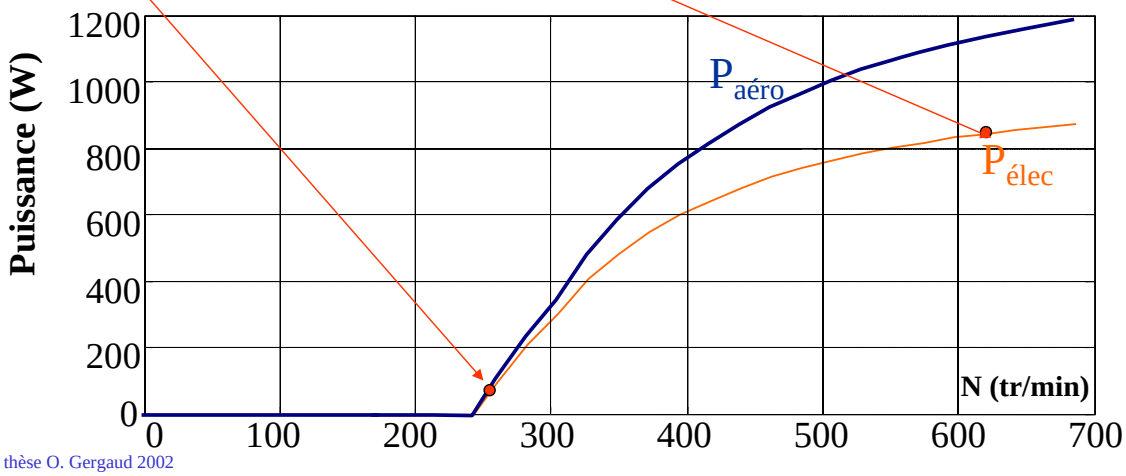


Limitation de charge par
- régulateur électronique
- mise en court-circuit de l'induit par contacteur

Génératrice à aimants débitant sur bus continu :



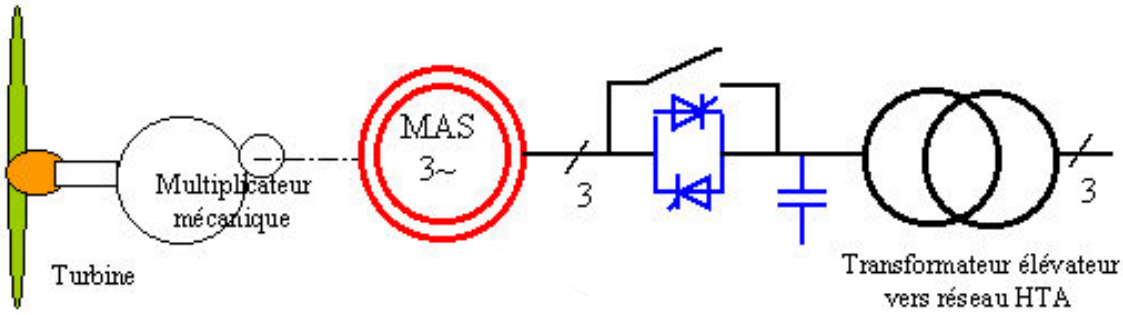


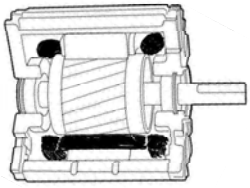


Source : thèse O. Gergaud 2002

Chaînes de conversion électriques de grande puissance couplées au réseau

1- Génératrice **asynchrone** vitesse « fixe » généralement à 2 vitesses





Nordex N54 1000 kW

Commutation 4/6 poles, 1000/200 kW

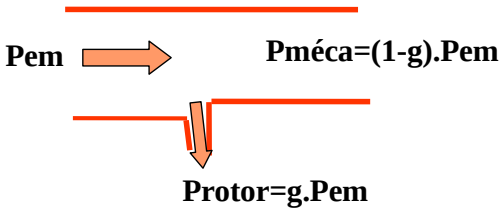
1513 et 1014 tr/mn

Turbine 21,5 et 14,3 tr/mn (multiplicateur 1:70)

Bilan énergétique simplifié : **machine asynchrone à cage**

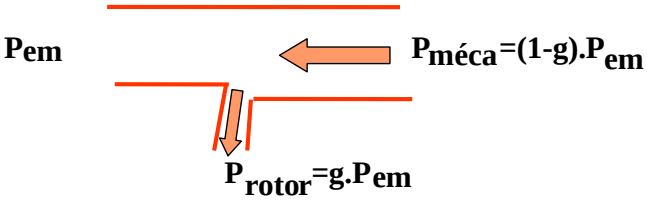
Rendement électromagnétique

En fonctionnement moteur $P_{méca} > 0$ et $g > 0$



$$\eta_{moteur} = \frac{P_{méca}}{P_{em}} = 1 - g$$

En génératrice $P_{méca} < 0$ et $\mathbf{g < 0}$

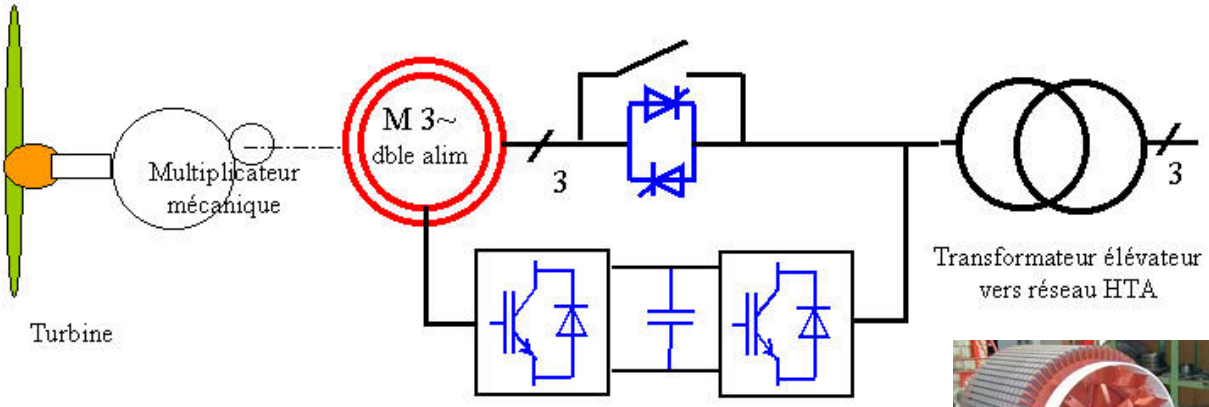


$$\eta_{géné} = \frac{P_{em}}{P_{méca}} = \frac{1}{1-g}$$

2- Machine à double alimentation

Génératrice asynchrone à rotor bobiné

Solutions : ($N_N \pm 25$ à 40%)

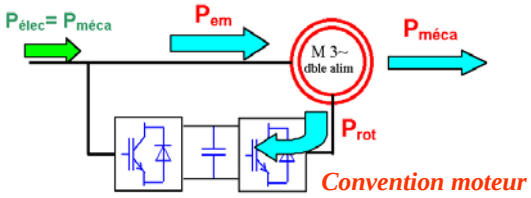


RE Power 5 MW

Nordex N80 2500 kW
6 pôles 700 à 1300 tr/mn (1000 +/- 300 tr/mn)
Turbine 10,9 à 19,1 tr/mn (multiplicateur 1:68,1)
convertisseur IGBT 750 kVA
Génératrice : 12 tonnes (1,6 N.m/kg) **Multiplicateur** : 18,5 tonnes
Nacelle complète : 83 tonnes (+ 65 tonnes turbine)

3- Machine asynchrone à double alimentation

Analyse énergétique **simplifiée** autour de Ω_s



$$P_{em} = P_{stat} = \frac{P_{méca}}{1-g} \quad \text{et} \quad P_{rot} = \frac{g}{1-g} P_{méca}$$

	Ex. : g = g_{Max} = + 0,3 hyposynchrone $\Omega = 0{,}7.\Omega_s$	***Ex. : g= -g_{Max} = - 0,3*** hypersynchrone $\Omega = 1{,}3.\Omega_s$
Récepteur Moteur $P_{méca} > 0$	***P_{rot}=0,4.$P_{méca}$*** ***P_{stat}=1,4.$P_{méc}$*** ***$P_{méca}$***	***P_{rot}=-0,23.$P_{méca}$*** ***P_{stat}= 0,77.$P_{méca}$*** ***$P_{méca}$***
Générateur Frein $P_{méca} < 0$	***P_{rot}=0,4.$P_{méca}$*** ***P_{stat}=1,4.$P_{méca}$*** ***$P_{méca}$***	***P_{rot}= -0,23.$P_{méca}$*** ***P_{stat}= 0,77.$P_{méca}$*** ***$P_{méca}$***

Génératrice asynchrone à double alimentation

Intérêt en terme de dimensionnement du convertisseur

hyposynchrone

$$\Omega = (1 - g_{Max}).\Omega_s$$

exemple : g=+/-g_{Max}=0,3

$$\frac{\Omega_{Max}}{\Omega_{min}} = \frac{1{,}3.\Omega_s}{0{,}7.\Omega_s} = 1{,}9$$

hypersynchrone

$$\Omega = (1 + g_{Max}).\Omega_s$$

P_{rot}=0,4.$P_{méca}$ ***P_{stat}=1,4.$P_{méca}$*** ***$P_{méca}$***

P_{rot}=0,23.$P_{méca}$ ***P_{stat}= 0,77.$P_{méca}$*** ***$P_{méca}$***

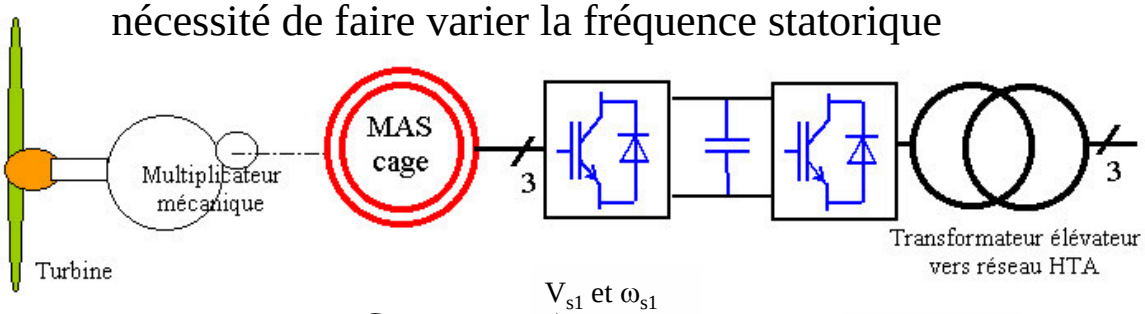
Cas d'une turbine éolienne ($P \propto \Omega^3$) :
si Ω varie dans un rapport 1:1,9

$P_{méca}$ varie dans un rapport 1:6,4

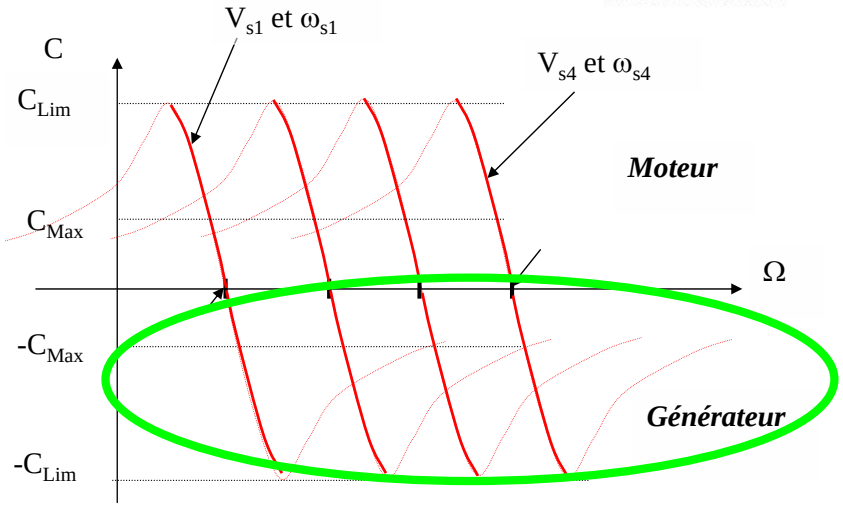
$$P_{méca}(\Omega_{Max}) \cong 6{,}4\, P_{méca}(\Omega_{min}) \Rightarrow P_{rot} \cong 0{,}23.P_{méca_Max}$$

3- Génératrice asynchrone à cage à vitesse variable

nécessité de faire varier la fréquence statorique



Convention moteur :



En émergence :
Vergnet, Siemens…

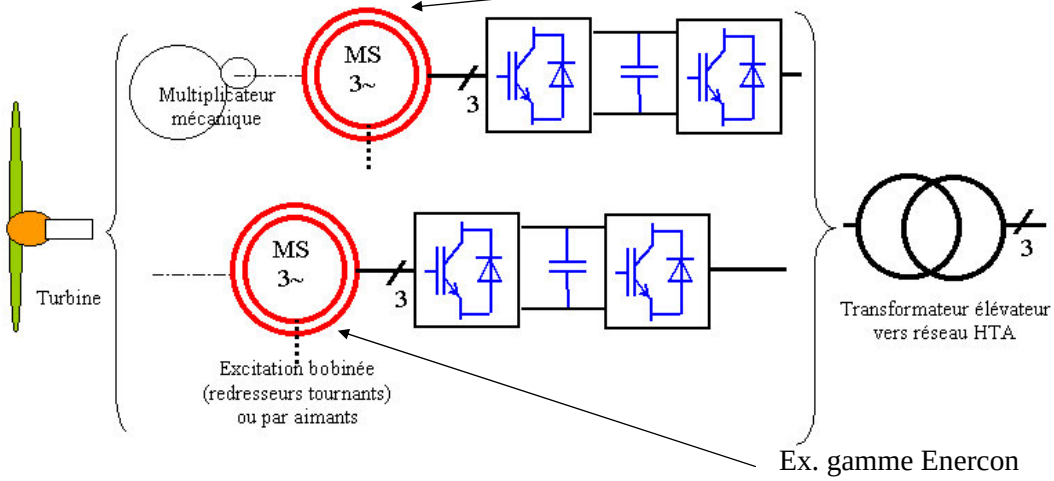
Vergnet HP-GEV 1 MW (parc d'Ashegoda Ethiopie 30 machines)

Siemens SWT-3.6-120 (parc de London Array 175 machines)

4- Génératrice synchrone à vitesse variable

(avec convertisseur pleine puissance)

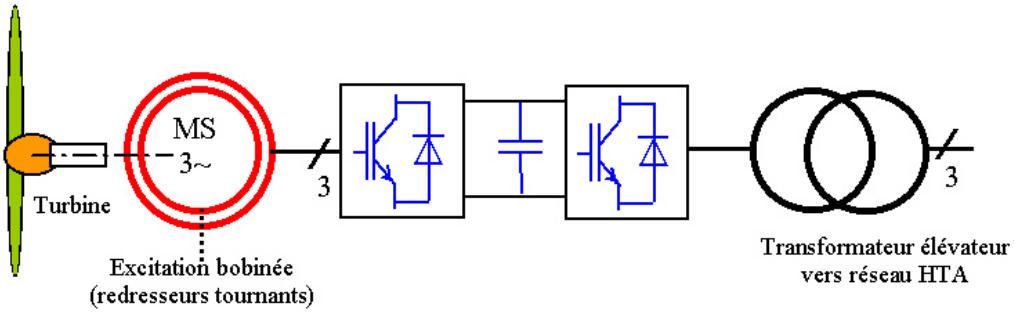
Ex. Vestas V112
3 MW MAP rapide



Ex. gamme Enercon
Machines synchrones à excitation bobinée à grand nombre de pôles

Les convertisseurs sont généralement à MLI et peuvent absorber (côté géné) ou fournir (côté réseau) des courants quasi-sinusoïdaux.

Génératrice synchrone à grand nombre de pôles (structures annulaires) et excitation bobinée sans balais



Doc. Enercon http://www.enercon.de/

Enercon E70 2 MW

6 à 22 tr/mn (génératrice 32 paires de poles, redresseur à thyristors)

Nacelle complète : 71 tonnes

(machine à multiplicateur même puissance : 60 tonnes environ)

Enercon : gamme jusqu'à 5 MW

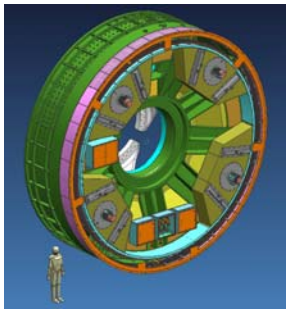
Assemblage : la structure mécanique représente une part importante de la masse

En offshore : plus de 5 MW par unité

Haliade 150 d'Alstom : 6 MW (1ers essais en 2012)

Entraînement direct : vitesse variable de 4 à 11 tr/min
Démarrage à 3 m/s
Puissance nominale de 12 à 25 m/s
Nacelle : 390 tonnes, 3 pales de 26 tonnes

Génératrice à aimants haute énergie : 6 MW à 11 tr/min
Environ 35 tonnes de masses actives
dont 5 tonnes d'aimants
+ structures mécaniques (jantes) => 100 tonnes



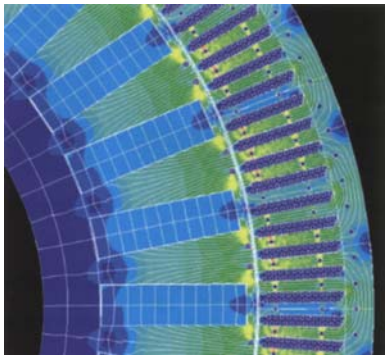
Redresseur + onduleur MLI
Tension 900 V entre phases

Source : Alstom

Génératrices directes : amélioration des performances

Aimants : réduction de masse d'environ 25%

Rotor à pôles saillants bobinés Enercon



Rotor à aimants ABB

Génératrice à aimants **500 kW à 32 tr/mn**, avec 188 pôles

masse active de 2,7 tonnes (dont 125 kg d'aimants haute énergie)

masse totale de 10 tonnes (≅ 2/3 inactifs)

soit un couple massique global de 15 N.m/kg (58 N.m/kg_{actif}).

4,5 MW à 12 tr/mn :

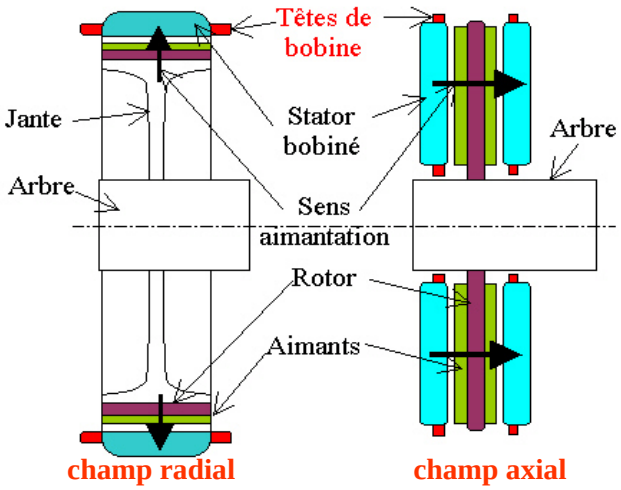
50 tonnes dont 13 tonnes actifs et 600 kg d'aimants.

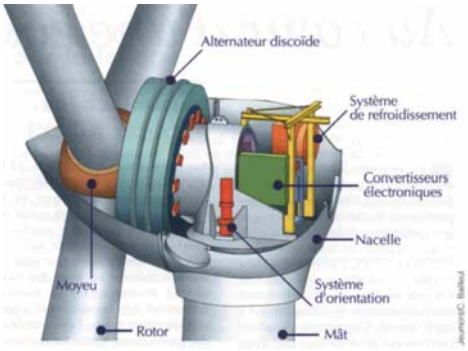
Architectures électromagnétiques :

Machines multipolaires : couple massique élevé

Structure discoïdes : gain en encombrement et en masse des parties inactives

Jeumont Industrie J48 : aimants et discoïde





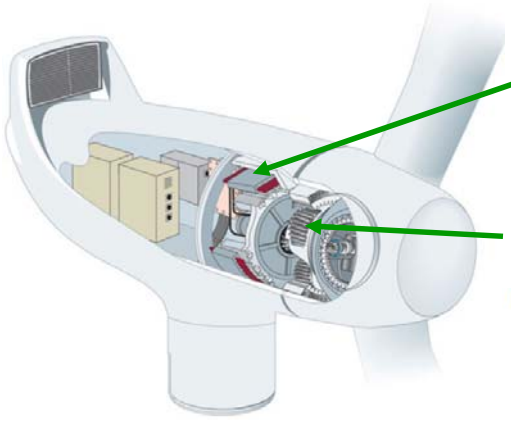
Solution intermédiaire entre direct et indirect : hybride

génératrice semi-rapide

avec multiplicateur à un seul étage

Objectif : obtenir un meilleur compromis coût/productivité

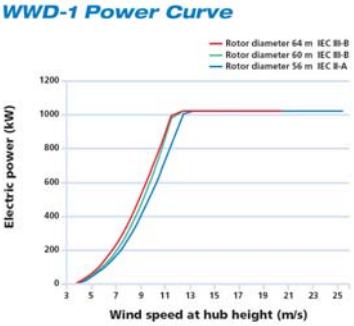
Exemple : machines WinWinD (1 et 3 MW)



Doc. WinWinD

Génératrice à aimants 1 MW 40 à 145 tr/min
+ convertisseur AC-DC-AC

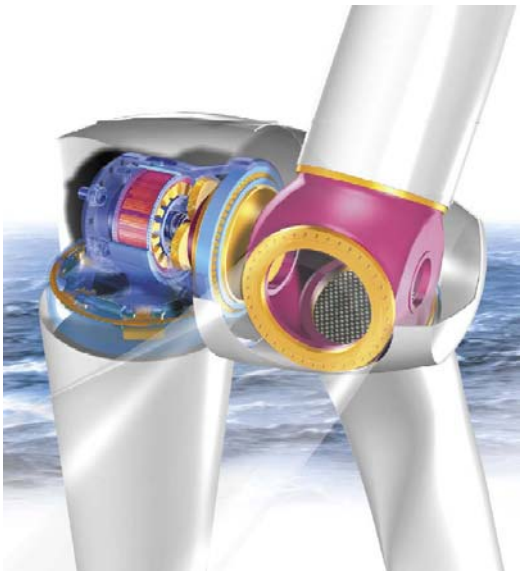
Multiplicateur à un seul étage planétaire x 5,71



Machine 1 MW
Grand Fougeray (Bretagne)

Autre machine hybride :

Multibrid M5000 (Areva Wind)

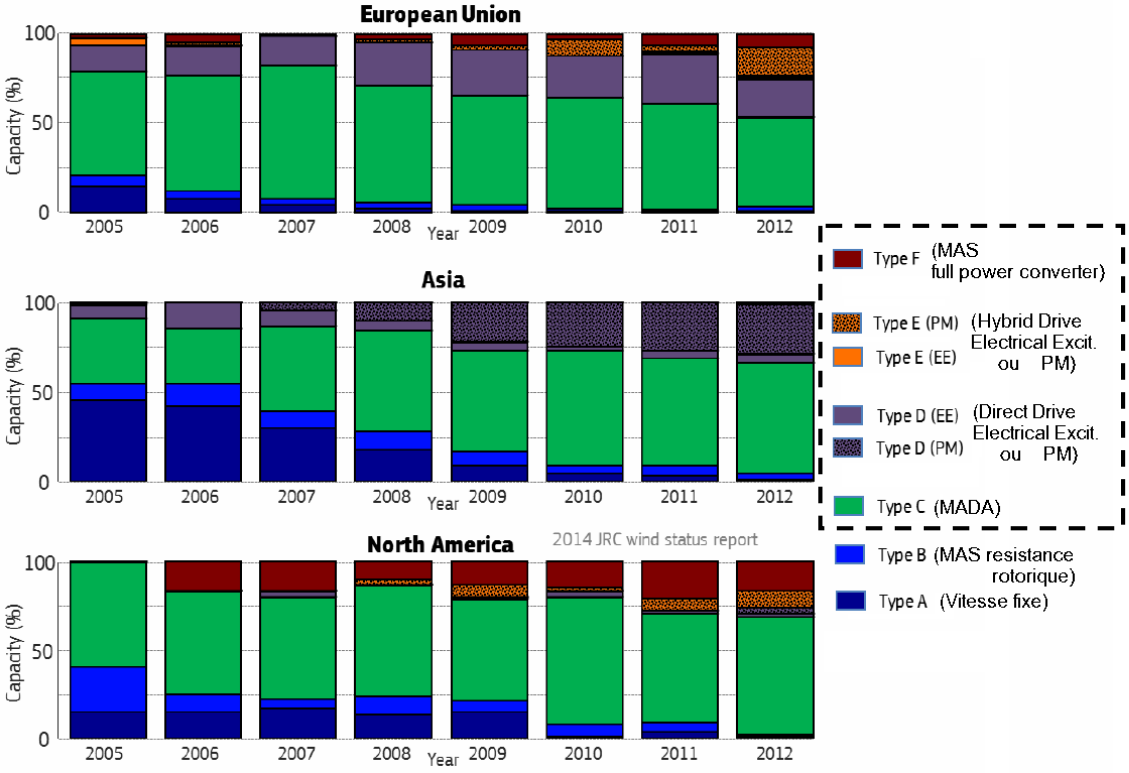


5 MW – ϕ 116 (+ version 135 m)
5,9 à 14,8 tr/min (11,5 nominal)
Nacelle : 233 + 112 tonnes (rotor)
(parc Alpha Ventus 2009)

Machine à aimants 28 poles 145 tr/min
(1,4 tonne d'aimants NdFeB)
Redresseur et onduleur MLI
Multiplicateur : 1: 9.92

Source : www.multibrid.com

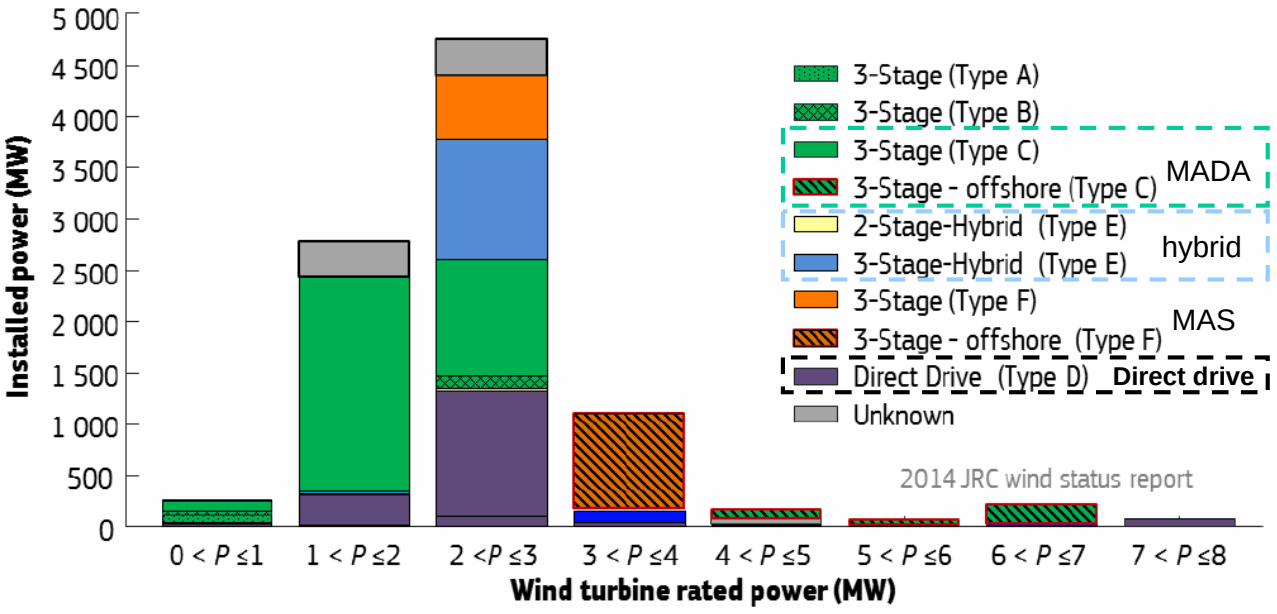
Evolution du marché des chaînes de conversion



Source : Wind Status Report JRC 2015

La vitesse variable s'est généralisée et la MADA recule

Chaînes de conversion installées durant l'année 2012 dans l'UE

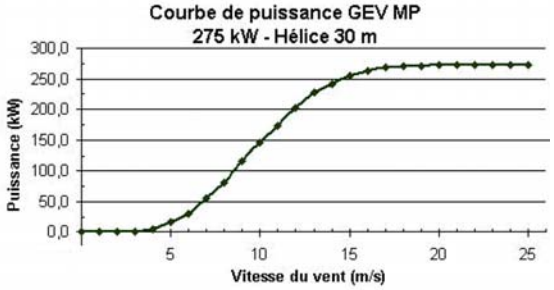


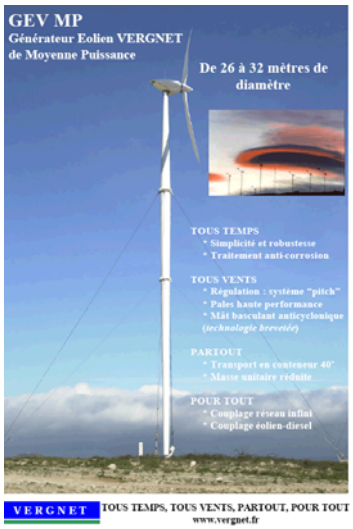
Source : Wind Status Report JRC 2015

Technologie Vergnet adaptée aux régions cycloniques (jusqu'à 1 MW)

Mat basculant

Exemple: GEV MP





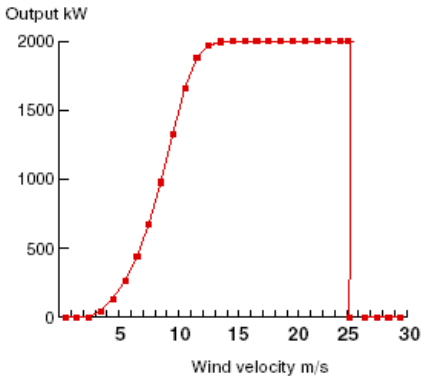
Site du Morne Carrière (commune du Vauclin Martinique)
4 x 275 kW (1,1 MW)
2,145 GWh (équivalent P_{max} 2000 h /an)

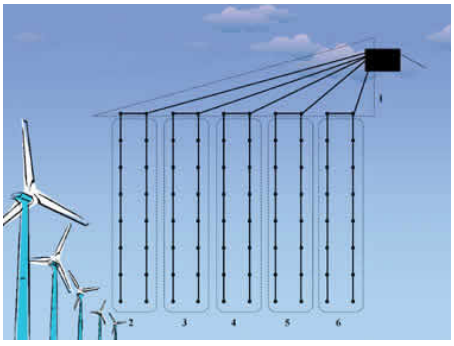
33 MW installés en Guadeloupe

Doc. Vergnet

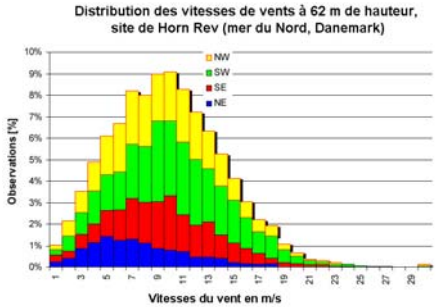
Grande Centrale Offshore de Horns Rev 160 MW (Danemark, mise en service dec. 2002)

80 aérogénérateurs Vestas V80 de 2 MW
génératrices double alimentation 690 V – transfo. 690 V- 34 kV en nacelle





5 clusters de 16 machines



Transports par câbles en 150 kV (17 km de la côte)

Productivité annuelle : 600 GWh
soit 3750 h à P_{max}

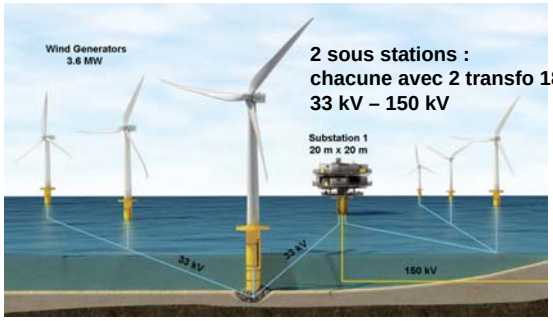
Investissement : 268 M€
(40 M€ pour le transport de l'énergie)
soit 1,68 €/W

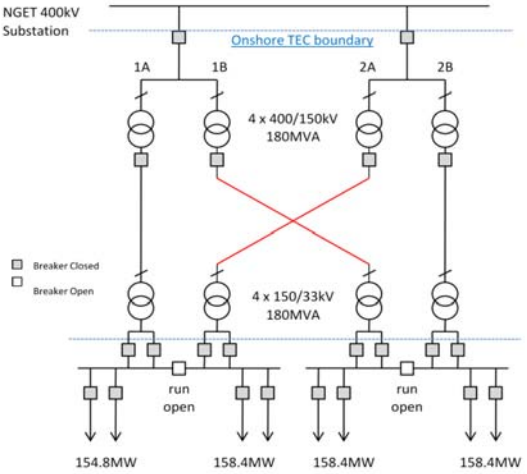
Ferme offshore de London array

1ère phase (déc. 2012) 630 MW (875 MW à terme)
175 éoliennes Siemens SWT-3.6-120 sur monopieux, sur 100 km²,
distance à la côte : 20 km, profondeur maxi : 25 m

Productivité annuelle :
2500 h => 1,6 TWh

Turbines 120 m - 5 à 13 tr/min
Génératrice asynchrone à cage
Multiplicateur à 3 étages (1:119)



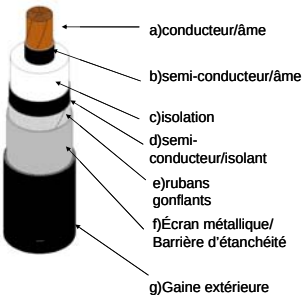


Câbles Nexans (33 kV et 150 kV) : 220 km
Entre les 2 sous-stations le site de raccordement à terre : 4 câbles triphasés 54 km 630 mm² 150 kV

A terre : 4 transfo 180 MVA – 150 kV – 400 kV, compensateur statique de puissance réactive + filtres

Câbles de transport sous-marin

Câble AC HTB (> 50 kV, isolation synthétique polyéthylène jusqu'à 500 kV)
Unipolaires : âmes conductrices jusqu'à 3000 mm² (typiquement 800 à 2500 mm²)
pour plus de 1000 MVA



Tripolaires (si possible) : jusqu'à 245 kV

Pose des tubes de protection
avant tirage des câbles
(400 kV triphasé)

En AC (effet de peau) : âme segmentée à partir de 1000 mm² (cuivre) ou 1600 mm² (alu.)

Câble DC : < 250 kV,
mêmes sections réalisables

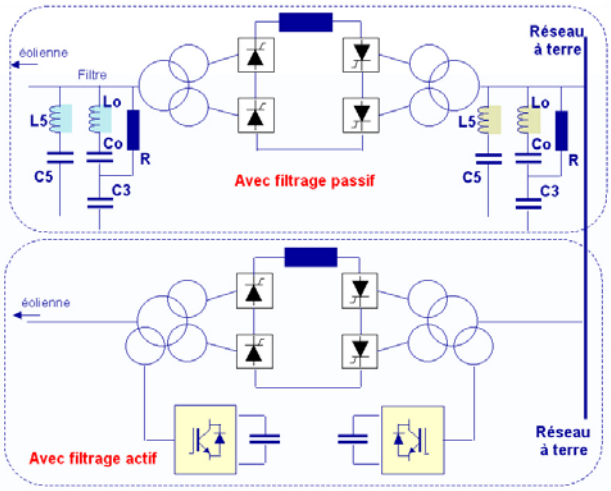
Source : Pierre Argaud, Chap. 5 livre Hermès 2012

Source images :SILEC

Transport en courant continu

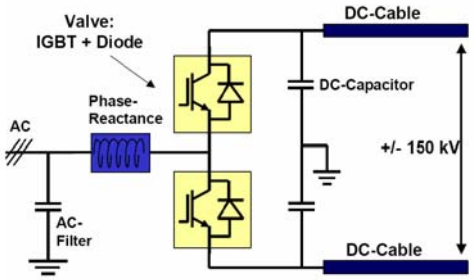
Envisagé pour des distances supérieures à 50 km
(rentabilité par rapport au transport AC)

Avec convertisseurs à thyristors
LCC (Line Commutated Converters)



Source : J. Courault, GIRCEP march 2002

Avec convertisseurs à MLI
VSC (Voltage Source Converters)



Source : P. Sandeberg, L. Stendius, EWEC 2008

Bibliographie

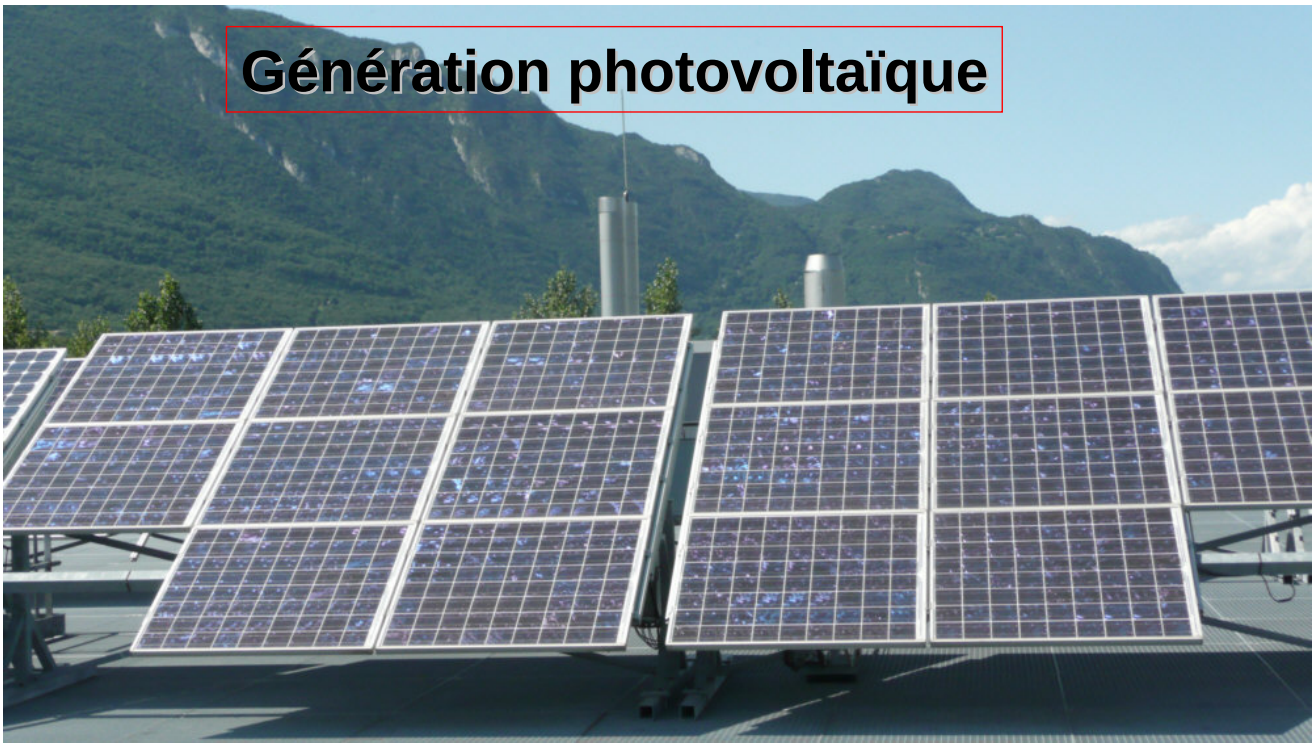
[CHAB_EU97] B. CHABOT, " *Énergies renouvelables* " Encyclopaedia Universalis 1997.
[CEE_LivreBlanc] Commission Européenne « *Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires* ».
[Mul_04] B. MULTON, X. ROBOAM, B. DAKYO, C. NICHITA, O. GERGAUD, H. BEN AHMED, « Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D3960, novembre 2004.
[TechIng_97] J. MARTIN, « *Energies éoliennes* », Techniques de l'Ingénieur, Traités Energétique B8585, 1-1997, 22p.
[Hau_00] E. HAU, *Wind-Turbines*, Springer, 2000.
[Hlad_84] J. HLADIK, *Énergétique éolienne : applications pratiques, chauffage éolien, production d'électricité, pompage*, Masson, 1984.
[Patel_99] M.R. PATEL, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999.
[Mül_IAS00] S. MÜLLER, M. DEIKE, R.W. DE DONCKER, « *Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor* », CDROM of the IEEE IAS Conf., oct. 2000.
[Obser] EurObserv'ER, *Baromètre éolien, chaque année en janvier dans la* revue Systèmes Solaires.
[Perez_HP98] R. PEREZ, « *Wind Power* », Home Power, Oct.Nov 1998, pp.56-60.
[Gipe_93] Paul GIPE, *Wind Power for Home and Business*, Chelsea Green Publishing Comp, 1993.
ABB_3-00] M. DAHLGREN, H. FRANK, M. LEIJON, F. OWMAN, L. WALFRIDSSON, « *Windformer. Production à grande échelle d'électricité éolienne* », Revue ABB n°3-2000, pp.31-37.
[Budi_00] M. BUDINGER, D. LERAY, Y. DEBLEZER, « éoliennes et vitesse variable », revue 3EI N°21 Juin 2000.
[MUL_11] B. MULTON (coordinateur), 2 volumes sur les énergies marines renouvelables : « Energies marines renouvelables, aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien », Hermès, oct. 2011.
[MUL_12] « Energie thermique, houlogénération et technologies de conversion et de transport pour les énergies marines », Hermès, fev. 2012.

Sites Web

[PaulGippe] Paul Gipe Association : http://rotor.fb12.tu-berlin.de/overview.html
[WindPower] Site des constructeurs Danois : http://www.windpower.dk/
[OWEN] Offshore Wind Energy Network : http://www.owen.eru.rl.ac.uk/
[EoleWeb] Eole, les éoliennes et l'énergie du vent : http://www.eole.org/
[EWEA] European Wind Energy Association : http://www.ewea.org/
[AWEA] American Wind Energy Association : http://www.awea.org/
[EED] Espace Eolien Développement : http://www.espace-eolien.fr/
[RISO] Risø National Laboratory (Danemark) : http://www.risoe.dk/
[SuiviEol] Site du suivi de la production éolienne en France : www.suivi-eolien.com/

Bernard MULTON
Département de Mécatronique - Ecole Normale Supérieure de Rennes

Génération photovoltaïque



Plan

Historique, applications, ressources

Caractéristiques du rayonnement solaire

Évaluation de la productivité annuelle

Croissance de la filière PV

Technologies, évolution performances

Aspects économiques

De la cellule au système photovoltaïque

Maximisation de la récupération d'énergie

Systèmes de conversion raccordés aux réseaux

Systèmes en sites isolés

L'énergie photovoltaïque dans les transports…

Historique

1839 : effet photovoltaïque Becquerel sur un couple électrochimique

1877 : 1ère cellule PV au sélénium

1954 : 1ères cellules PV au silicium rendement 4,5 % à 6% en quelques mois

1955 : 1ère commercialisation cellule PV 14 mW (2%) $25

1958 : satellite avec cellules PV (ont fonctionné 8 ans)

Années 60 : montée des rendements et des puissances
(Japon 1963 : 242 W sur une maison)

Années 70-80 : équipement des sites isolés

Années 1990 : premiers programmes de grande ampleur
de production PV raccordée au réseau

Applications

Satellites

Electrification des sites isolés, notamment :
pompage d 'eau
pays en développement
applications non raccordées
loisirs, autres

Production au « fil du soleil », croissance de la filière depuis années 90 grâce à des politiques volontaristes
(subventions à l'investissement et tarifs achat du kWh PV)

De façon marginale : véhicules (course Australie WSC)
bateaux...

Ressources énergétiques soleil

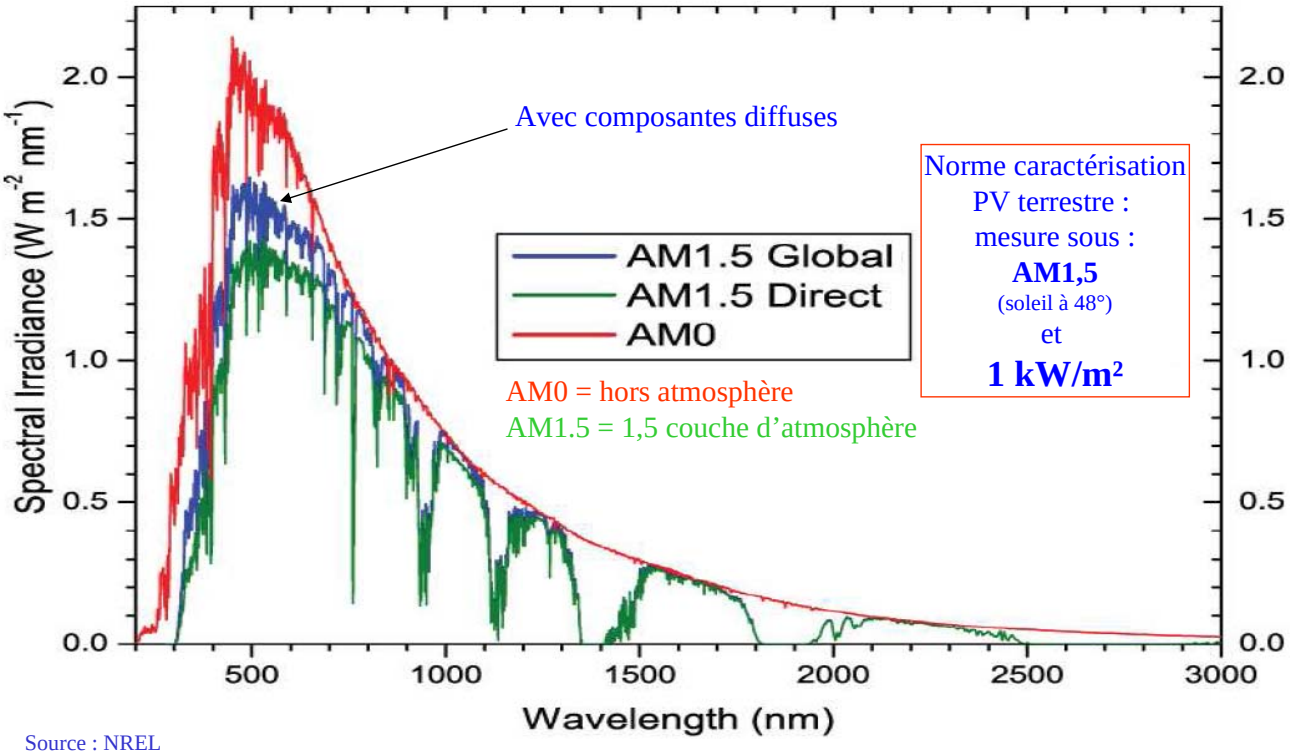
La terre intercepte une (infime) partie du rayonnement solaire :
soit une énergie annuelle primaire de 1,6 10^9 TWh

45% sont **reçus au sol** puis renvoyés vers l'espace, soit **720 10^6 TWh**
5000 fois la consommation humaine primaire annuelle

Selon les régions : de **400 kWh à 2500 kWh/m²/an**,
soit une puissance moyenne de 50 à 280 W/m²
et une puissance crête de plus de **1 kW/m²**

Une grande part de cette puissance par unité de surface
peut être directement convertie en chaleur => solaire thermique
une plus faible part (8 à 40%) peut être transformée
directement en électricité => **solaire photovotaïque**

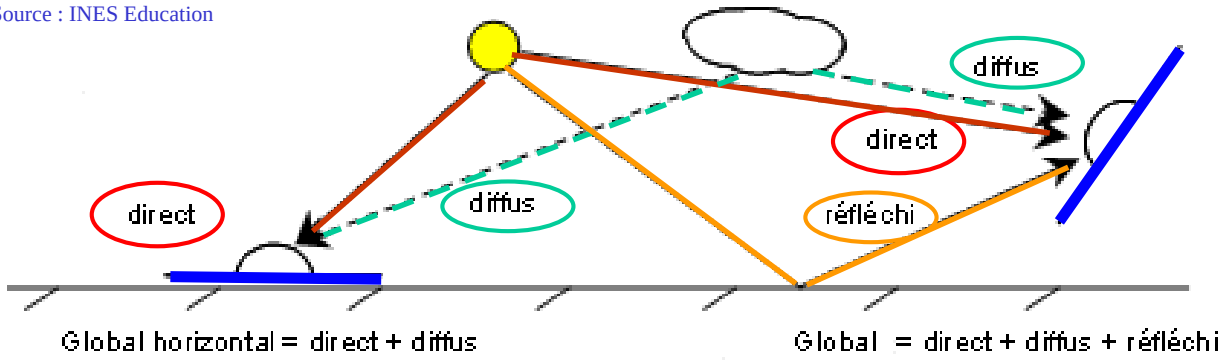
Spectre solaire



Source : NREL

Sur terre, l'irradiation solaire (W/m²) comprend plusieurs composantes : directe, diffuse et réfléchie

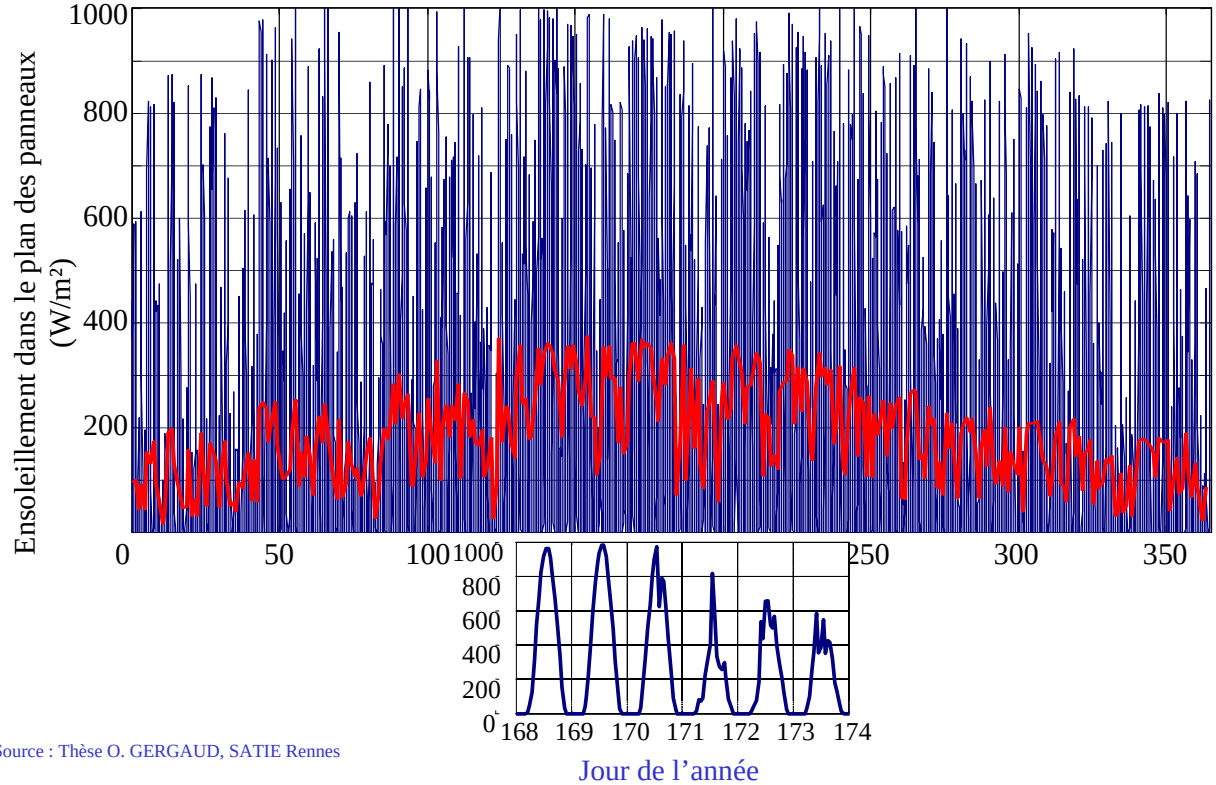
Source : INES Education



Sauf en cas de concentration (optique) du rayonnement,
toutes les composantes sont converties
et contribuent à la conversion d'énergie solaire

L'albédo caractérise la réflectivité du sol et de l'environnement :
0 (réflexion nulle) à 1 (miroir parfait)

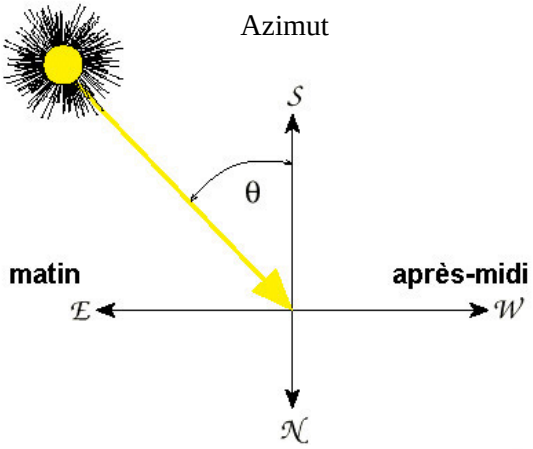
Une année en Bretagne (Rennes, 2001) irradiation solaire globale par unité de surface



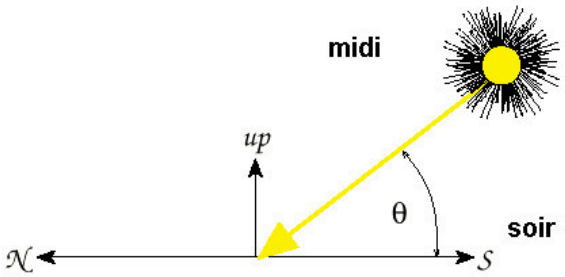
Source : Thèse O. GERGAUD, SATIE Rennes

Rayonnement direct : variations des angles en fonction du temps

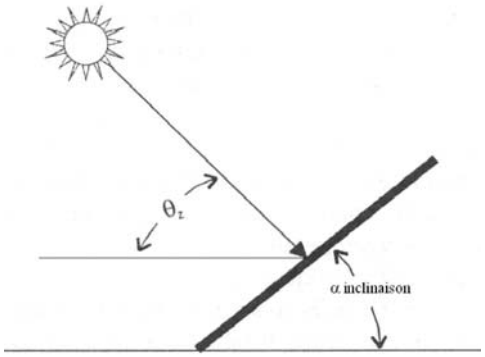
Azimut



Inclinaison (hauteur)

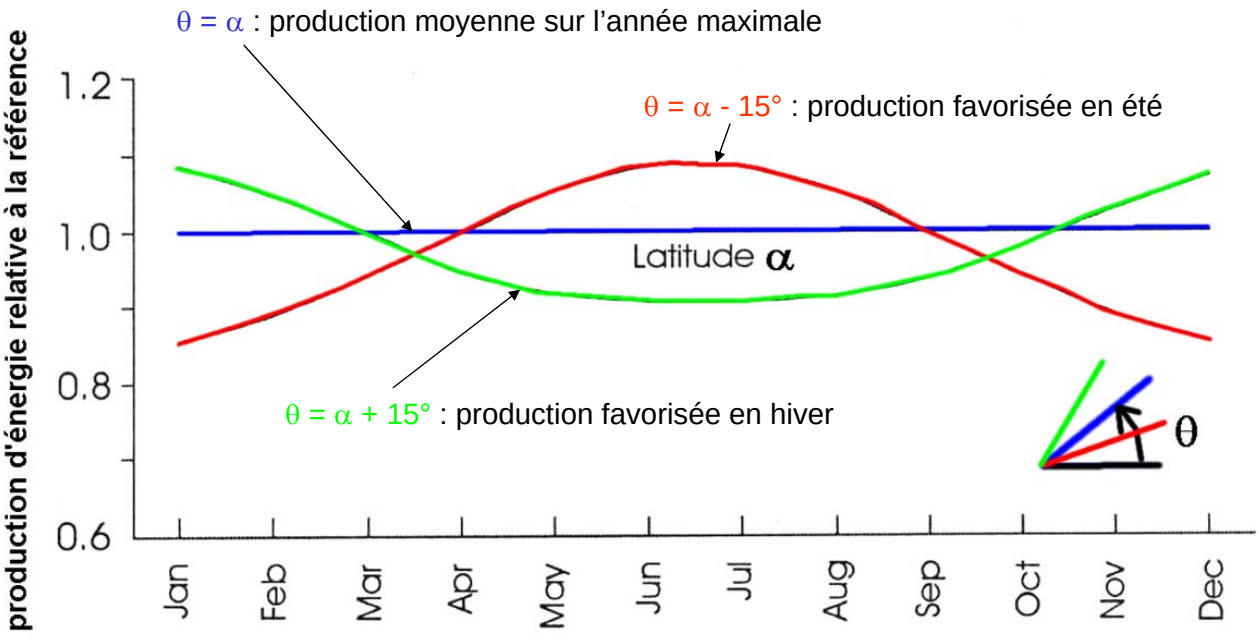


La puissance collectée est maximale si le rayonnement est perpendiculaire au plan du capteur



Influence de l'angle d'une inclinaison fixe du capteur sur la production d'énergie

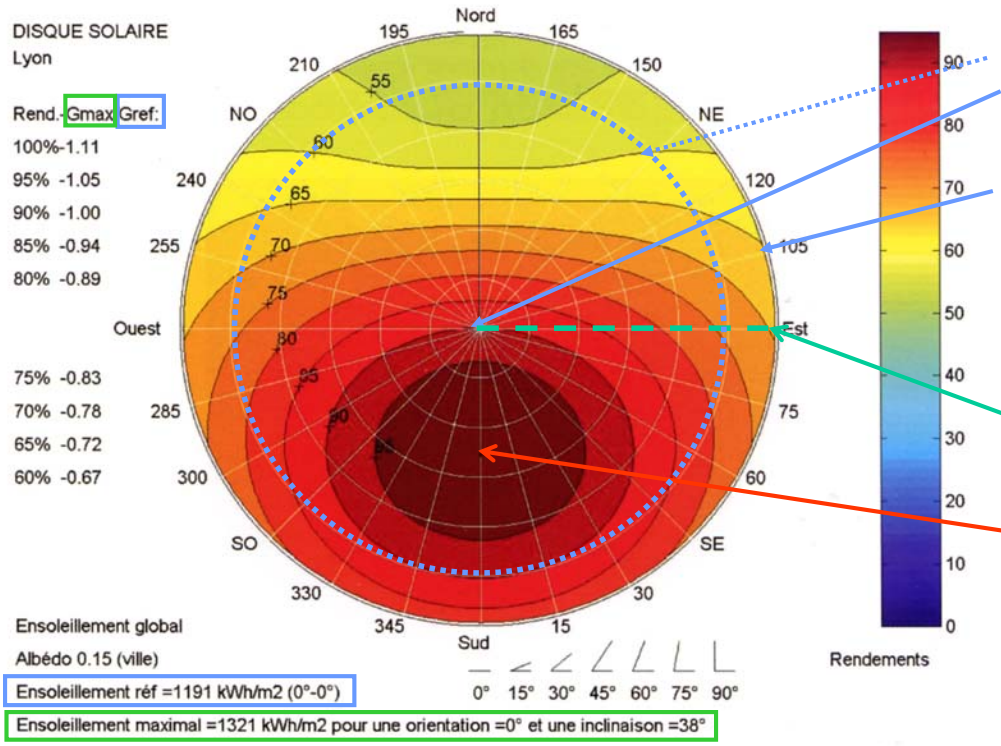
Courbes normalisées



Source : M.R. PATEL, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999

Evaluation de la productivité photovoltaïque annuelle
abaque pour calcul du « Facteur de Transposition » (FT)

Exemple à LYON, représentatif de la France Métropolitaine en zone urbaine



Inclinaison du capteur
75°
Centre du disque :
Capteur horizontal (0°)

Périphérie du disque :
Capteur vertical (90°)

Orientation du capteur (azimut)
Orientation : Est
+ Inclinaison verticale

Maximum FT = 1,11
Orientation : Sud
+ Inclinaison : 38 °

Source : ADEME – GENEC
Guide photovoltaïque

Evaluation de la productivité photovoltaïque (suite)

Irradiation solaire annuelle totale (dans le plan des panneaux) : E_{pv} en kWh/m²

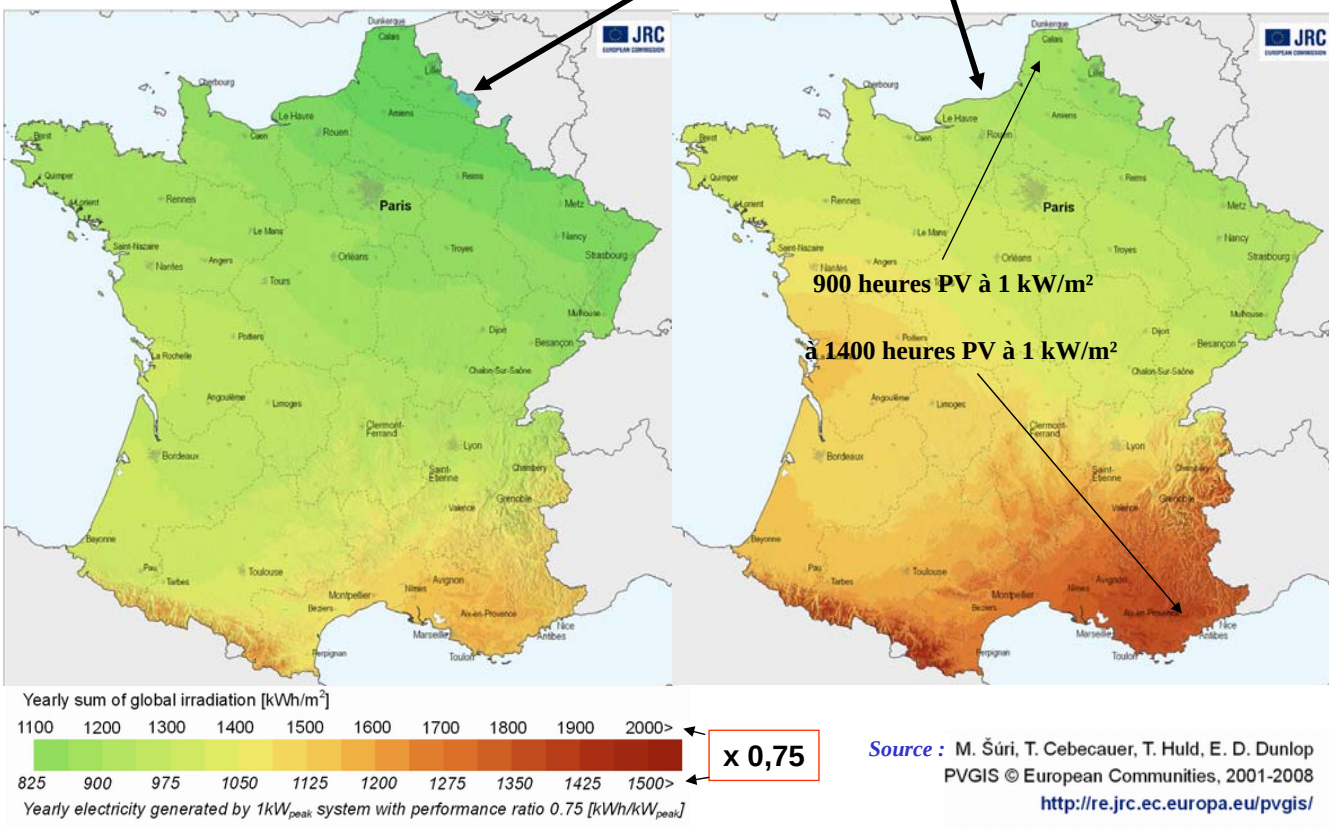
Vu les spécifications avec une irradiance I_{pv} de 1 kW/m², tout se passe comme si on recevait cette puissance pendant un temps : E_{pv} (**kWh**/m²)/ I_{pv} (1 **kW**/m²) que nous appelons : nombre d'heures équivalent pleine puissance N_{hepp}

Ex. : sur un site à 1400 kWh/m², en supposant un rendement de conversion constant, tout se passe comme si le module avait reçu une 1 kW/m² durant N_{epp}= 1400 heures /an. Une capacité de production de 1 W_p aurait donc une productivité théorique annuelle de 1400 Wh_e (électriques)

Pour prendre en compte (empiriquement) les « pertes » de productible, on multiplie par le **« performance ratio »,** par ex. 0,75 et on obtient : 1050 Wh_e
(PR peut varier selon la ventilation des modules, la température ambiante, les salissures, le rendement du convertisseur, etc…)

Variation annuelle de la productivité (exemple sur la France métropolitaine) :
1210 kWh_e/kW_p en 2012 et 1140 kWh_e/kW_p en 2013

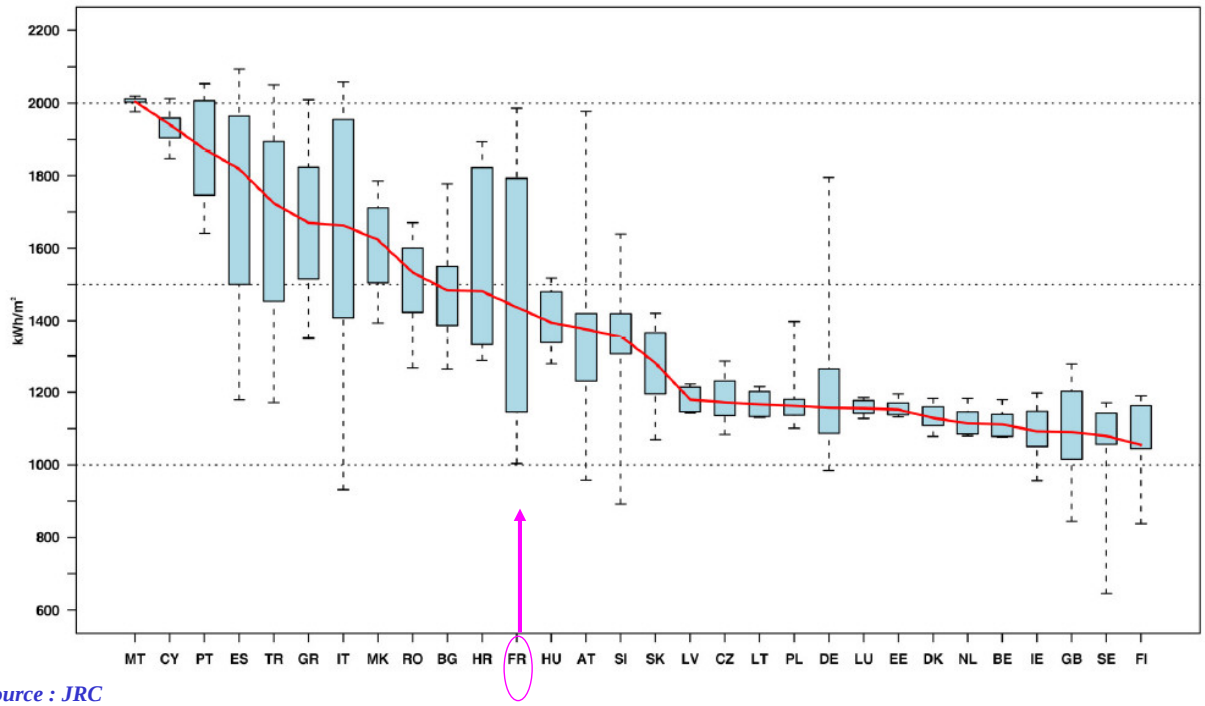
Irradiation solaire et productivité annuelle PV en France : plan horizontal ou incliné (« optimal »)



Source : M. Šúri, T. Cebecauer, T. Huld, E. D. Dunlop
PVGIS © European Communities, 2001-2008
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

Irradiation solaire annuelle en Europe

Comparison of yearly global irradiation incident on optimally-inclined photovolataic modules in 25 European Union member countries and 5 candidate countries



Source : JRC

Rendement des modules : un critère à relativiser

Exemple comparatif pour une puissance installée de **1 kW_p**

Technologie 1 : rendement 9% — Technologie 2 : rendement 18%

Sous irradiation de 1 kW/m²,
il faut une superficie de modules de :

1 m²/9% = 11 m² — 1 m²/18% = 5,5 m²

Le rendement des modules « n'agit que » sur la surface nécessaire

En supposant un coût total d'installation de :

1,5 €/W_p — 2 €/W_p

Le prix de revient simplifié du kWh sur 20 ans
avec une productivité annuelle de 1000h (1 kW_p produira 20 000 kWh)

1500 €/ 20 000 = 7,5 c€/kWh — 2000 €/ 20 000 = 10 c€/kWh

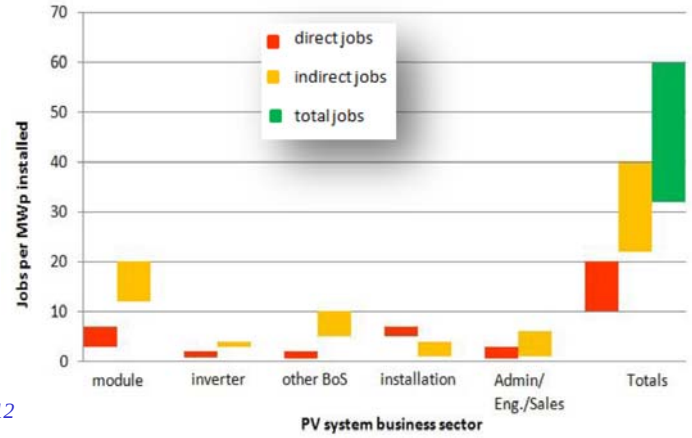
Le coût de revient de l'électricité peut même être plus faible…

Croissance de la filière photovoltaïque

Environ **187 GWc** cumulés dans le monde fin 2014
(dont France : 5,3 GW – Allemagne : 38 GW)
+ 47 GW en 2013 (1er Chine : 10,6 GW, 2ème Japon : 9,7 GW, 3ème USA : 6,2 GW)
Production de 186 TWh (0,8 % de la production mondiale et 3,3% en Europe)
Croissance moyenne sur 10 ans (2002-2012) : + 50%/an

Prévision mondiale 2030 : 1000 GW **(productible de plus de 1000 TWh)**

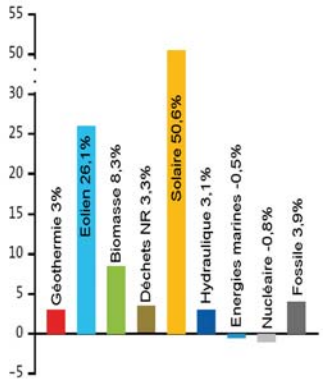
Emplois :



Source : EPIA 2012

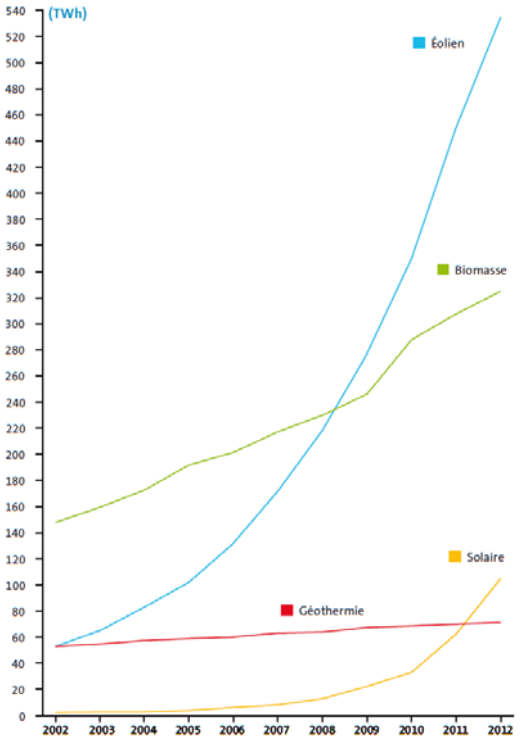
Evolution de la production d'électricité par ressources 2002-2012

Monde :

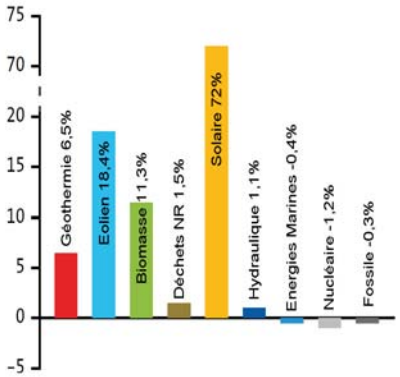


Source :
La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde Observ'ER 2013

Production mondiale d'électricité renouvelable (hors hydraulique)

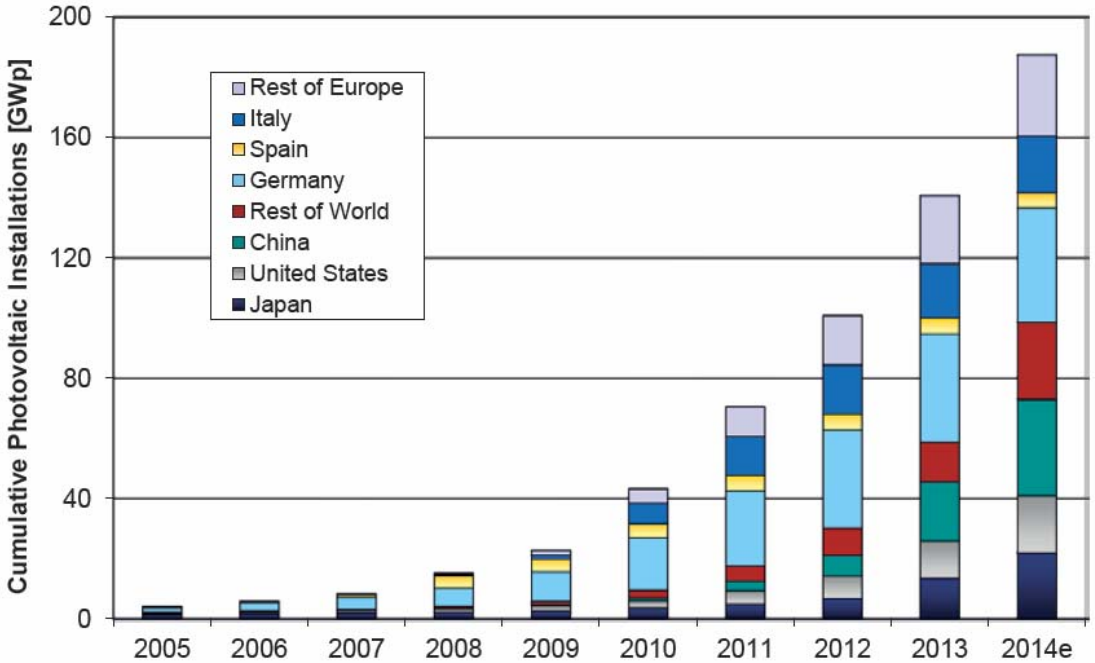


Union européenne :



Croissance de la filière photovoltaïque

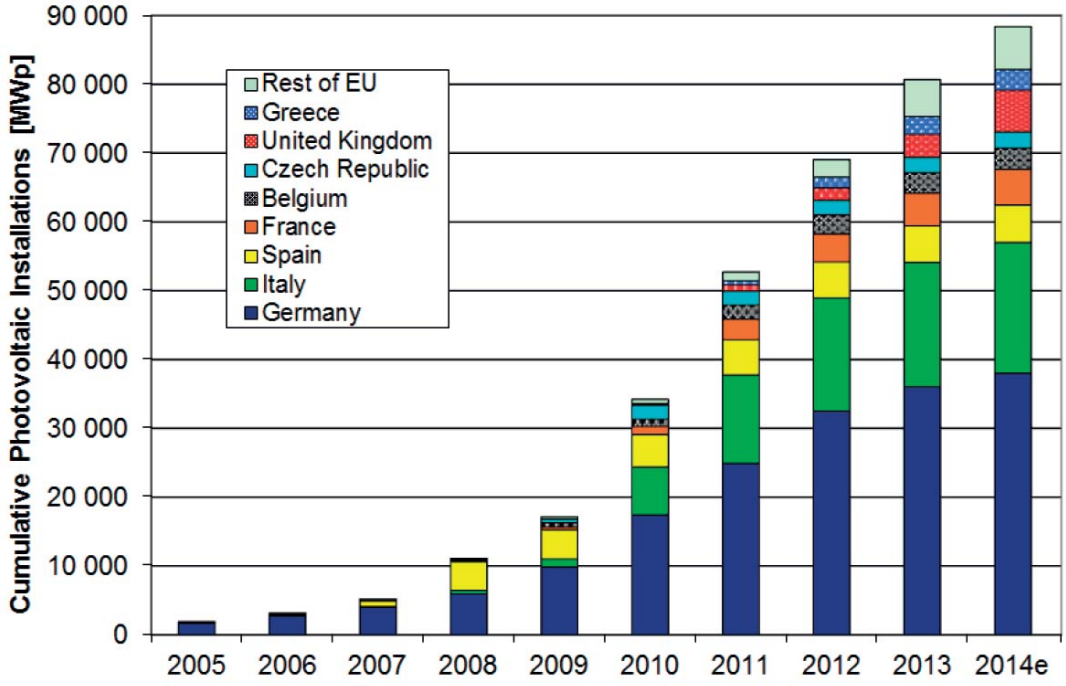
fin 2014 : 187 GW cumulés



Source : JRC, PV status report, nov. 2014

Installations en Europe

fin 2014 : 88 GW cumulés



Source : JRC Status Report 2014

Systèmes photovoltaïques connectés au réseau (au fil du soleil) :

Toits solaires :

Allemagne, dès 1990 : 1000 toits solaires
puis 100 000

Japon, dès 1994 :
70 000 toits solaires pour 2000

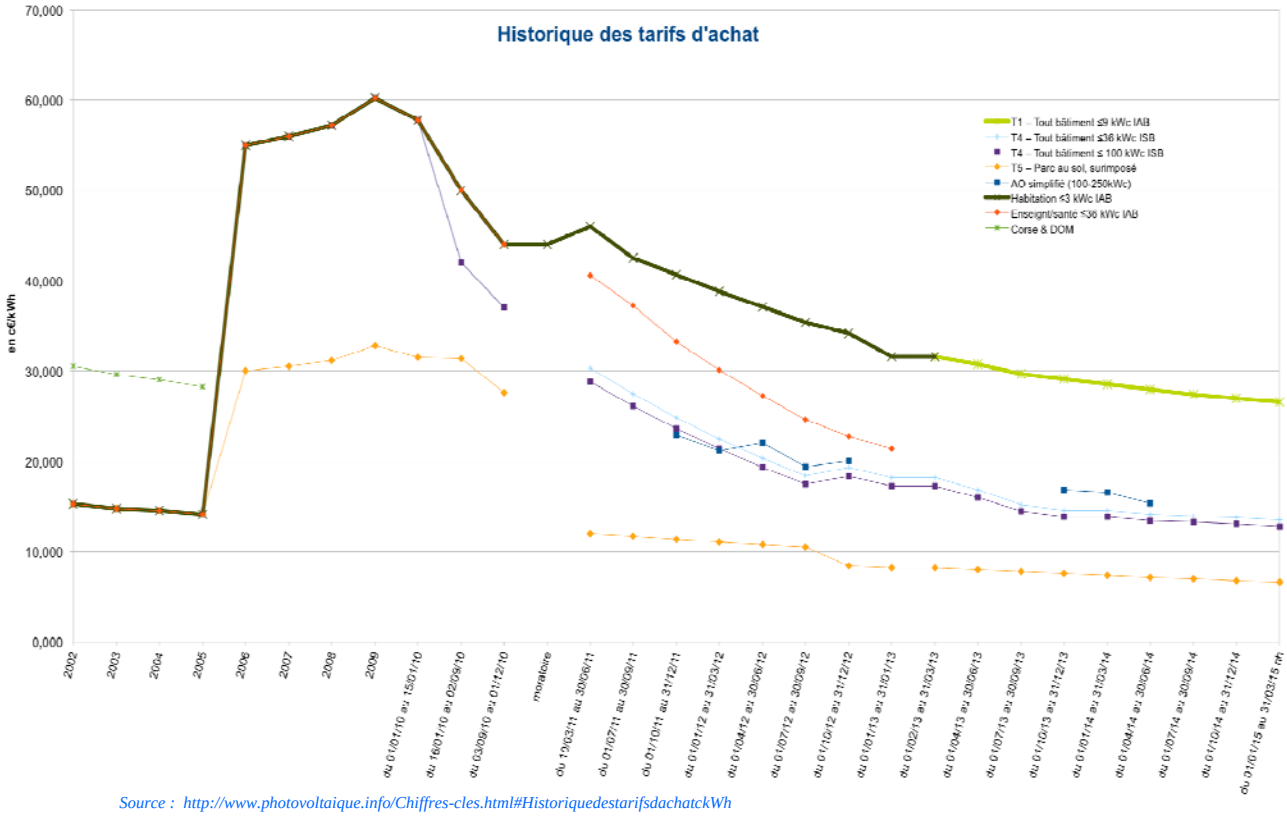
Source : auteur

USA : 1 million solar roofs (MSR) pour 2010…

Tarifs de rachat incitatifs, en France (décollage tardif) :

2002 : 15 c€/kWh
2006 : 30 c€ + 25 c€ (prime d'intégration)
40 c€ (DOM et Corse)
2011 : baisse du tarif : 46 c€ (résid. Intégré -> 9 kW_c)
28 c€ bât. 36 à 100 kW_c
12 c€ autres 0 à 12 MW_c
mi 2015 : 13,95 c€ (résidentiel toiture non intégré < 36 kWc)

Tarifs d'achat français 2002 à 2015



Source : http://www.photovoltaique.info/Chiffres-cles.html#HistoriquedestarifsdachatckWh

Systèmes photovoltaïques connectés au réseau (au fil du soleil) :

Centrales de grande puissance :

Exemple 1 : Senftenberg II et III (Brandebourg Allemagne, 2011)

148 MW (sur un total de 166 MW) sur 200 hectares (ancien site minier)

environ 2 €/W_c (2011)

636 000 modules 230 W

(Canadian Solar Si polycristallin)

Source : Phoenix Solar AG

Systèmes photovoltaïques connectés au réseau (au fil du soleil) :

Centrales de grande puissance :

Exemple 2 : Toul-Rosières (France, 2012) sur une ancienne base aérienne
115 MW sur 120 hectares, 124 GWh/an

1,4 millions de modules 82 W
Firstsolar (couches minces CdTe)
Onduleurs SMA

Source : EDF Energies Nouvelles

Systèmes photovoltaïques connectés au réseau (au fil du soleil) :

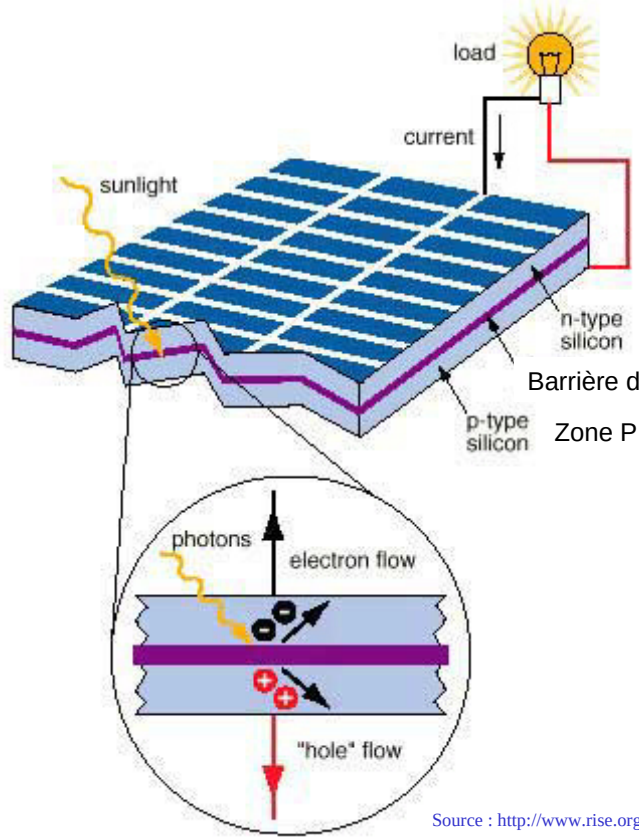
Centrales de grande puissance :

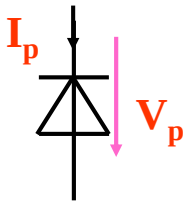
Exemple 3 : parc de Cestas (Gironde, 2015) 300 MW (sur 300 ha)
350 GWh/an, 360 M€ (300 M€ centrale, 30 M€ financiers, 20 M€ foncier, 10 M€ poste RTE)
environ 1,2 €/W_c (2015) (ou 1 €/W_c centrale seule)
prix de vente de l'électricité 105 €/MWh

1 millions de modules 305 W
montés en toitures est-ouest
400 onduleurs 680 kVA
200 transfo 1360 kVA
2 transfo 140 MVA – 245 kV

Source : Neoen

Principe d'une cellule photovoltaïque





Zone N peu épaisse et transparente

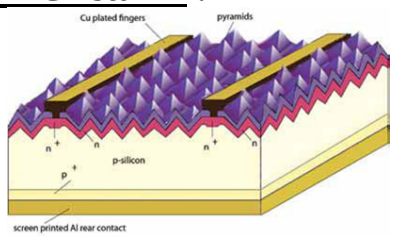
Barrière de potentiel : création des paires électron-trou

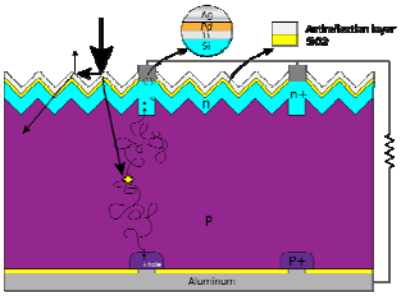
Zone P absorbante

Source : http://www.rise.org.au/

Principales technologies commerciales

Silicium Cristallin :



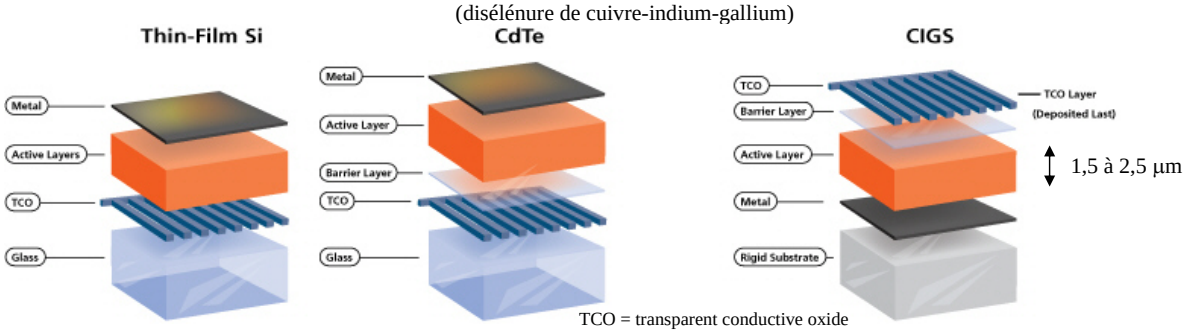


100 à 200 µm

Source : Wikimedia Commons

Couches minces :

- **a-Si** silicium amorphe
- **µC-Si** silicium micro-cristallin
- **CdTe** tellurure de cadmium
- **CIS** $CuInSe_2$ (disélénure cuivre indium)
- **CIGS** $Cu(In,Ga)Se_2$ (disélénure de cuivre-indium-gallium)

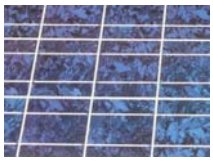


TCO = transparent conductive oxide

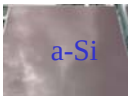
Principales technologies commerciales

Silicium Cristallin : monocristallin

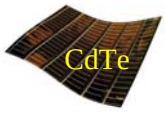
Poly (ou multi)cristallin



Couches minces :
- silicium amorphe
- silicium en ruban (TH-Si)



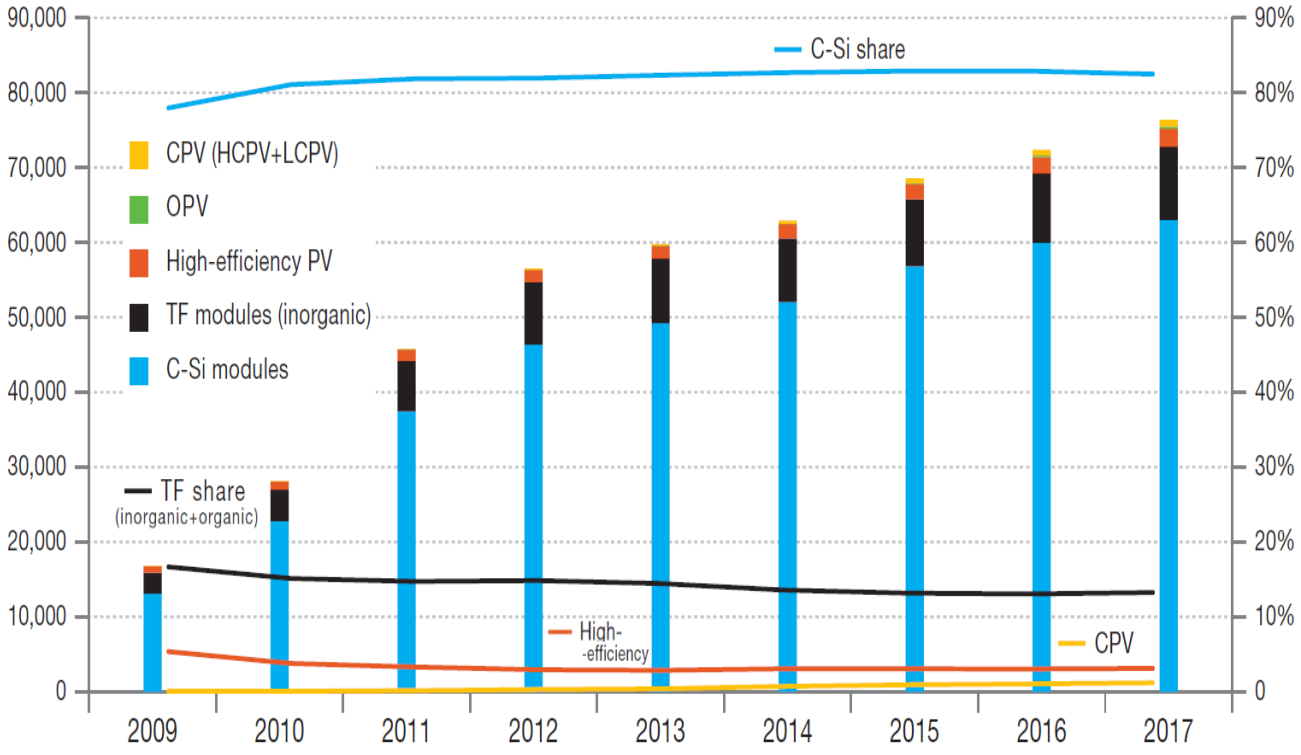
- CdTe tellurure de cadmium



- CIS cuivre indium selenium

- CIGS (disélénure de cuivre-iridium-gallium)

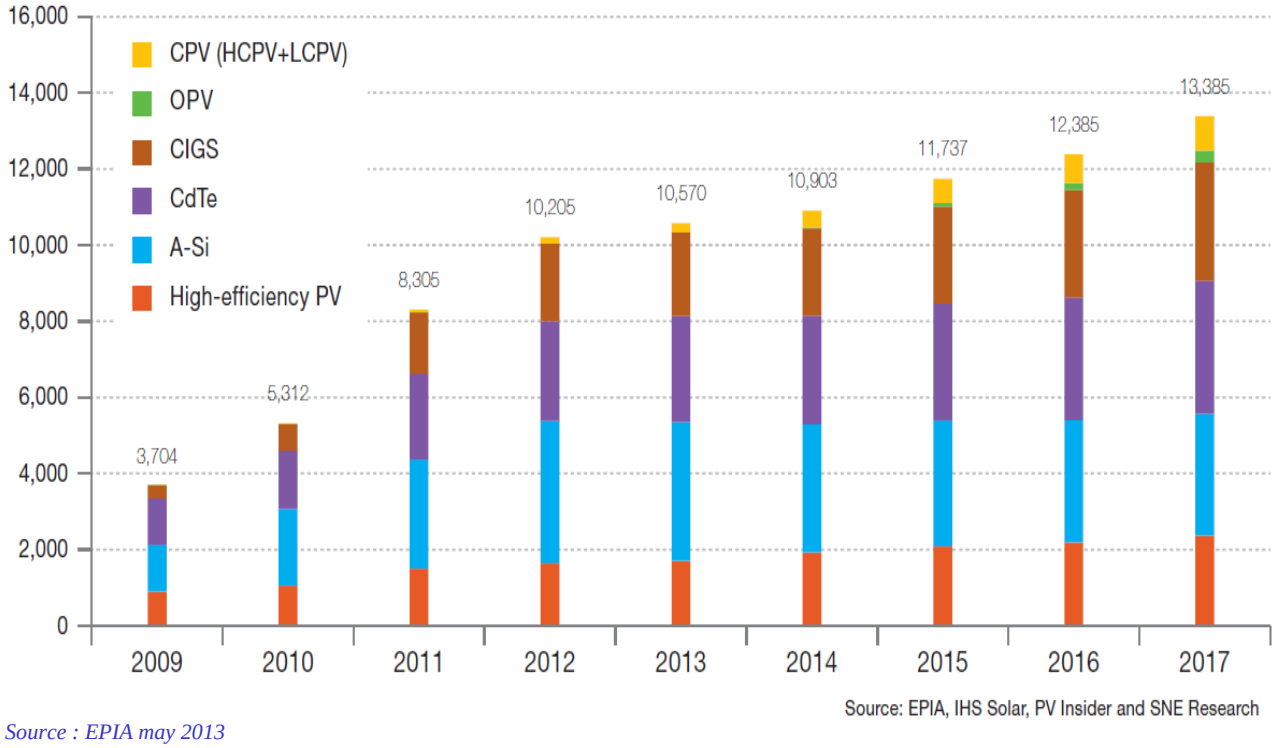
Dynamique d'évolution des parts de marché des différentes technologies



Source : EPIA may 2013

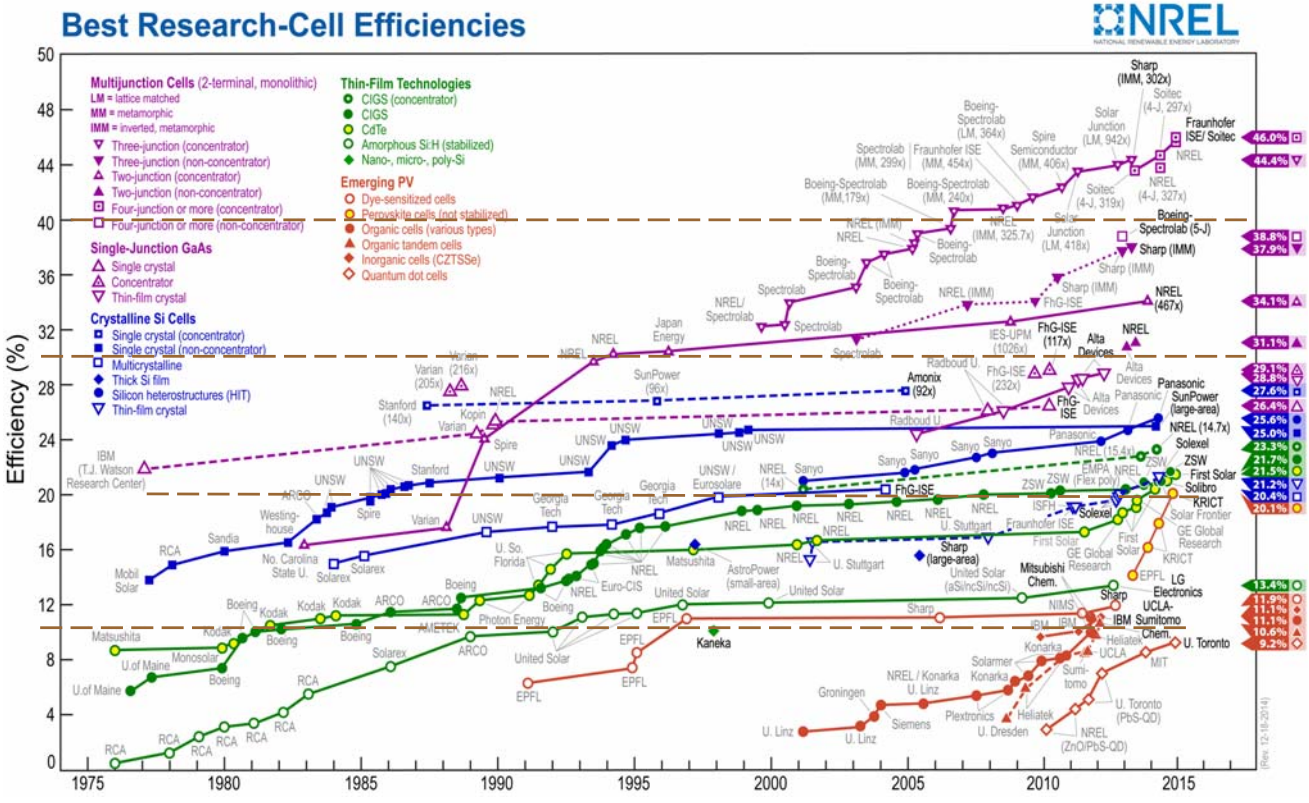
Source: EPIA, IHS Solar, PV Insider and SNE Research

Dynamique d'évolution des parts de marché des technologies non silicium cristallin



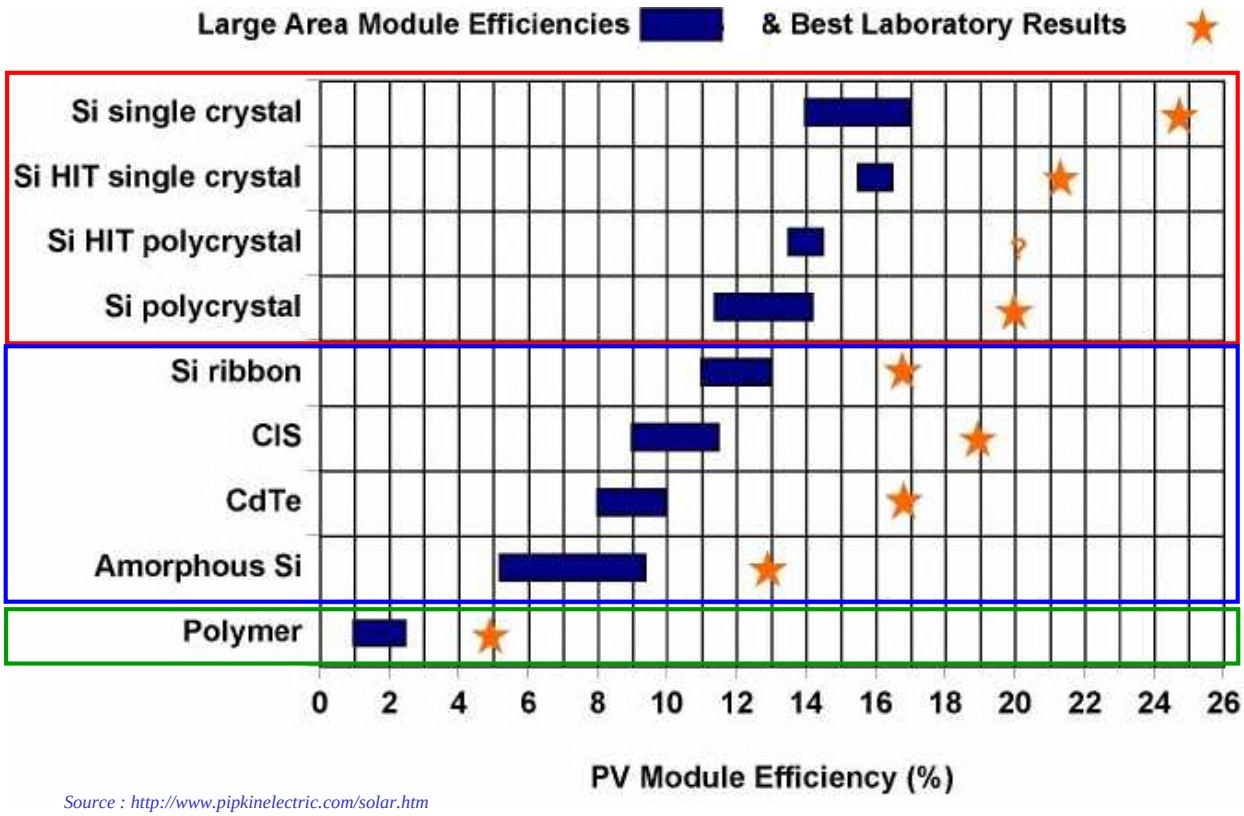
Source : EPIA may 2013

Progression des rendements en laboratoire



Source : NREL

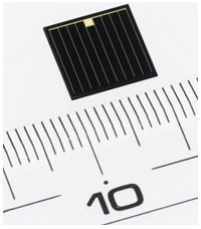
Rendements des principales technologies

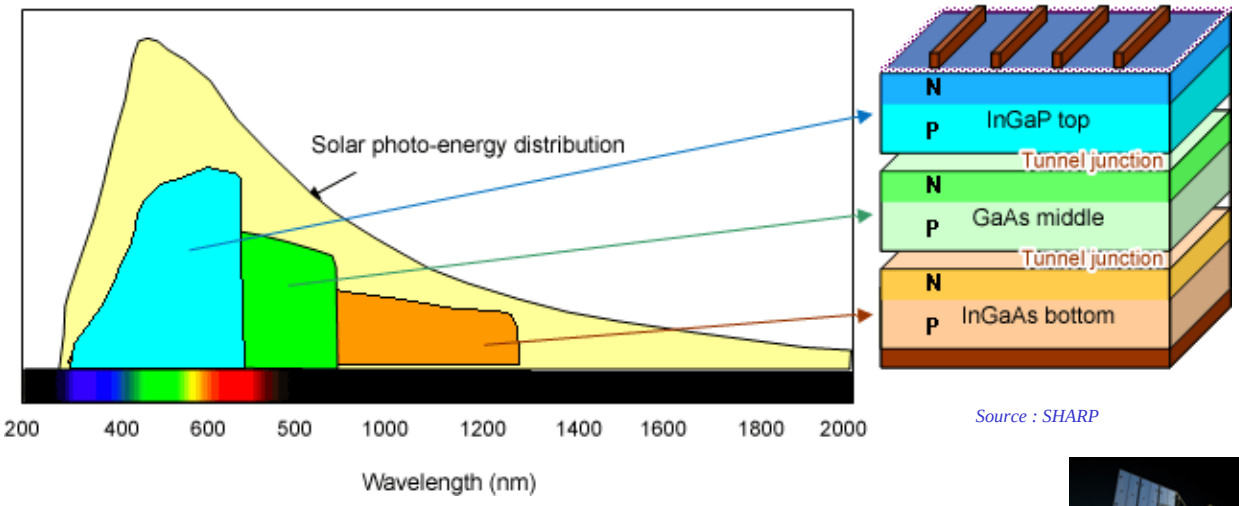


Source : http://www.pipkinelectric.com/solar.htm

Multi-jonctions
Exemple de laboratoire (Sharp, 2011) :
Rendement 36,9%

(sans concentration, sur cellule de 1 cm²)



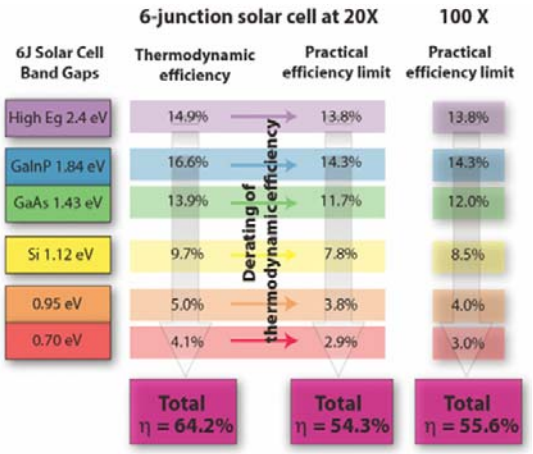


Source : SHARP

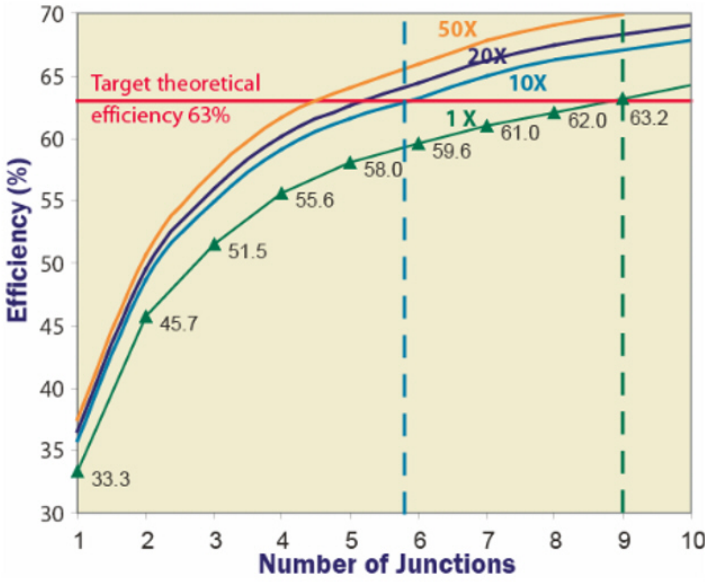
En 2009, satellite GOSAT (Greenhouse gases Observing SATellite)
avec modules à cellules triplejonction Sharp

GOSAT Ibuki
(Photo: JAXA)

Cellules multi-jonctions (jusqu'à 6) avec concentration du rayonnement : limites de rendement

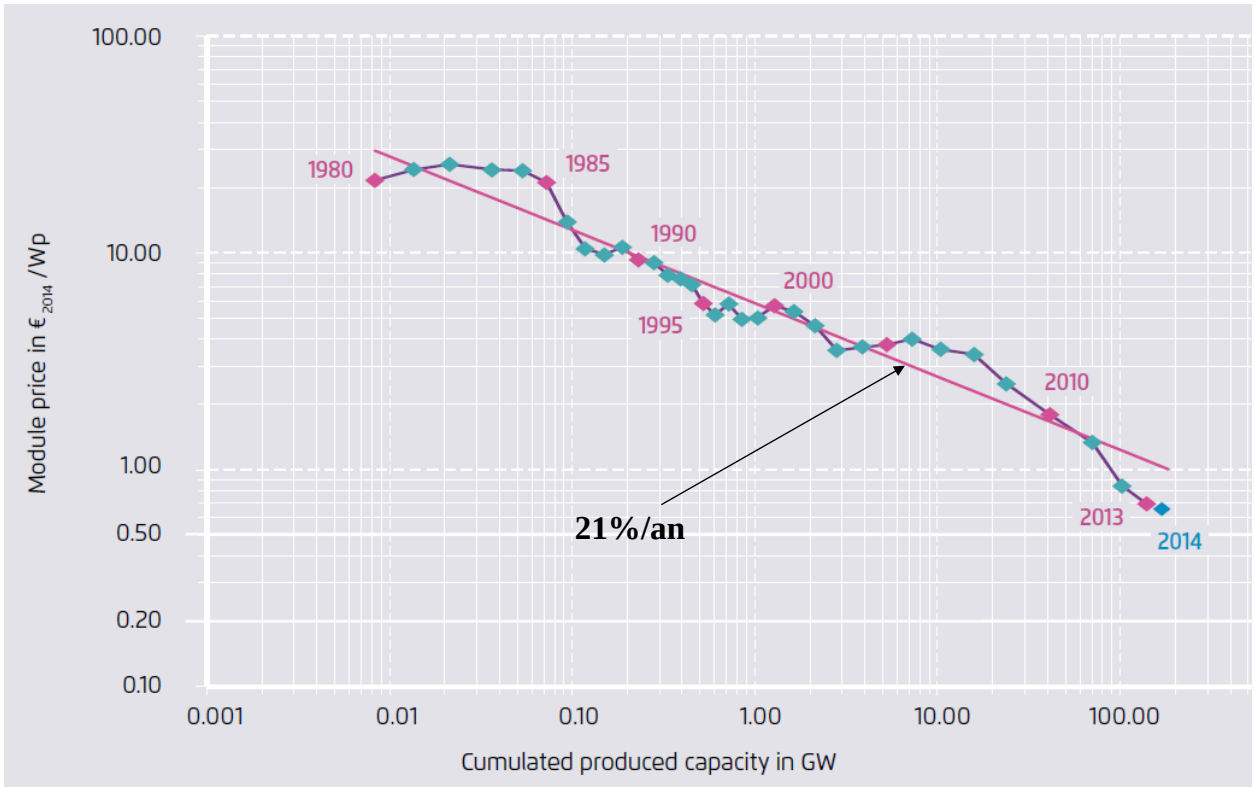


Source : DARPA, Dresden



Theoretical efficiency as a function of concentration under AM1.5G conditions.

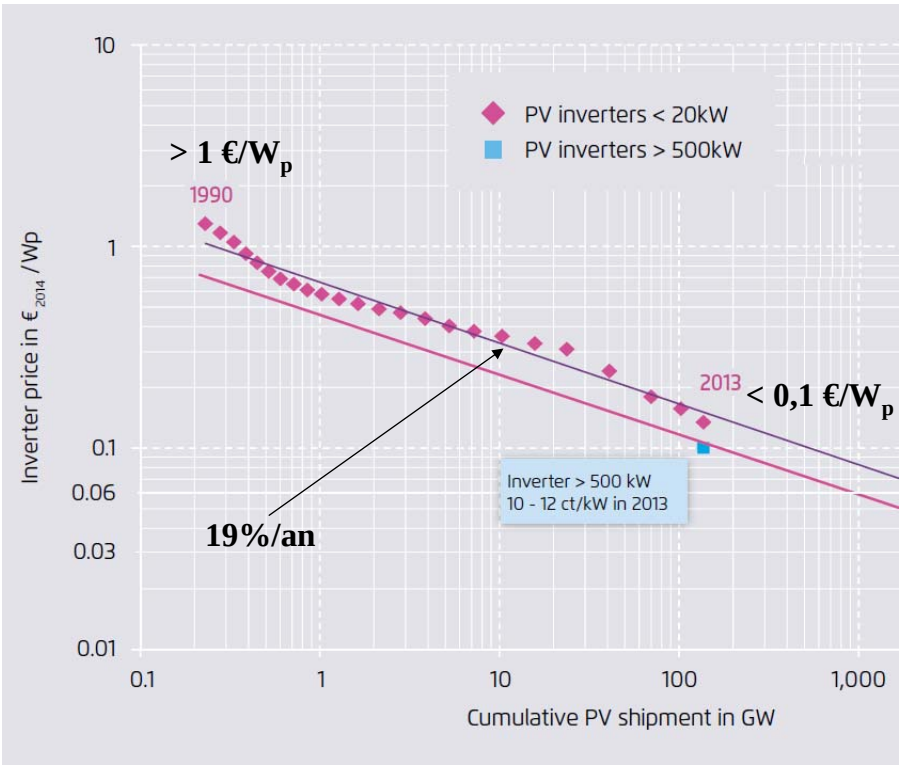
Grâce aux améliorations de process et à la croissance du marché le prix des modules a baissé rapidement



Source : Current and Future Cost of Photovoltaics, Fraunhofer ISE, 2015

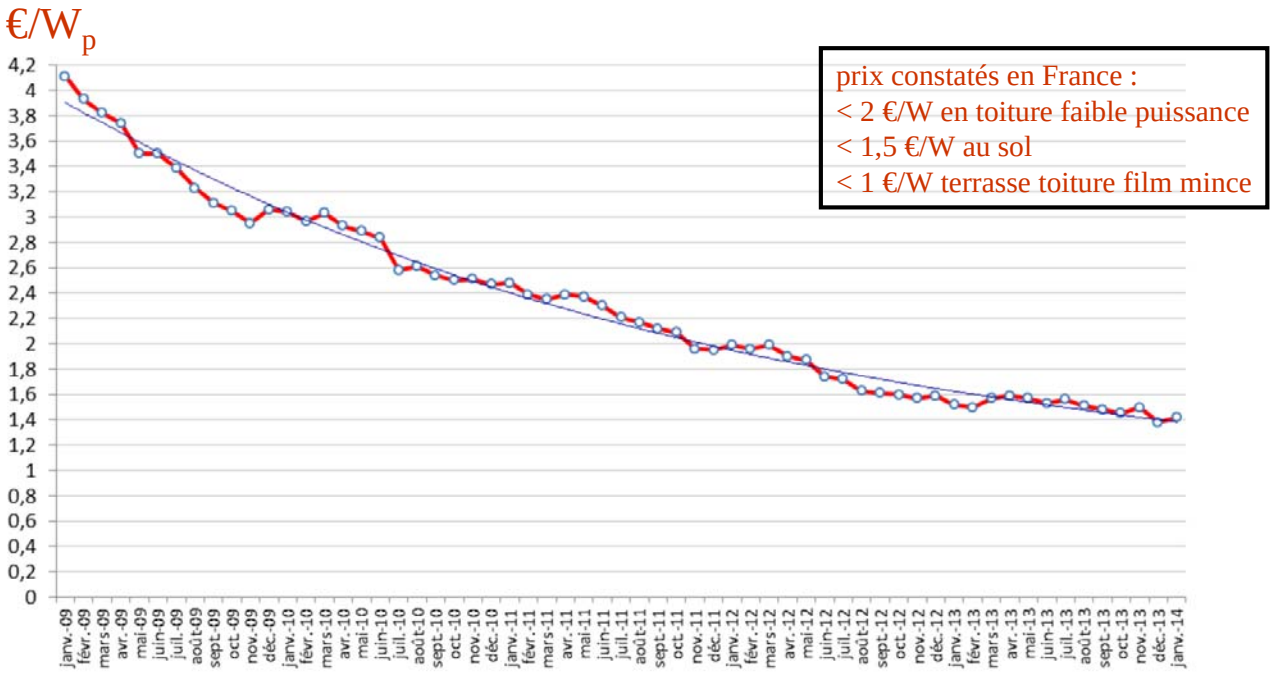
Grâce à une significative augmentation des performances, le prix des onduleurs a également fortement baissé, mais un peu moins vite

Source : SMA



Source : Current and Future Cost of Photovoltaics, Fraunhofer ISE, 2015

Baisse des prix des installations < 100 kW en Allemagne 2009 à 2014



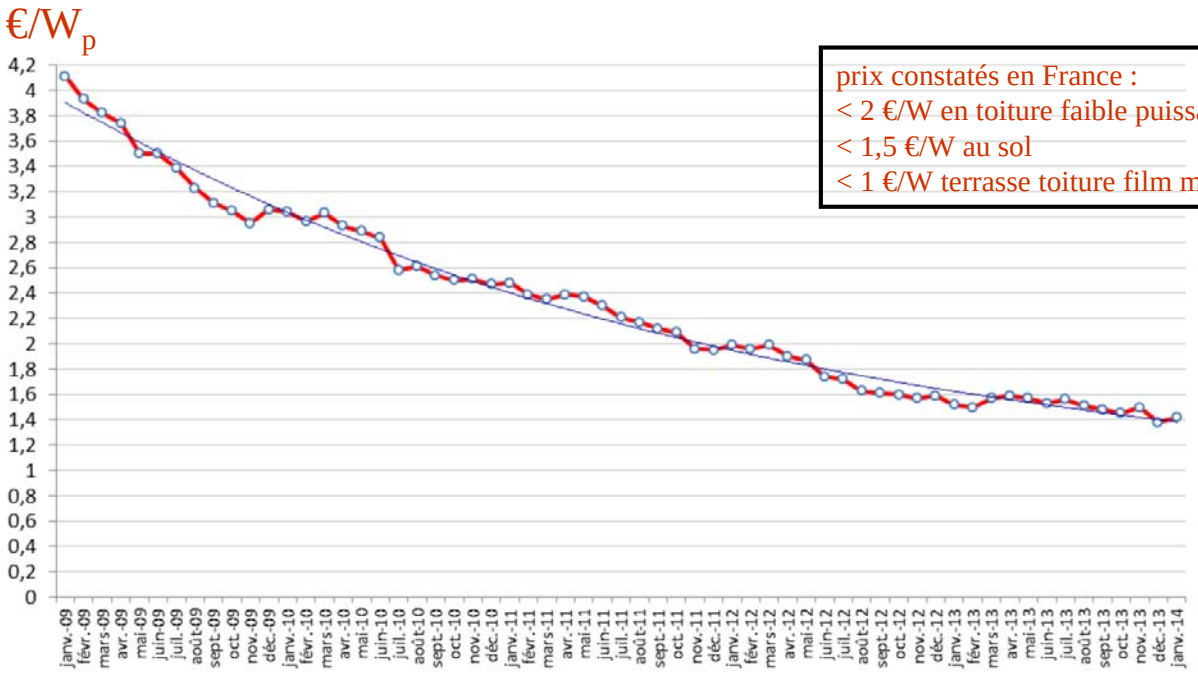
prix constatés en France :
< 2 €/W en toiture faible puissance
< 1,5 €/W au sol
< 1 €/W terrasse toiture film mince

Source : Bernard CHABOT Consult

Avec 1,5 €/W et 1000 h à pleine puissance pendant 20 ans :

prix du kWh (hors intérêts et coût de fonctionnement) : ≅ 7,5 c€/kWh

Baisse des prix des installations < 100 kW en Allemagne 2009 à 2014



prix constatés en France :
< 2 €/W en toiture faible puissance
< 1,5 €/W au sol
< 1 €/W terrasse toiture film mince

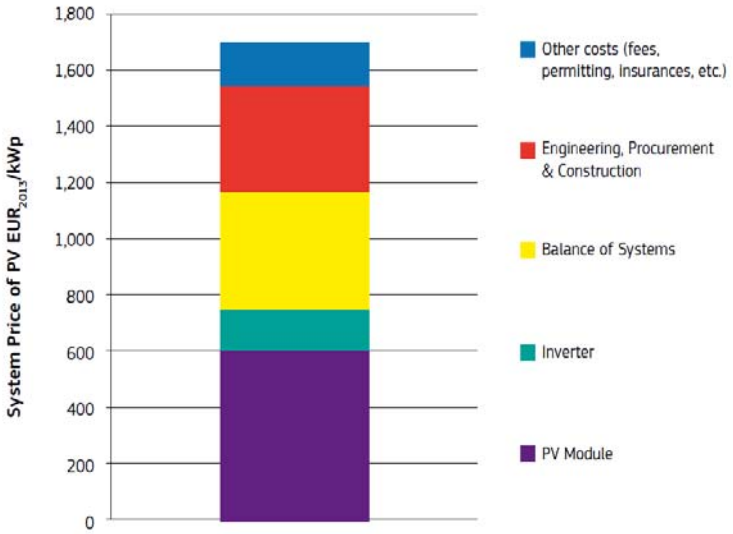
Source : Bernard CHABOT Consult

Avec 1,5 €/W et 1000 h à pleine puissance pendant 20 ans :

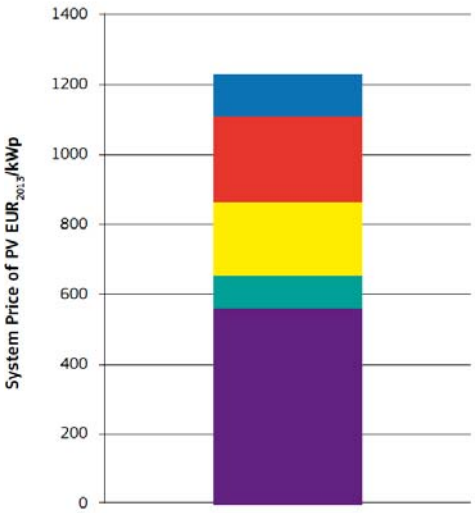
prix du kWh (hors intérêts et coût de fonctionnement) : ≅ 7,5 c€/kWh

Répartition des coûts des installations photovoltaïques

Résidentielles (en toiture)



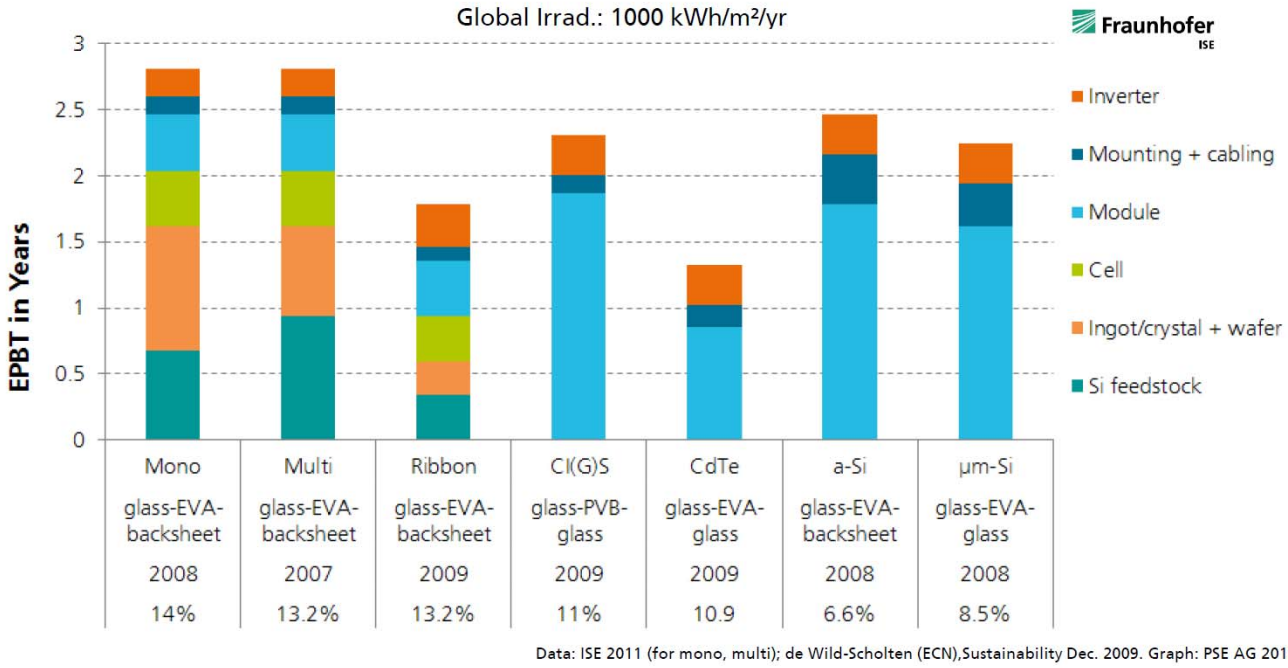
Grandes puissances au sol



Source : JRC 2013

Temps de retour sur investissement énergétique :

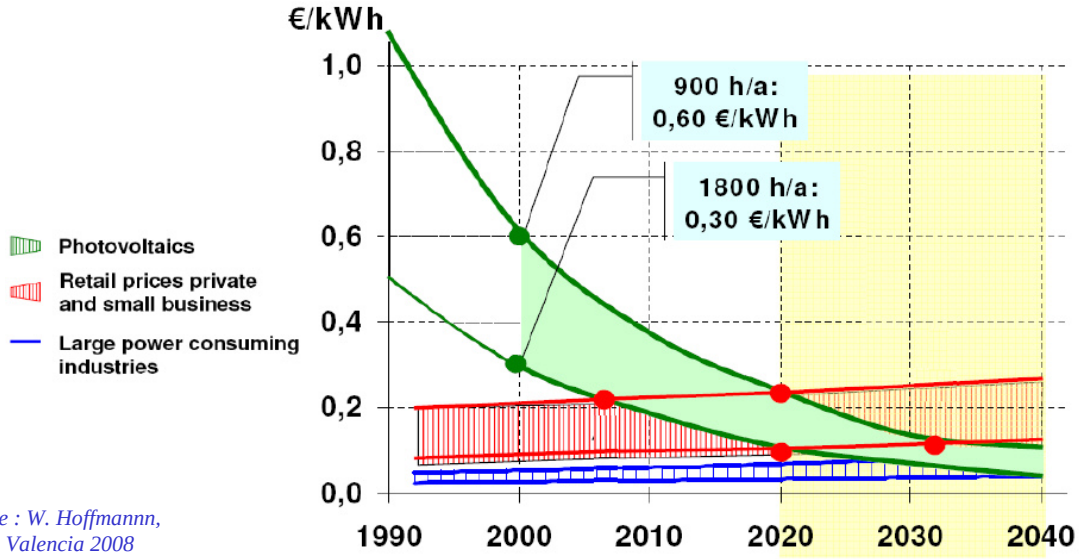
Moins de 3 ans à 1000 kWh/m²/an quelle que soit la technologie



Source : Fraunhofer ISE nov. 2013

EPBT = Energy payback time
En amélioration continue : EPBT divisé par 2 en 10 ans (2000 à 2010)

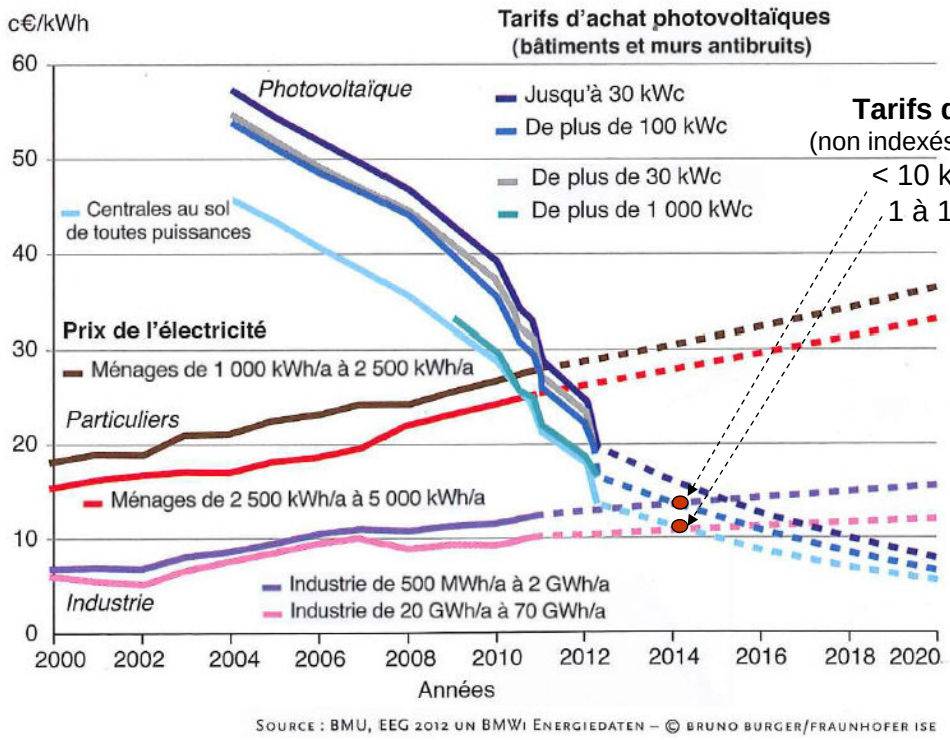
Parité réseau : déjà atteinte dans les lieux où l'électricité est chère et les conditions d'irradiance favorables



Source : W. Hoffmannn, EPIA, Valencia 2008

En réalité, la parité est atteinte beaucoup plus rapidement que prévu.
En 2014, au centre de l'Europe, prix de revient dans les grandes centrales PV :
8,2 c€/kWh (dont 4,2 c€ amortissement, 2,3 c€ intérêts, 1,7 c€ maintenance)
+ 1 à 2 c€ surcoûts réseau

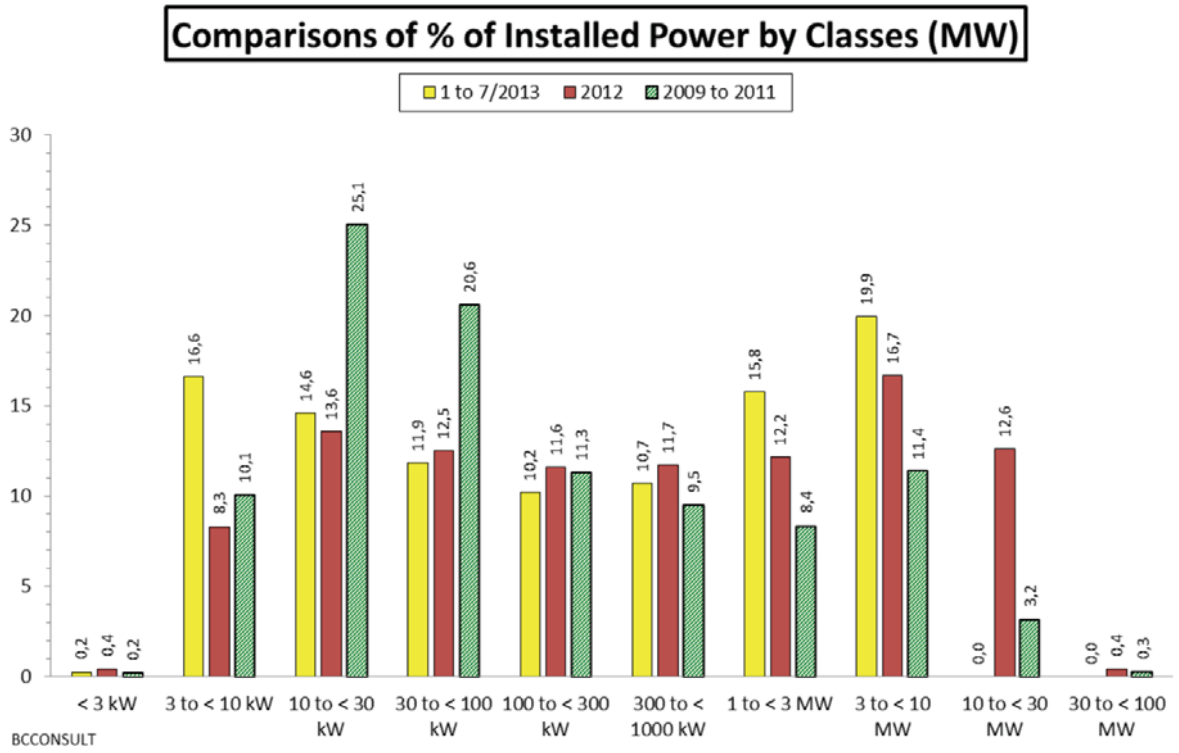
Cas de l'Allemagne : prix de l'électricité et tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque



Tarifs d'avril à juin 2014 :
(non indexés sur l'inflation, sur 20 ans)
< 10 kW: 13,28 c€/kWh
1 à 10 MW : 9,19 c€/kWh

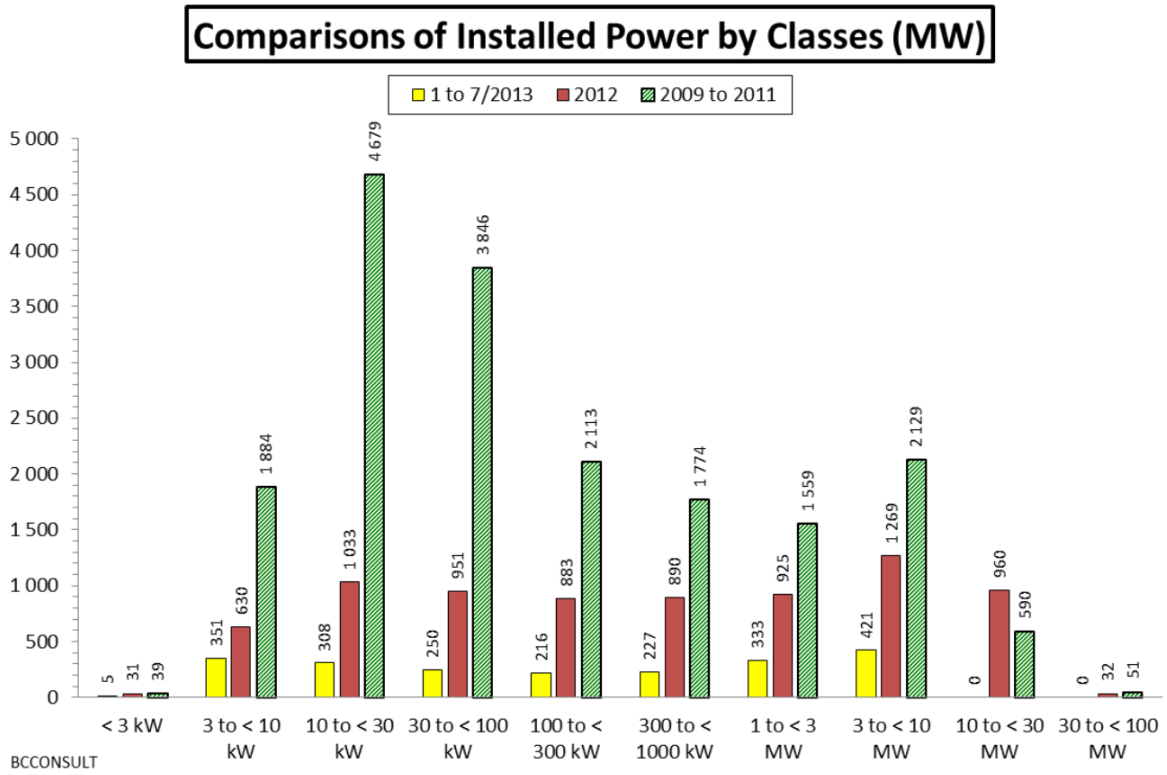
Depuis 2011, il est économiquement plus intéressant d'autoconsommer son électricité PV que de la vendre au réseau.

Allemagne : comparaison des installations en puissance installée par tranches de puissance



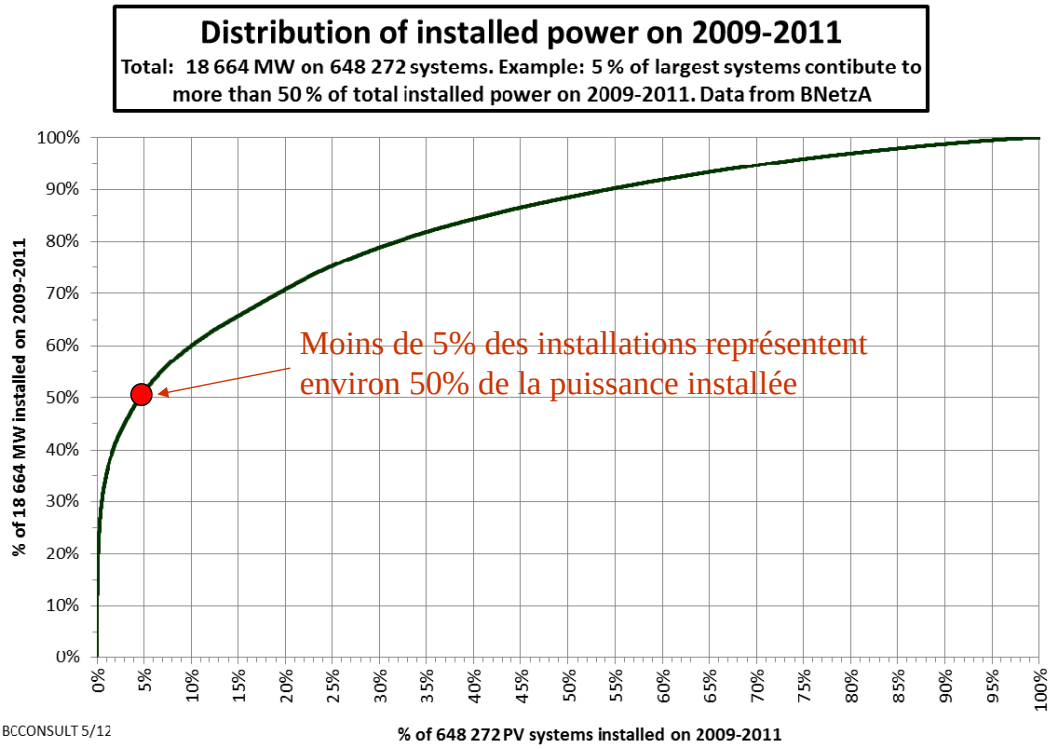
Source : Bernard CHABOT, janv. 2014

Allemagne : comparaison des installations en nombre par tranches de puissance



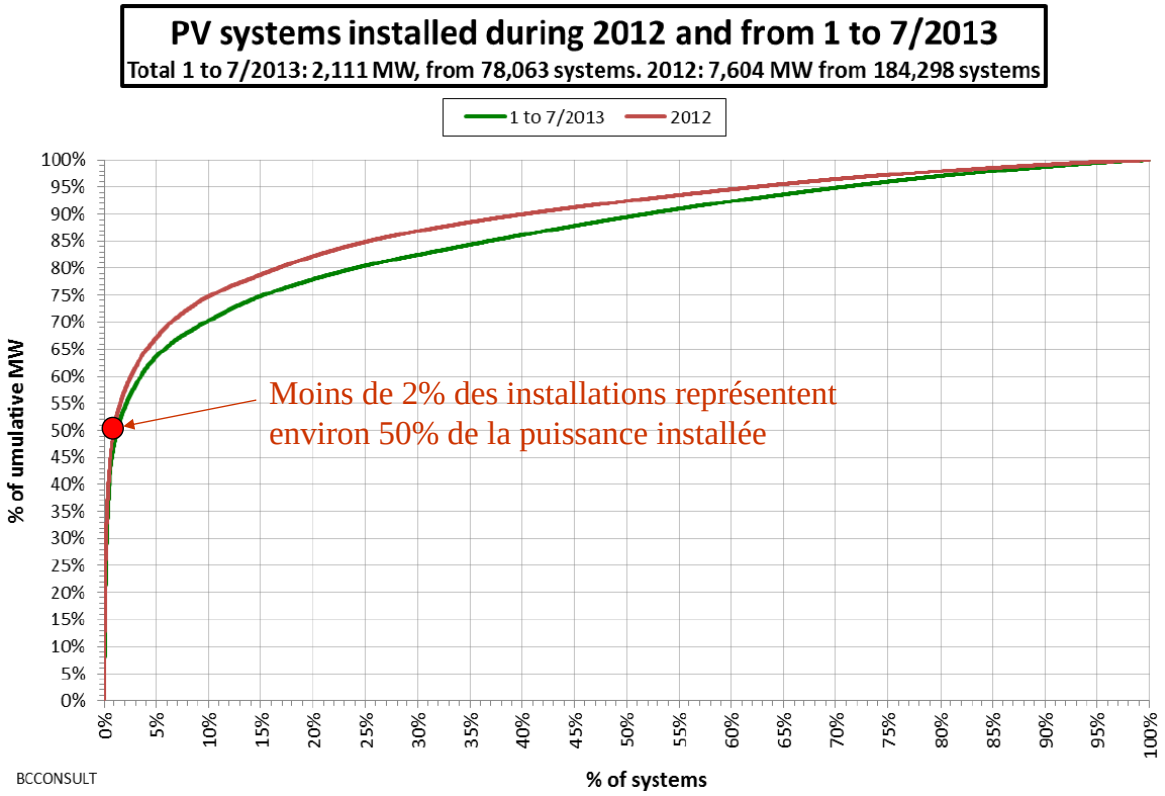
Source : Bernard CHABOT, janv. 2014

Allemagne entre 2009 et 2011 : distribution en nombre



Source : Bernard CHABOT, janv. 2014

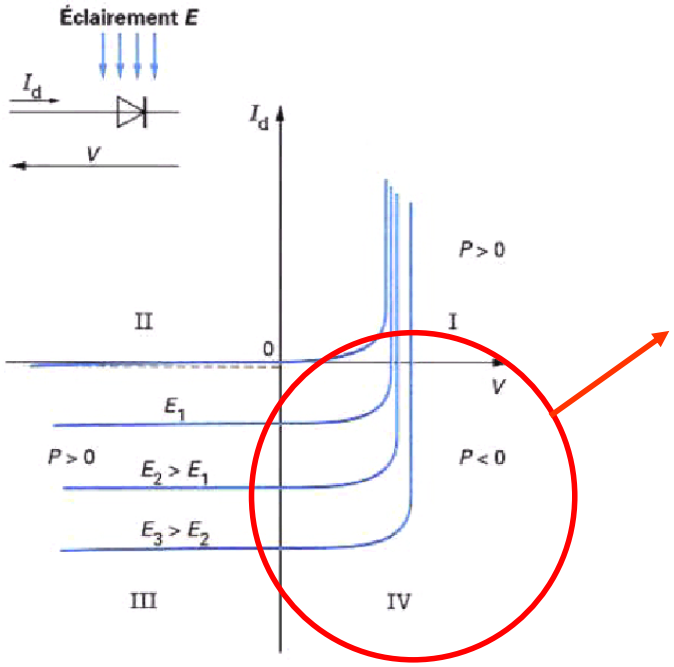
Allemagne en 2012 et mi-2013 : distribution en nombre



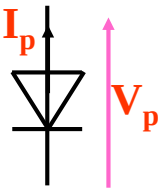
Source : Bernard CHABOT, janv. 2014

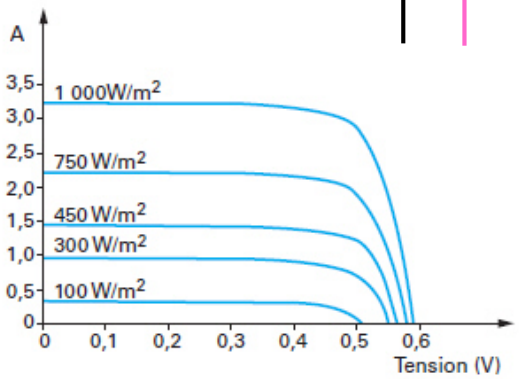
Cellule photovoltaïque, principe :

Convention diode récepteur



Convention diode générateur

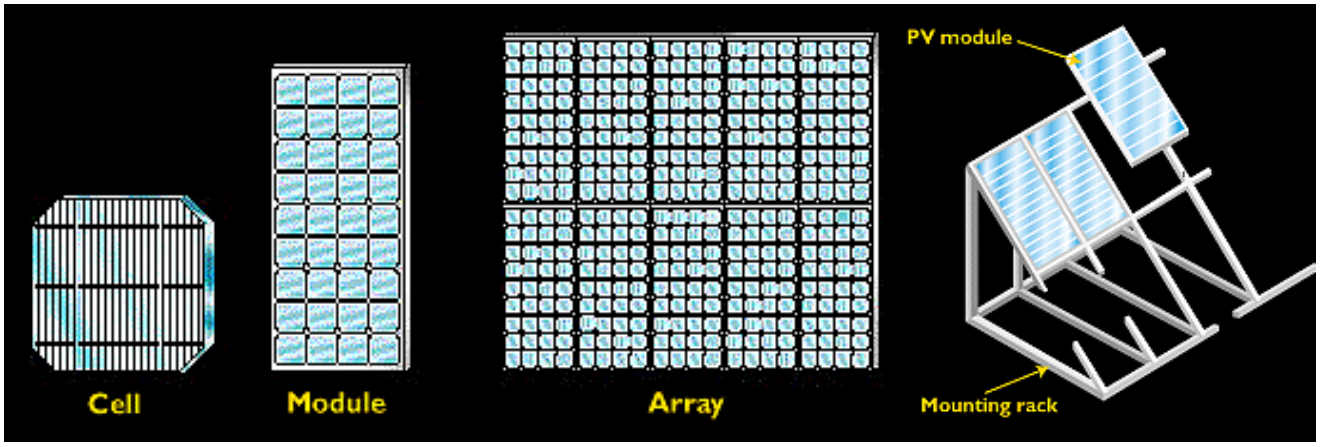




$$I_p = I_{cc}(E) + I_s.(e^{\left(\frac{e.V_p}{k.T}\right)} - 1)$$

Sources : Protin - Astier Techniques Ingénieur

Cellules, modules, assemblages :



Source : Web EREN, US DOE

Cellule : diode PV élémentaire, dimensions ≅ 100 cm², qq watts

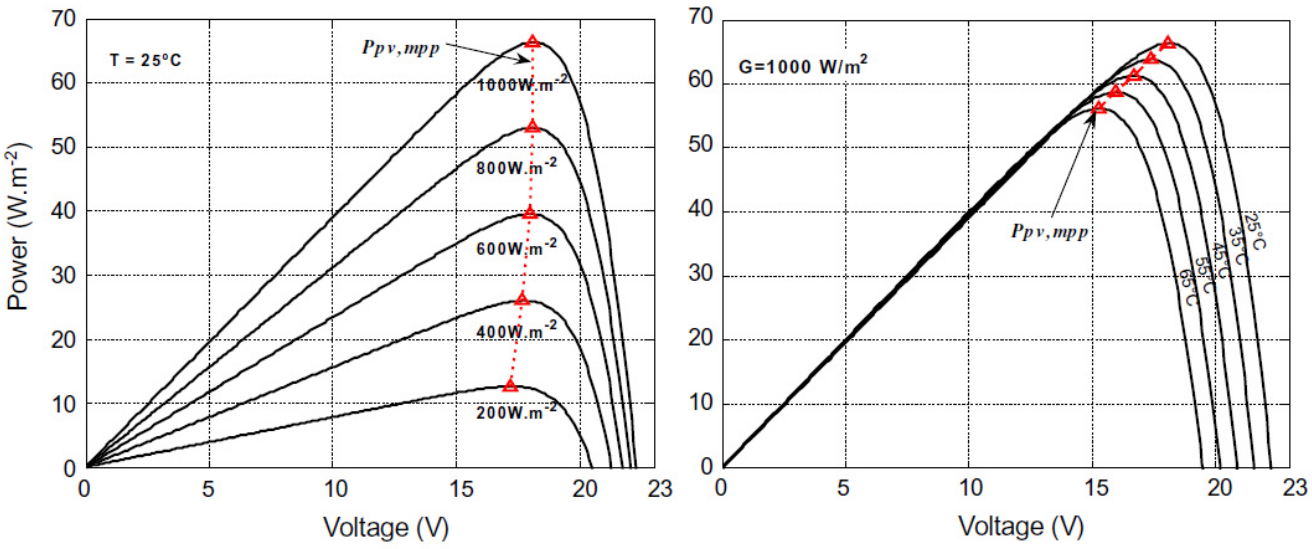
Module : assemblage de cellules connectées en série et parallèle
32, 36, 72, 216... cellules, qq 10 à qq 100 watts

Typiquement : modules de 100 à 200 W (≅ 1 m²)

exemple avec 72 cellules en série (34 V)

Courbes de puissance P(V) d'un module et décalage du MPP avec E et T°C

Module Total Energie 65 W (Si polycristallin TE500CR, 36 cellules en série)

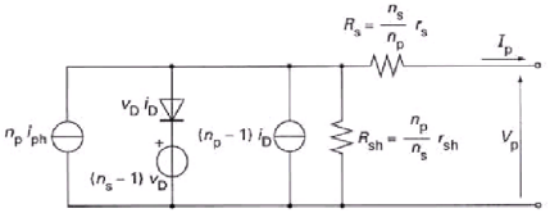


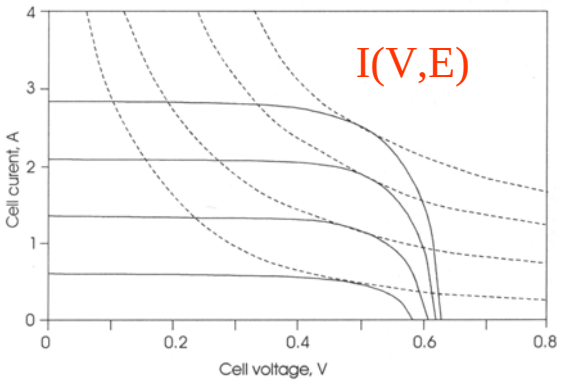
Source : M. Ben Ammar et al. Elsevier, Applied Energy 2010

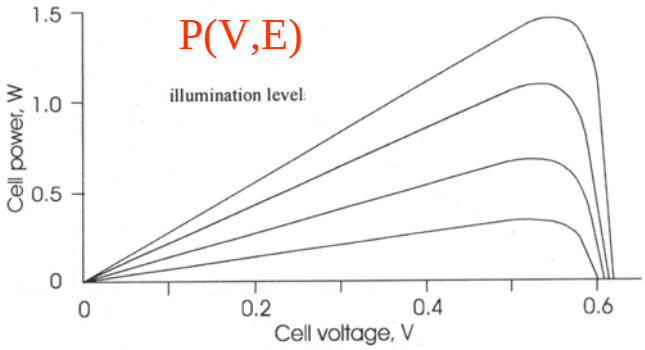
Modélisation analytique des cellules au silicium

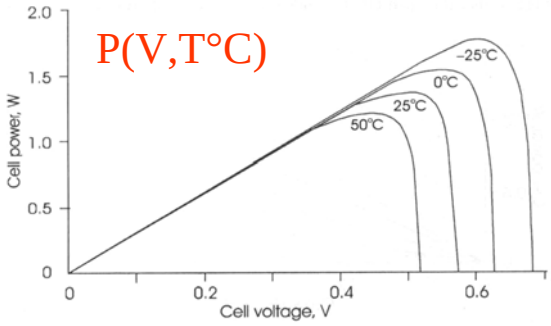
$$I_p = I_{ph} - I_D - \frac{V_D}{R_{sh}}$$
$$V_p = V_D - R_p I_s$$
et $V_p = R I_p$

avec
$$I_{ph} = n_p i_{ph}$$
$$I_D = n_p i_D$$
$$V_D = n_s v_D$$





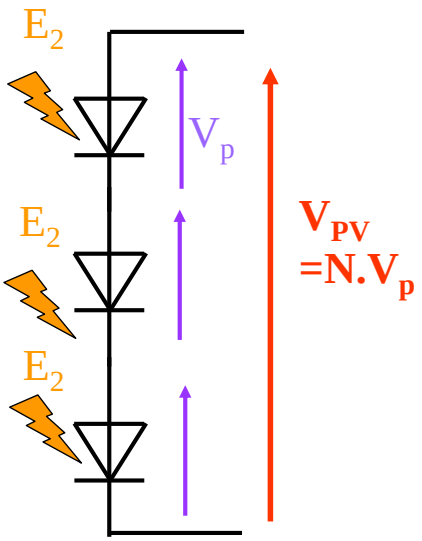


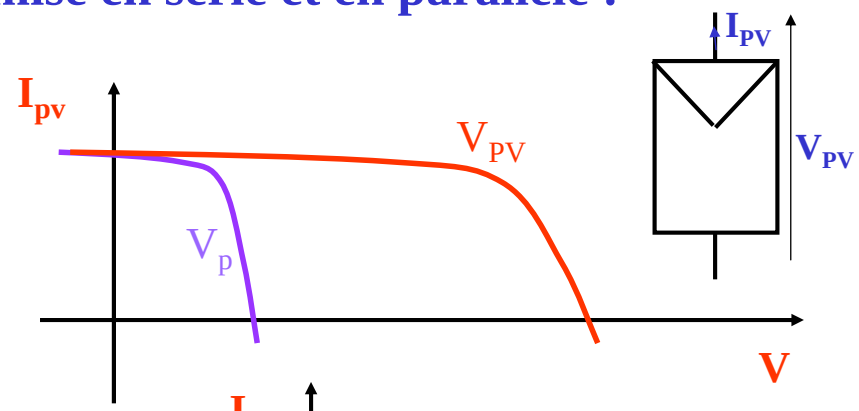


Source : M.R. PATEL, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999

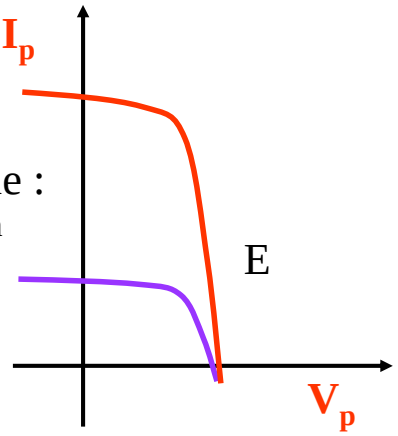
Cellules photovoltaïques, mise en série et en parallèle :

en série :
même courant



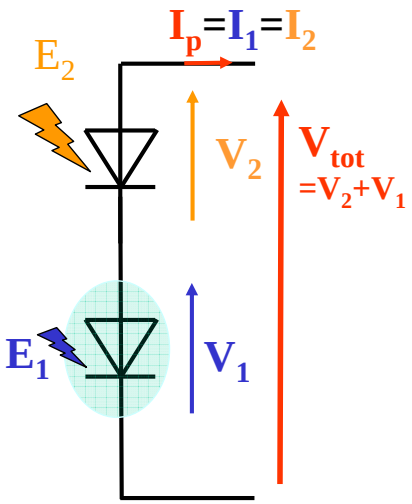


en parallèle :
même tension

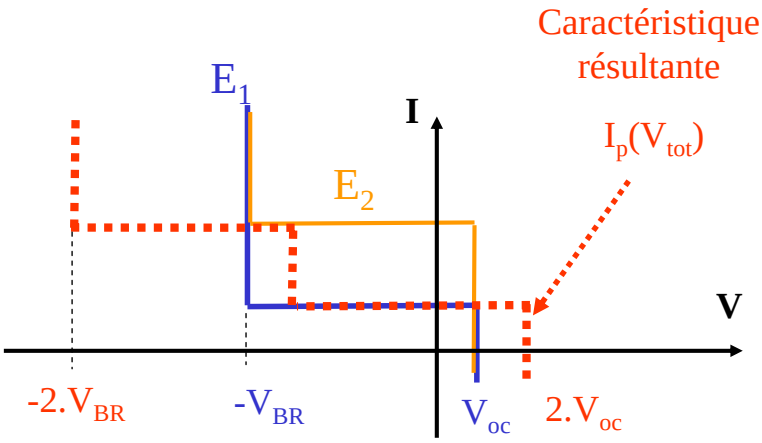


Analyse de la mise en série de cellules PV en situation de déséquilibre

2 cellules en série :
même courant, limité
par la diode la moins éclairée

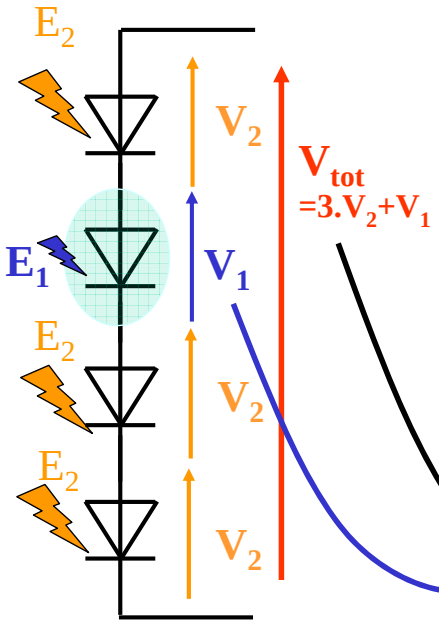


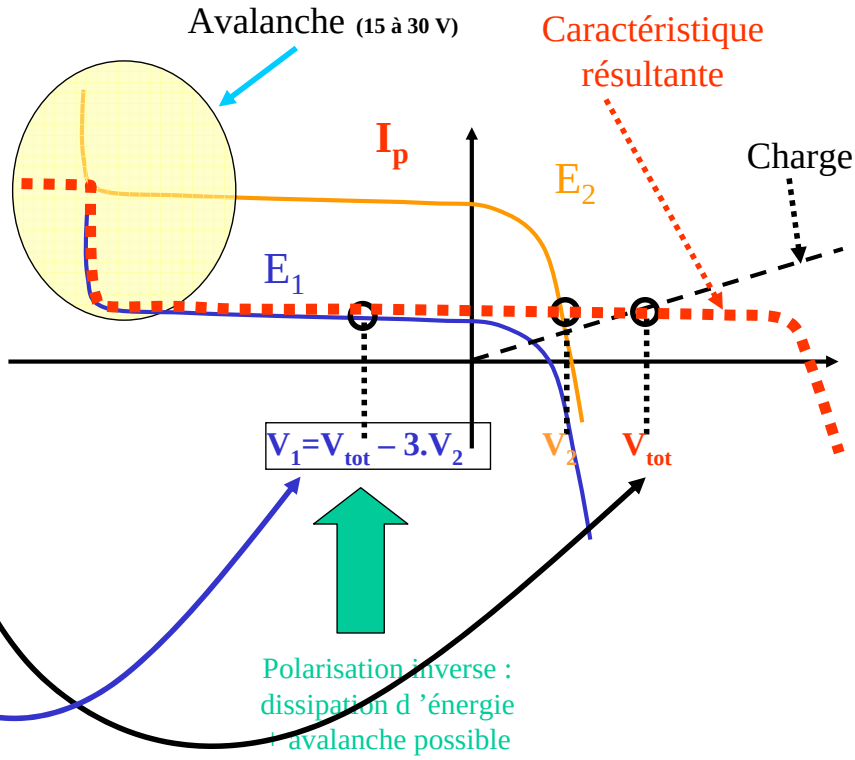
Caractéristiques idéalisées pour faciliter l'analyse



Déséquilibres (écart de température, d'éclairement, défaillance...) nécessité des diodes de bypass

Plusieurs cellules
en série :

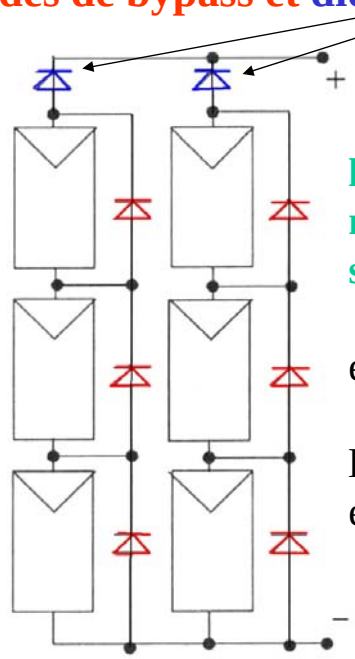




Association de modules : protection par diodes de bypass et diodes série

Pour limiter la tension inverse à une valeur acceptable (point de vue thermique ou avalanche) :

diodes de bypass et diodes série



Pour limiter le nombre de diodes de protection (soucis économique) :

une seule diode par groupe de 24 cellules environ

les diodes bypass ne conduisent qu'en situation de déséquilibre,

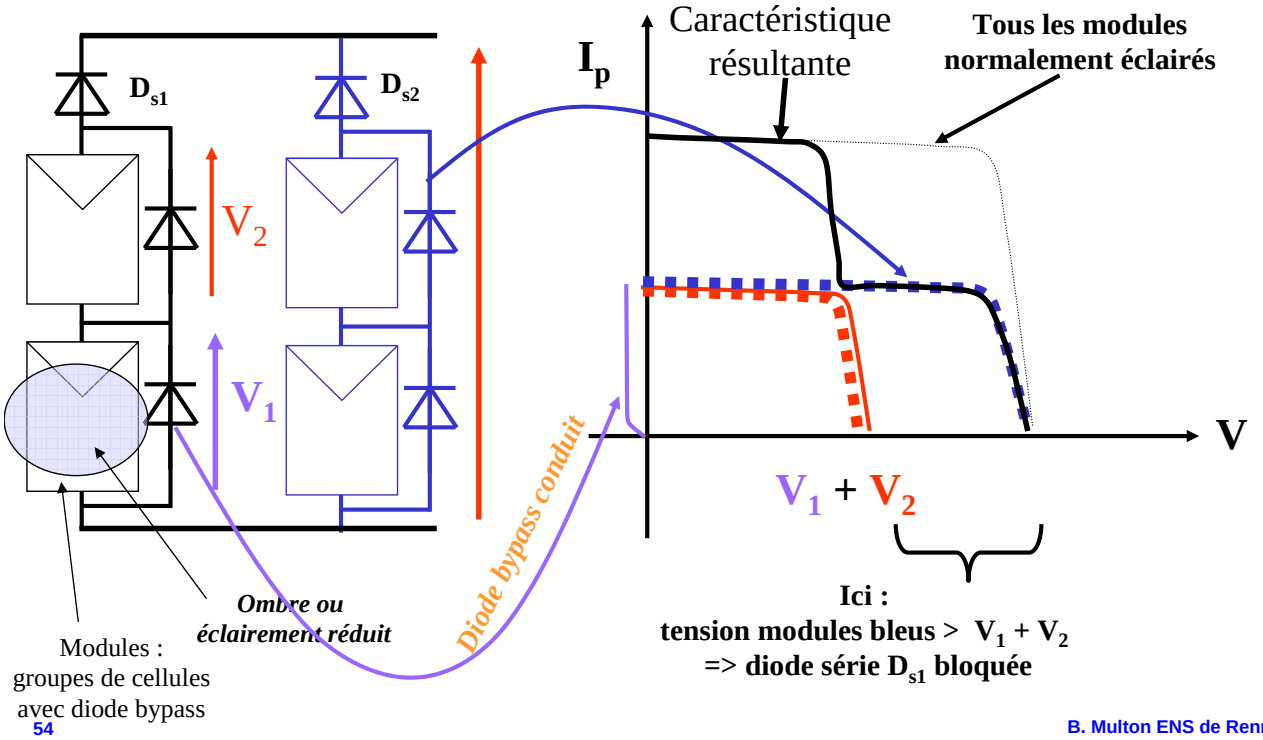
et limitent la perte de puissance

la caractéristique I(V) est néanmoins modifiée.

Associations de modules PV

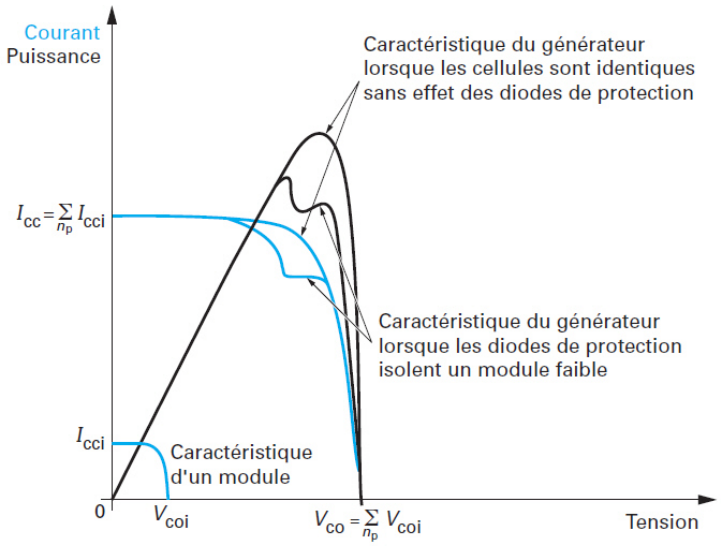
fonctionnement avec diodes bypass et série

Exemple : 2 branches de 2 modules en série en parallèle



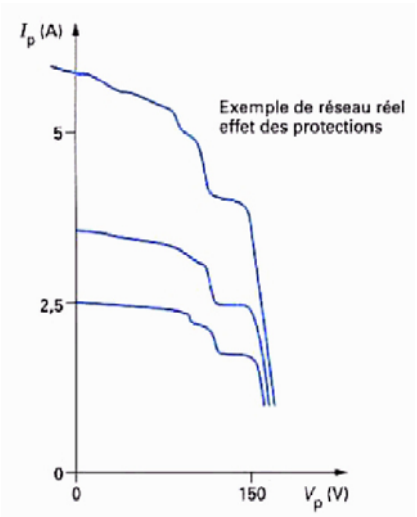
Effet des diodes bypass sur les caractéristiques résultantes I(V)

Un module « isolé » par sa diode antiparallèle



Source : Astier, Techniques Ingénieur

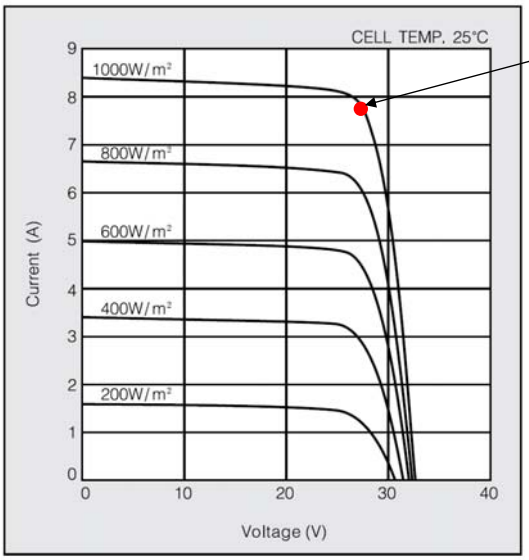
Caractéristiques réelles d'un système avec cellules vieillies et une importante couche de poussière



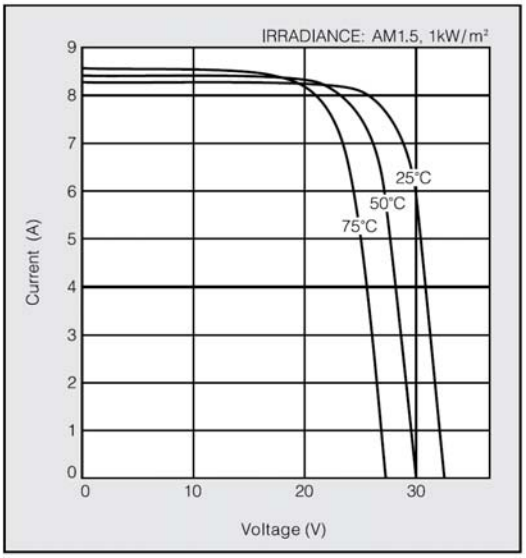
Exemple de module K205 Kyocera Si-**polycristallin**

Effets de l'irradiance (W/m²) et de la température des cellules

Source : Kyocera



MPP : 7,71 A – 26,6 V => 205 W



Source photo : PV Tech
(1,6 MW Masonic Home of New Jersey, 5 656 modules K205)

Exemple de module K205 Kyocera Si polycristallin

Specifications

Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (Pmax)	205W (+5%/−5%)
Maximum Power Voltage (Vmpp)	26.6V
Maximum Power Current (Impp)	7.71A
Open Circuit Voltage (Voc)	33.2V
Short Circuit Current (Isc)	8.36A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	-1.20×10^{-1} V/℃
Temperature Coefficient of Isc	5.02×10^{-3} A/℃

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, cell temperture 25℃

Conditions standard de spécifications

Electrical Performance at 800W/m², *NOCT, AM1.5	
Maximum Power (Pmax)	145W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	23.5V
Maximum Power Current (Impp)	6.17A
Open Circuit Voltage (Voc)	29.9V
Short Circuit Current (Isc)	6.82A

*NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 49℃

Conditions plus réalistes de spécifications
(800 W/m² et NOCT)

$\eta_{brut_STC} \cong 16{,}8\%$

Critère non essentiel lorsque l'espace est suffisant…

Coeff de Température non spécifié sur P_{max} (environ 0,45%/°C)

54 cellules (avec 3 diodes de bypass, non spécifié ici)

Cells	
Number per Module	54

Module Characteristics	
Length × Width × Depth	1500mm(59.1in)×990mm(39.0in)×36mm(1.4in)
Weight	18.5kg(40.8lbs.)
Cable	(+)760mm(29.9in),(-)1840mm(72.4in)

Junction Box Characteristics	
Length × Width × Depth	100mm(3.9in)×108mm(4.3in)×15mm(0.6in)
IP Code	IP65

Others	
*Operating Temperature	−40℃~90℃
Maximum Fuse	15A

*This temperature is based on cell temperature.

Garantie 20 ans :
80% de la puissance nominale

Bilan sur les caractéristiques : origine du « performance ratio »

Les spécifications sont faites au point de puissance maximale
selon les STC : E = 1 kW/m², 25°C, spectre AM 1.5

La puissance maximale décroit avec la température (par ex. 0,4%/°C).

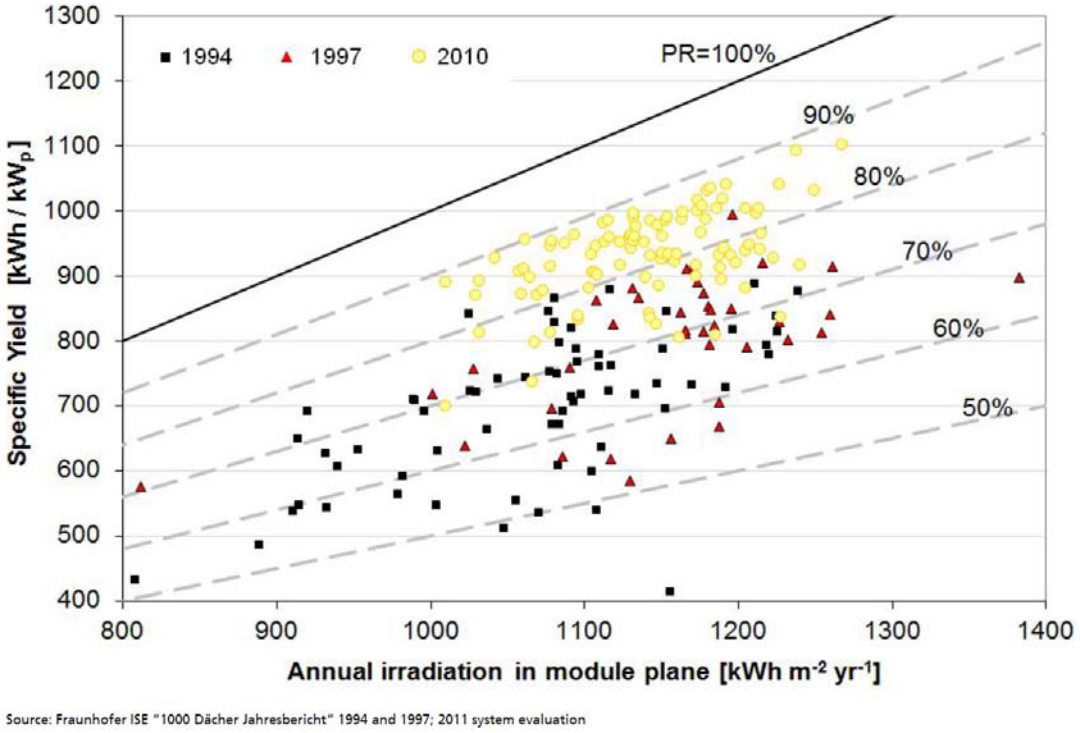
La NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), température de cellule en circuit ouvert sous E_{noct} = 800 W/m² à T_{amb} = 20°C et vent de 1 m/s permet d'évaluer la température des cellules :

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{E}{E_{noct}}.(NOCT - 20)$$

Le rendement doit prendre en compte (cas Silicium cristallin):
la température : - 15% si + 30°C => x 0,85
les pertes de conversion et dans le câblage typiquement 10% => x 0,9
les ombrages, les défaillances…

⇒ « **Performance ratio** »
(PR) ≅ 0,75 en amélioration, plutôt 0,85 aujourd'hui

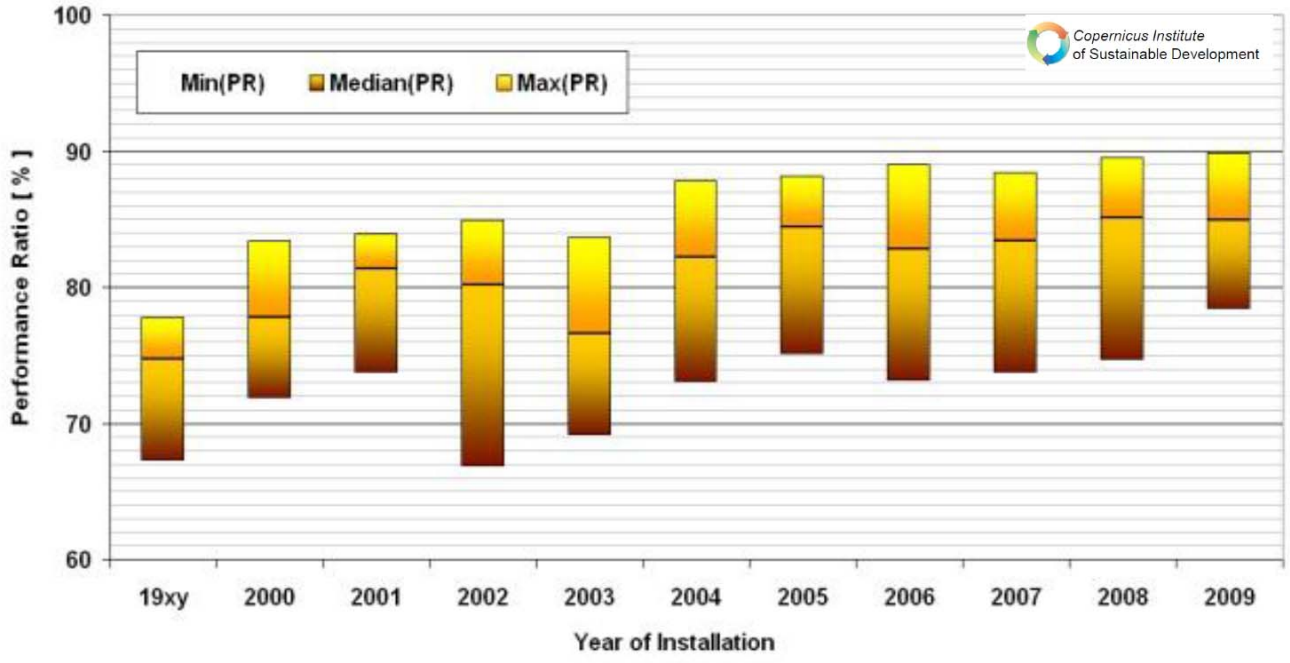
Evolution du Performance Ratio en Allemagne de 1994 à 2010 (installations connectées au réseau)



Source: Fraunhofer ISE "1000 Dächer Jahresbericht" 1994 and 1997; 2011 system evaluation

Amélioration du Performance Ratio en Allemagne

(installations connectées au réseau)



Source : Copernicus Institute, Utrecht University, WREF 2012

Modules PV à concentration (CPV)

Exemple : technologie Concentrix

Cellules (3 x 3 mm²) triple-jonction (GaInP/GaInAs/Ge)

41% en labo

avec concentration x 500 : exploite seulement

le rayonnement direct

Source :
www.soitec.com (ex.concentrix)

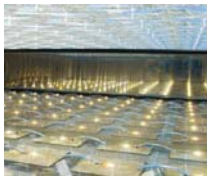
Modules CX-75 : 75W

(98 cellules avec lentilles)

0,83 x 0,43 m²

@850 W/m²

=> $\eta \cong 28\%$



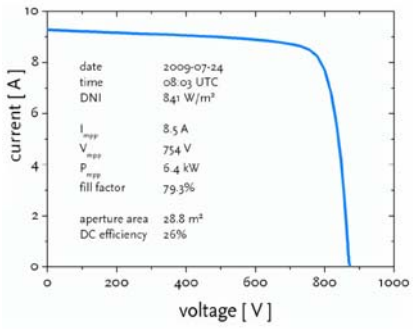
Lentilles de Fres

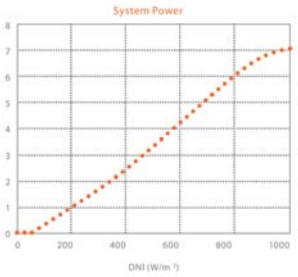
Assemblage sur tracker

28,8 m²

6,2 kW @ 850 W/m²

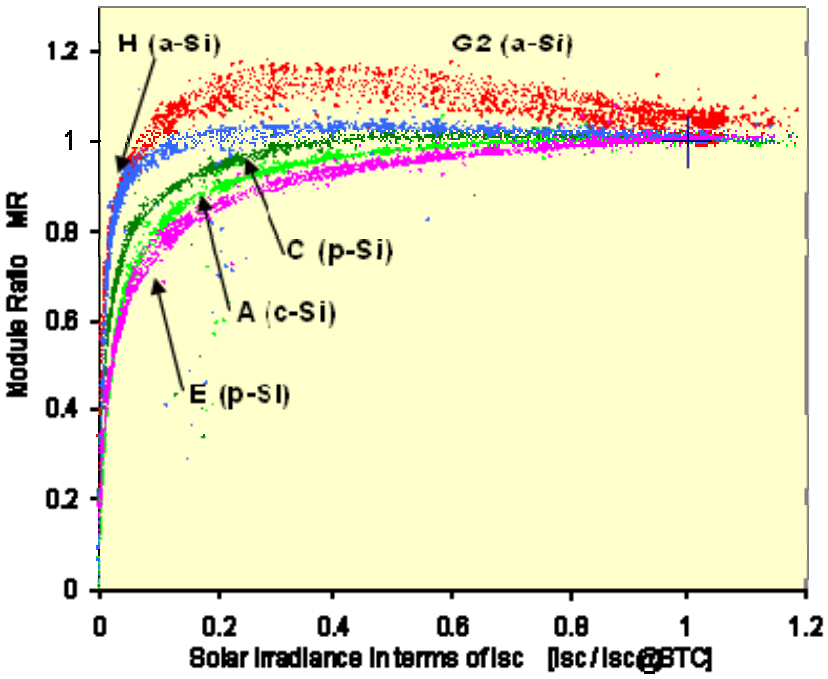
(216 modules)





Rendement (normalisé) fonction de l'irradiation solaire

pas vraiment constant, décroit aux faibles irradiances



H : amorphe 6,5%
G2 : amorphe film mince 3,5%
C : polycristallin 13,2%
A : monocristallin 14,2%
E : polycristallin 12,5%

Source : Merten et al. 23rd Europ. Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exh. 2008

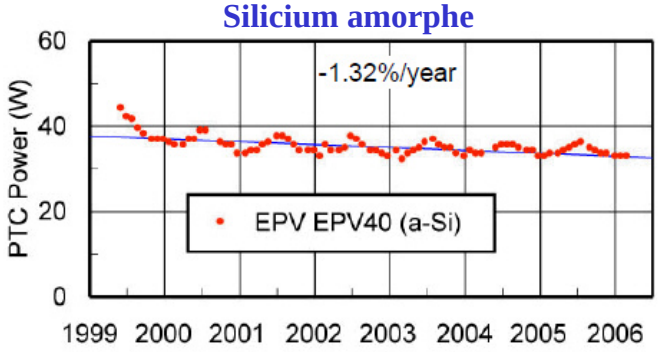
Baisse de la puissance maximale avec la température, exemples de valeurs :

Coefficients de température (données constructeurs)		
Techno	Fabricant	Coeff temp (%/°C)
a-Si triple junction	Unisolar	-0.20
CIS	Axitec	-0.30
CIS	Würth Solar	-0.36
CIS	Shell Solar ST40	-0,07
CdTe	FirstSolar	-0.25
mc-Si	Sharp	-0.48
mc-Si	Yingli	-0.45
mc-Si	Photowatt	-0.45
c-Si	Sunpower	-0.32

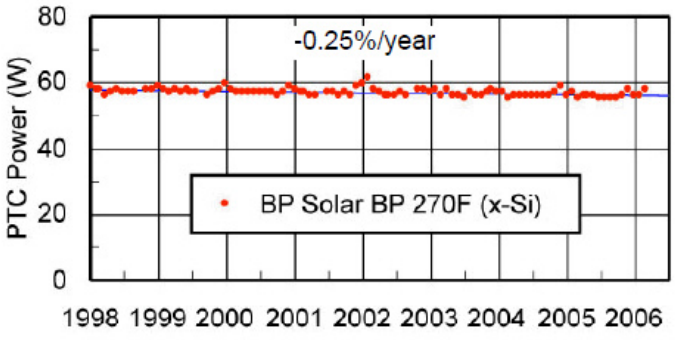
Source : INES, présentation Franck Barruel et Sebastien Gréhant

Vieillissement : chute du rendement avec le temps

Silicium amorphe



Silicium cristallin



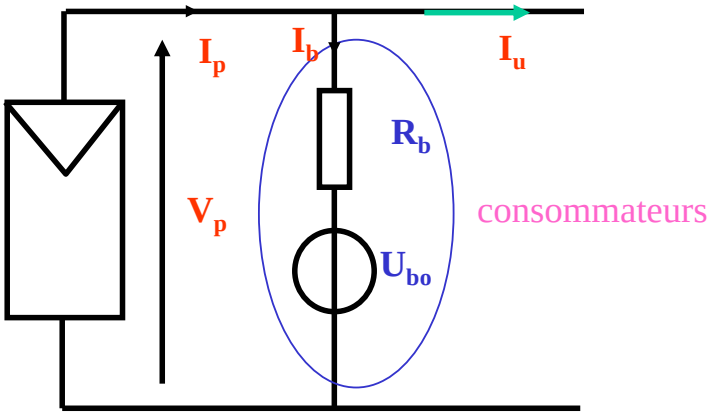
Selon les technologies
et les fabricants,
des chutes de productivité
comprises entre 0,1 à 2%/an

Source : Osterwald et al. Comparison of Degradation rates of Individual Modules Held at Maximum Power, WCPEC 2006

Convertisseurs, adaptation

Modules PV directement connectés à un accumulateur

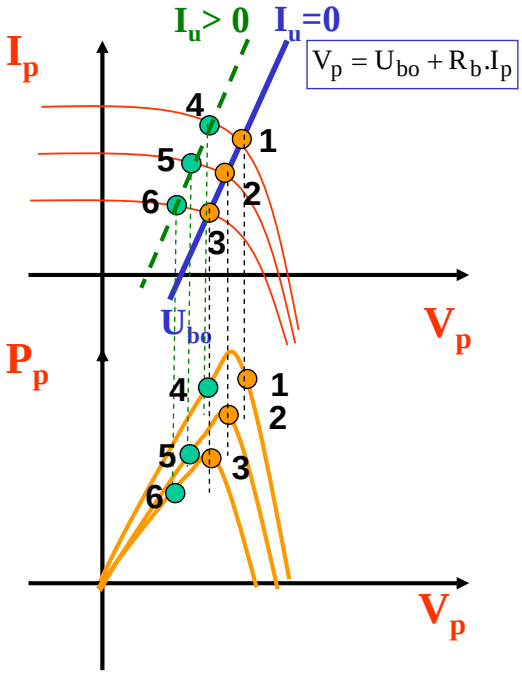
$$V_p = [U_{bo} - R_b.I_u] + R_b.I_p$$



Ensemble de modules PV

Accumulateur

$$V_p = U_{bo} + R_b.(I_p - I_u)$$

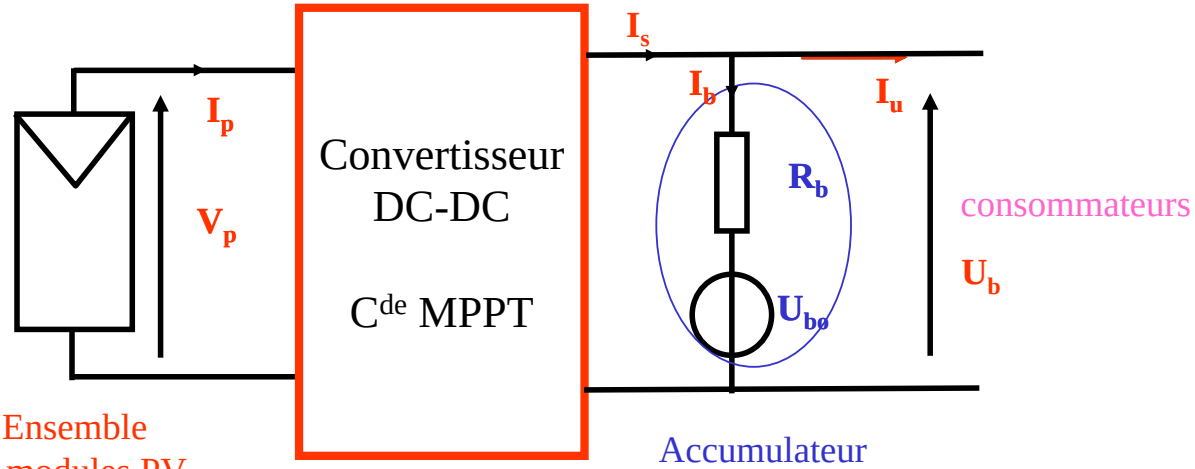


Sachant que U_{bo} et R_b sont également fonction de l'EDC et que I_u varie

Intérêt du tracking de la puissance maximale : systèmes MPPT (maximum power point tracking)

Utile pour exploiter la puissance maximale dans des conditions très

Variables : de température,
d'ensoleillement…
de tension continue (vieillissement batterie, EDC…)
des disparités d'éclairement des modules
de la consommation…

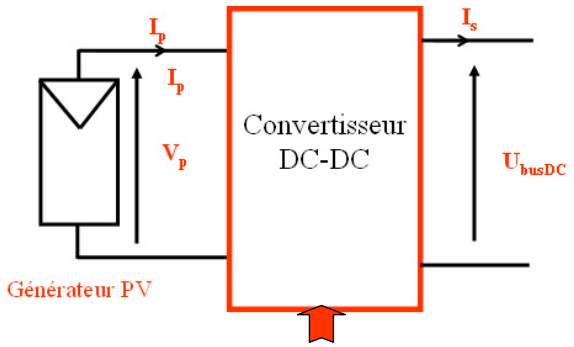


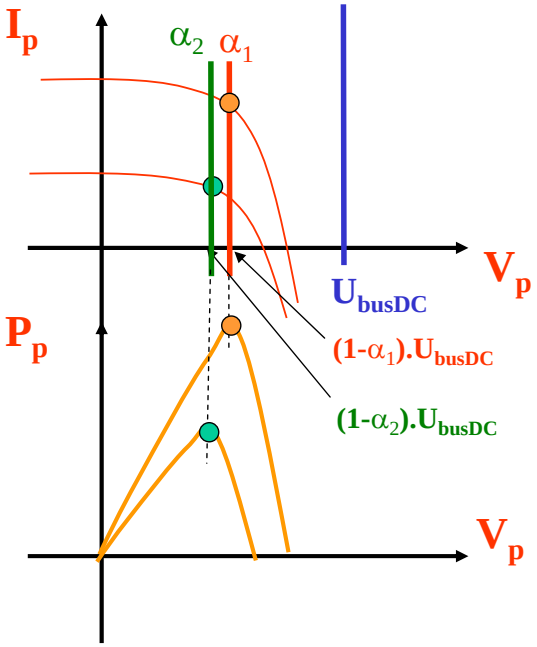
Ensemble de modules PV

Accumulateur

Principe de l'adaptation d'impédance

Objectif :
maximiser la récupération de puissance en positionnant le point de fonctionnement électrique au maximum de la courbe de puissance quelles que soient les conditions





Cas où $U_{busDC} > V_p$ ➡ DC-DC élévateur

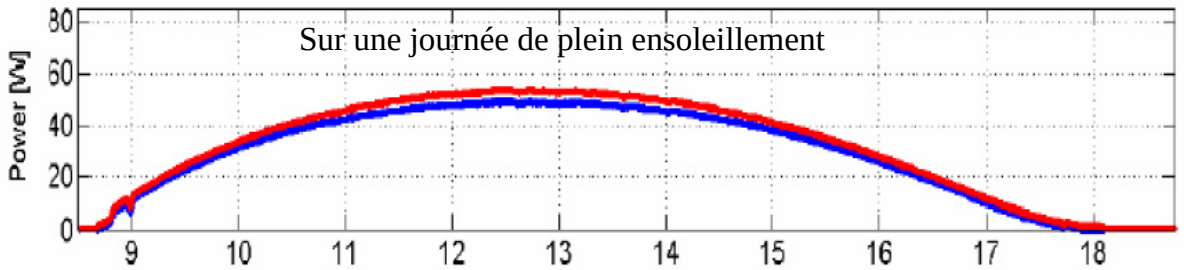
$$V_p = (1-\alpha).U_{busDC}$$

Source : Solems

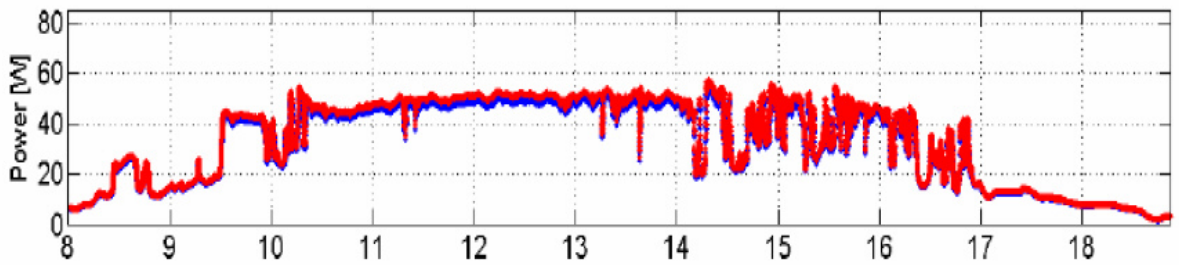
Profils de production

En rouge P_{pv}, en bleu P en sortie du convertisseur DC-DC (module BP 585 : 85 W_c)

Sur une journée de plein ensoleillement



Sur une journée avec passages nuageux



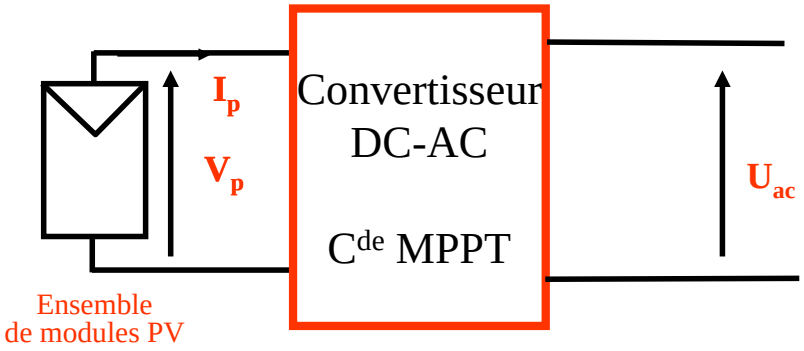
Source : LAAS CNRS, thèse Cédric Cabal 2008

Principe de la recherche du MPP (Maximum Power Point)

Problème difficile à cause des variations rapides possibles de la caractéristique I(V) et des éventuels maxima locaux

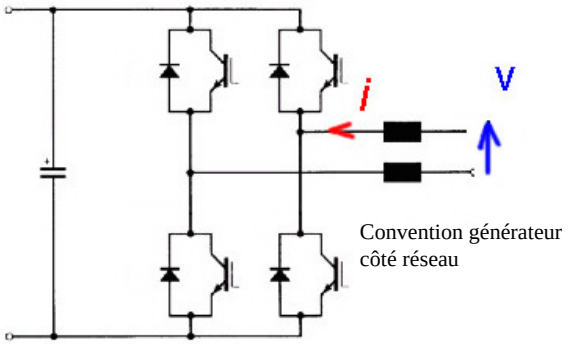
Plusieurs familles de principes :
- balayage systématique de la caractéristique
- modèle du géné PV connu
- auto-adaptatif (tout type de techno PV)

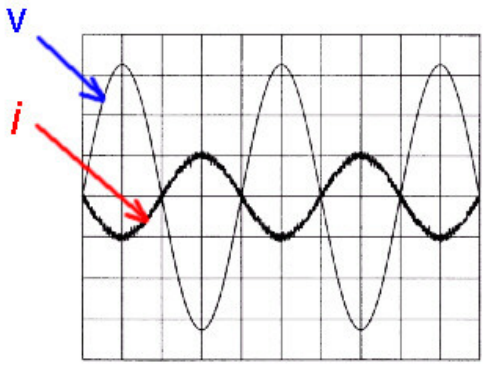
Peut également se faire directement avec un convertisseur DC-AC :



Exemple de convertisseur DC-AC : redresseur MLI sans transformateur

Exemple monophasé





Avantages :
- courants quasi-sinusoïdaux
- réversibilité
- possibilité de fournir du réactif

Inconvénients :
- nécessité d'une tension élevée
- coût
- pertes de commutation
- CEM

Se généralisent...

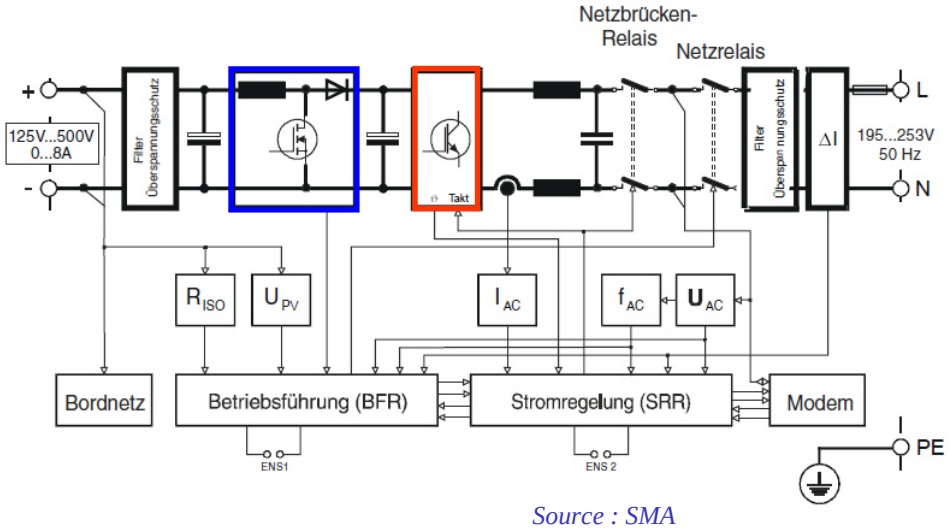
Exemple de convertisseur DC-AC avec MPPT

SMA Sunny Boy HF (gamme 2 à 3 kW)

Entrée :
MPPT 175 à 560 V
Maxi 700 V

Etage DC-DC :
PWM 16 kHz

Etage DC-AC PWM
Courant sinus
η_{max} > 96%
Conso nuit < 0,25 W
18 kg



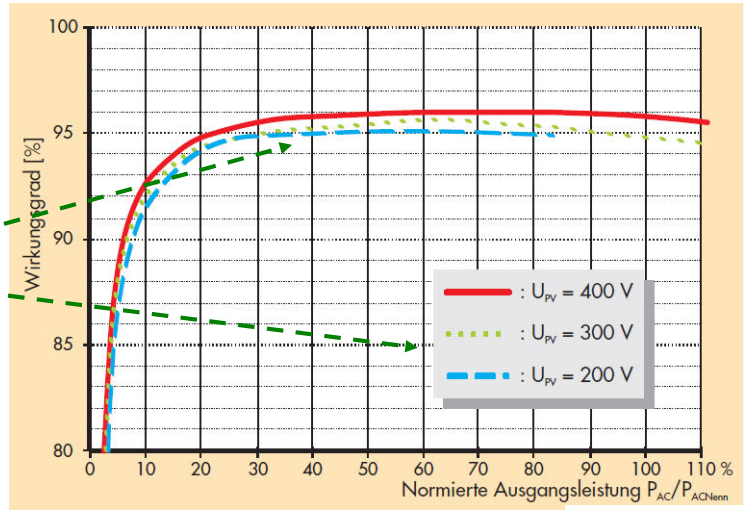
Source : SMA

Possibilités de garantie de 5 à 25 ans

Rendement des convertisseurs PV

SMA
Sunny Boy 2000

Effets de la tension du bus continu sur le rendement



Source : SMA

Rendement européen :
une façon de considérer la courbe de rendement et la variabilité de l'ensoleillement

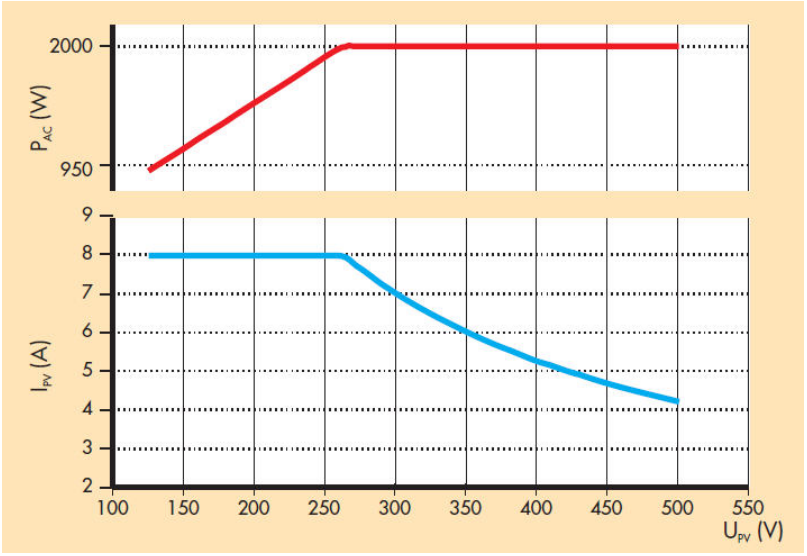
$$\eta_{EU} = 0.03\,\eta_5 + 0.06\,\eta_{10} + 0.13\,\eta_{20} + 0.10\,\eta_{30} + 0.48\,\eta_{50} + 0.20\,\eta_{100}$$

3% du temps à une puissance de 5% de Pn, 6% du temps à 10% de Pn…

Convertisseurs PV

Limites de puissance en fonction de la tension U_{pv}

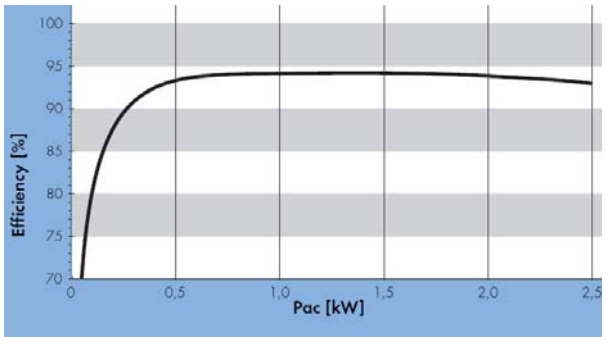
Exemple : SMA Sunny Boy 2000 à 3000



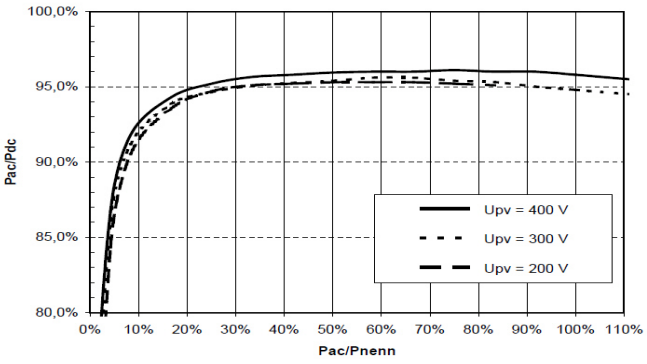
Source : SMA

Rendement des convertisseurs PV

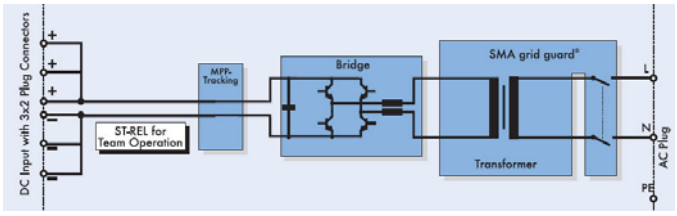
Comparaison avec et sans transfo BF



Rendement maxi : 94,1%
européen : 93,2%



Rendement maxi : > 96%
européen : > 95%

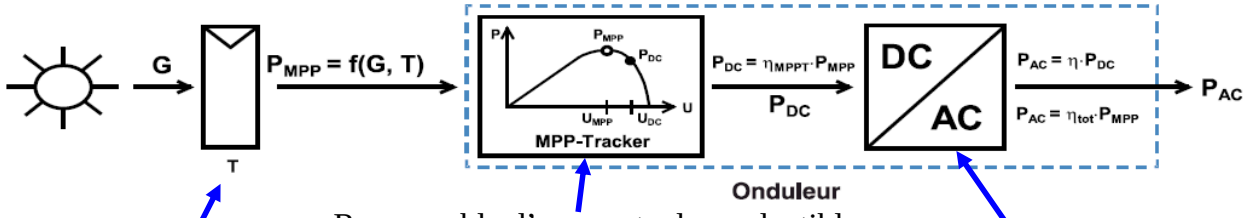


Source : SMA

Rendement électrique global de conversion

Le rendement total de conversion doit prendre en compte :

- le rendement énergétique du convertisseur (associé à une dissipation)
- le rendement de la stratégie MPPT



Rendement du module « seulement associé » à la surface de captation requise

Responsable d'une perte de productible (pas de dissipation de chaleur)

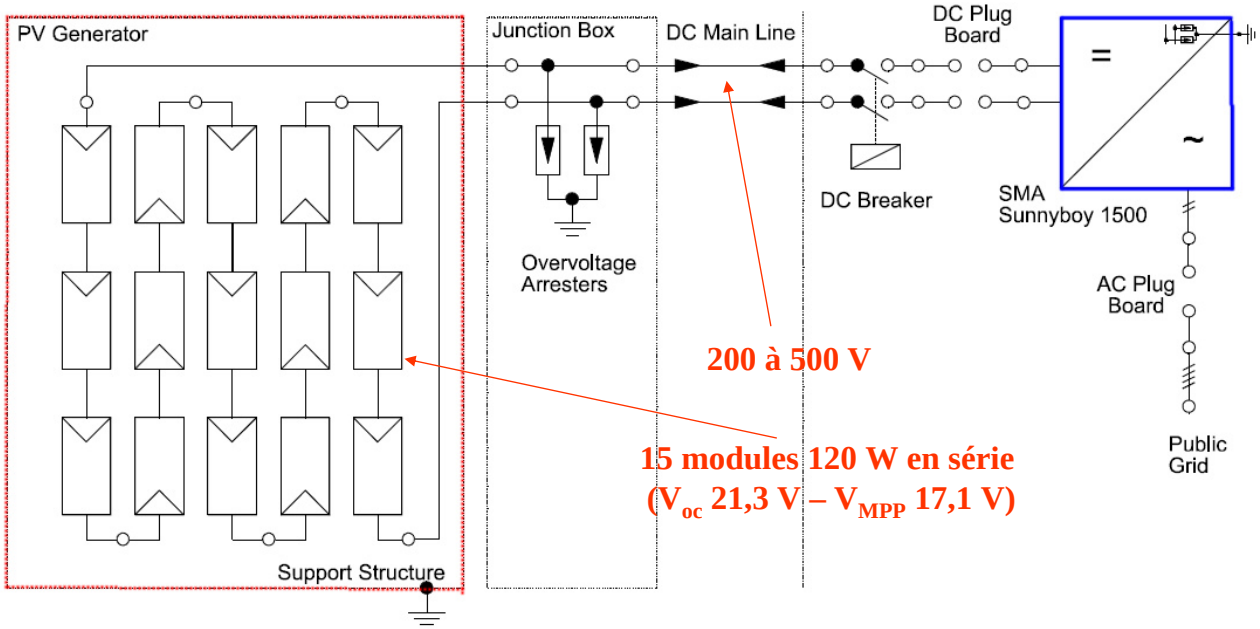
Rendement du convertisseur associé à une dissipation de chaleur

Source : H. Häberlin (Haute Ecole technique bernoise de technique et d'informatique), 2005

Systèmes de conversion

Systèmes couplés au réseau

Montage en série (string) 1800 W

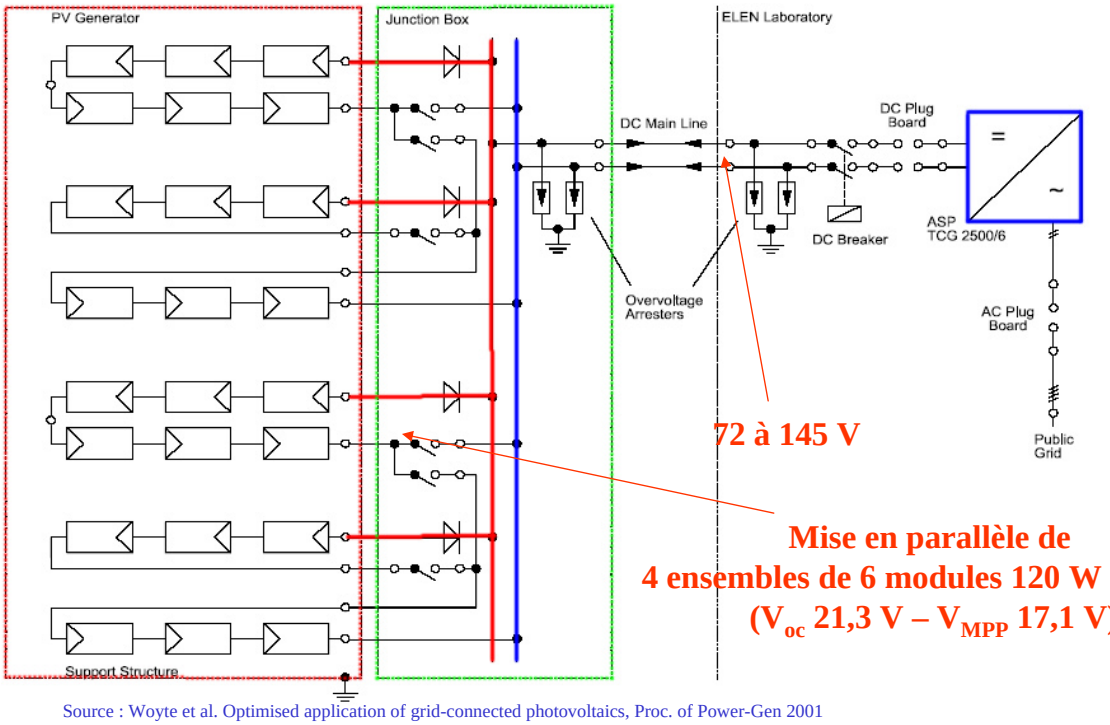


Source : Woyte et al. Optimised application of grid-connected photovoltaics, Proc. of Power-Gen 2001

Systèmes de conversion

Systèmes couplés au réseau

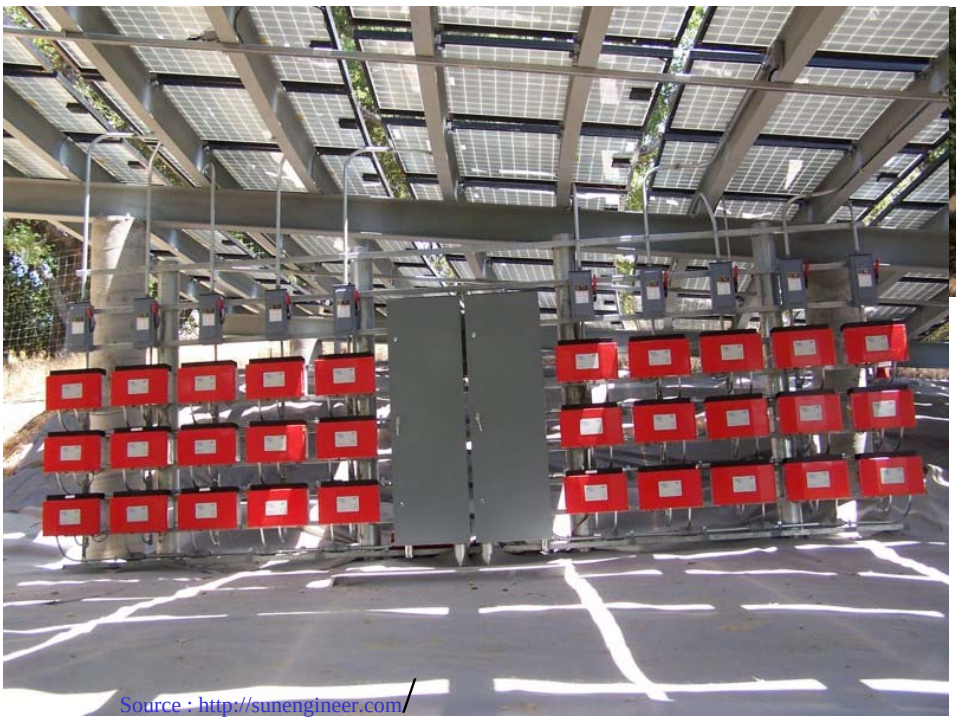
Montage en série / parallèle 2400 W



Source : Woyte et al. Optimised application of grid-connected photovoltaics, Proc. of Power-Gen 2001

Systèmes de conversion

Systèmes multi-convertisseurs



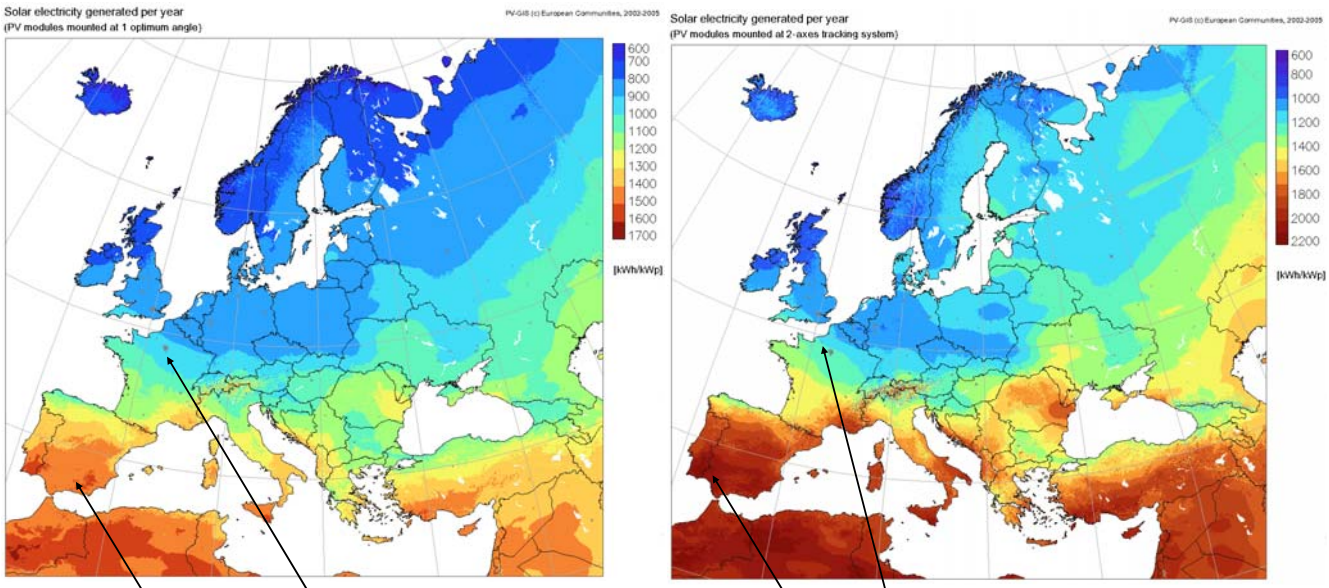
Source : http://sunengineer.com

72 kW : 30 ensembles de modules PV en série + convertisseurs de 2,4 kW

Optimisation de l'inclinaison et de l'azimut : des gains importants

Inclinaison optimisée fixe sur l'année

Inclinaison et azimut optimisés (2 axes) variables



Source : JRC (Joint Research Centre)
http://ec.europa.eu

1500 heures/an

1000 heures/an

1200 heures/an (+ 20%)

2100 heures/an (+ 40%)

Attention, les couleurs ne correspondent pas aux mêmes échelles sur les deux graphiques

Poursuite mécanique (trackers)

Plusieurs possibilités :

- 1 seul axe inclinaison (meilleur compromis technico-économique)

Gain 20 à 40%, robuste

Un seul axe, ajustement saisonnier manuel
Sun Edison PV power plant (Alamosa, Colorado)
Source : NREL

Ajustement saisonnier manuel :

Motorisé :

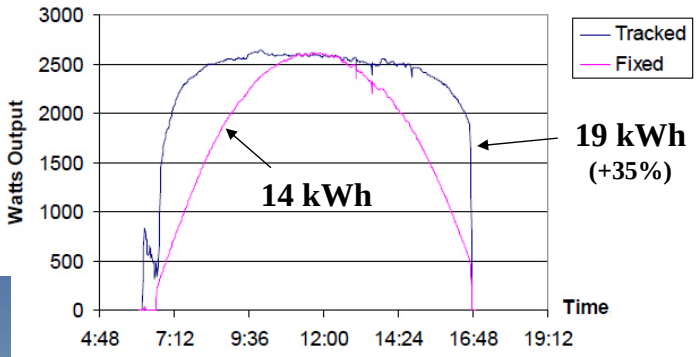
Ferme PV Suncheon, Corée du sud
Source : Wattsun trackers

Poursuite mécanique (trackers)

Deux axes (inclinaison et azimut) :

Ferme PV Suncheon, Corée du sud
Source : Wattsun trackers

Exemple de gain de performance sur une journée
(5 oct. 2005, Rose Rock Lane US)



Source : J.C. Sagebiel, Wattsun

Ferme PV Caravaca de la Cruz (Espagne)
210 modules de 10,5 kW (gain 45% par rapport à orientation fixe)

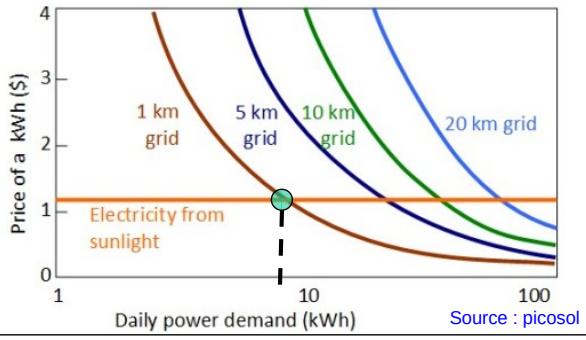
Systèmes photovoltaïques autonomes (« sites isolés »)

Dès que les consommateurs se trouvent à distance du réseau,
leur raccordement n'est rentable (par rapport à une solution locale)
que s'ils consomment suffisamment

Sauf politique de raccordement volontariste (telle que nous en avons connue en France),
la distance « critique » est d'environ 1 km à qq km

Prix de la production photovoltaïque versus raccordement réseau :

PV rentable en-dessous
d'une certaine distance
d'autant plus faible que
les besoins en énergie sont faibles :

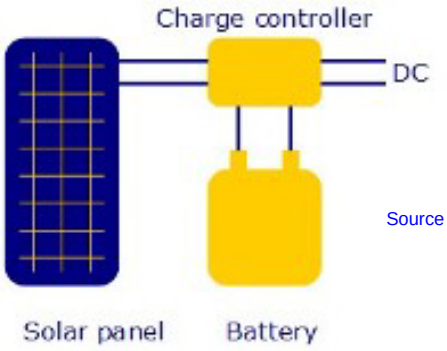


Source : picosol

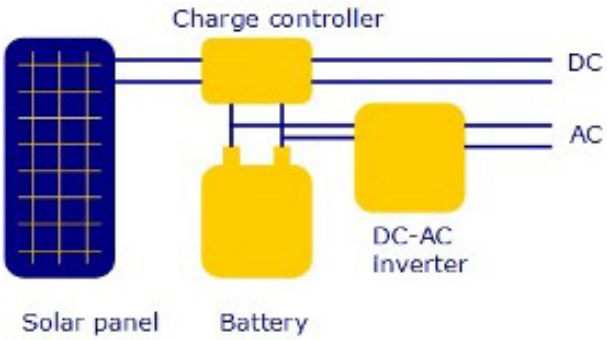
Mini-réseaux ou installations individuelles :
généralement un intérêt économique à mutualiser…
mais atténué par des comportements moins responsables

Systèmes photovoltaïques autonomes

DC et/ou AC ?



Source : picos



DC = moins de conversions :
rendement, fiabilité, coût

AC = disponibilité d'appareils à meilleure efficacité énergétique (marché plus dynamique)

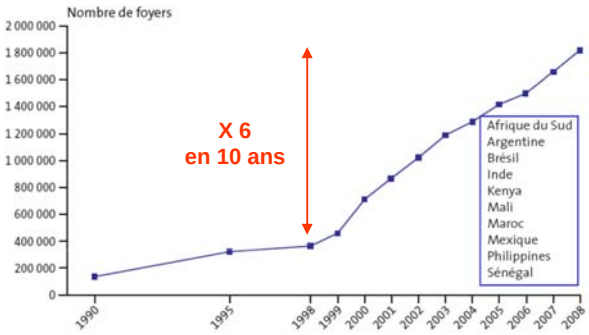
Diminution des coûts d'investissement

Nécessité d'une prise en compte globale : système complet (production à consommation), l'optimum global passe par des charges basse consommation.

En DC, les charges actuelles ne sont pas toujours les plus performantes

Systèmes photovoltaïques autonomes

Une grande expérience, une très forte croissance et des prix en forte baisse :
solutions les plus répandues pour l'alimentation des populations isolées



Source : BlueEnergy
P. Caumon et A.C. Impens, master OSE, 2010
http://www.blueenergygroup.org

Du kit de base (5 à 7 €/W_c selon installation) incluant
un module PV (50 à 100 W), un régulateur de charge, une batterie 12 V
et quelques appareils (lampes fluocompactes, TV et radiocassette)

…au système plus puissant et plus cher (17 €/W_c début 2000) :
par exemple (Nouvelle Calédonie 3000 installations)
PV 800 W_c à 1 kW_c, batteries 17 kWh, conso en DC et AC

Peu d'entretien, sauf les batteries : à bien dimensionner
et bien gérer

Exemple d'installations PV autonomes avec consommation en DC et AC

Enercal (Nouvelle-Calédonie)

Générateur PV :
16 modules 50 W_c
(800 W_c)

Armoire électrique :
- Onduleur 600 VA
24 VDC – 220 VAC
- Protections
- Compteur

Source : auteur

24 V DC : (directement sur batteries)
Congélateur 750 Wh/j à 32°C
Réfrigérateur 400 Wh/j à 32°C
13 lampes fluocompactes 13 W

220 V AC (onduleur) :
TV
Appareils audio-visuels
PC…

Bac batteries
12 éléments 2 V – 700 Ah
pb-acide
ouverts, plaques tubulaires,
Vérification niveau : tous les 3 mois
Durée de vie constatée > 10 ans

Source : Oldham-Hawker

Systèmes multisources ou hybrides

Objectifs :

mieux profiter des ressources renouvelables locales
mieux lisser la production (vent et rayonnement solaire sont souvent complémentaires)
donc réduire la quantité d 'énergie stockée

Un générateur fonctionnant avec un carburant
(groupe électrogène ou pile à combustible)
assure l'autonomie en cas de longue période sans ressources

Un tel système couplé au réseau permet :
- de mieux respecter l'environnement
- d'améliorer la sûreté d'approvisionnement

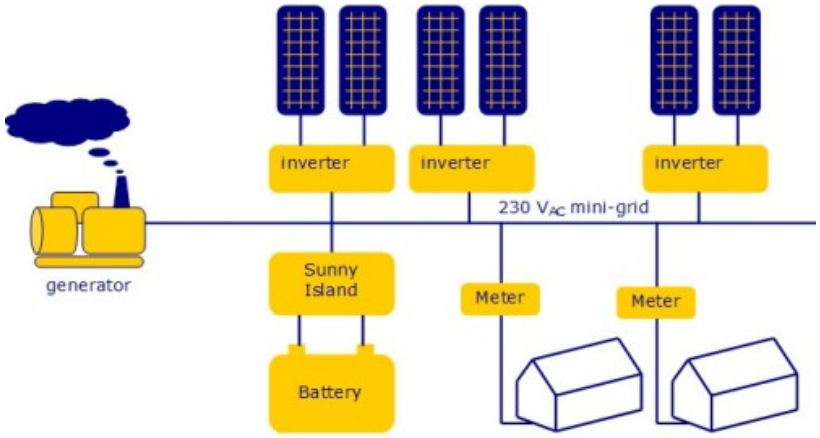
Systèmes hybrides : PV – Groupe électrogène

Objectifs :

Minimiser la consommation de carburant

Minimiser la maintenance du GE (démarrages…)

Mini-réseaux :
hybrides diesel –
PV décentralisé ou centralisé

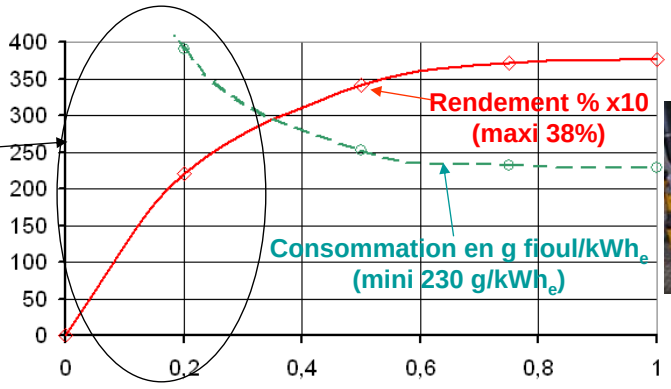


Source : picosol

Systèmes hybrides : PV – Groupe électrogène

Groupes électrogènes :

Faible rendement / forte consommation à faible charge



Exemple : diesel SDMO QAS 40 KD (32,9 kW / 40 kVA)

Coût d'investissement minimal : ~ 1 €/W selon coûts de transport et d'installation

Rendements sur cycle souvent faibles => coûts en carburant élevés

Avec 15% de rendement sur cycle (30% maxi et fonctionnements à faible charge fréquents) :
1 kWh$_e$ requiert 6,7 kWh$_{PCI}$ soit environ 0,67 litres de carburant
=> fourchette de 10 c€ (plus bas prix du gasoil) à plus de 1 €/kWh$_e$

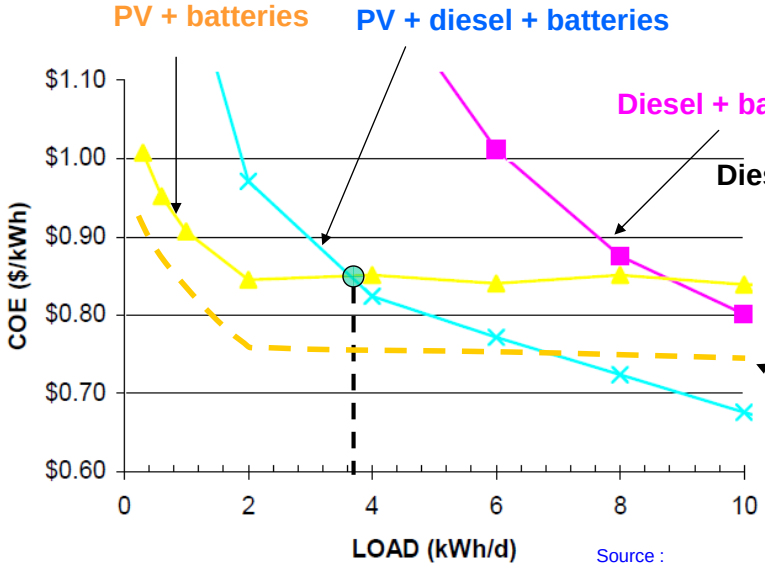
Maintenance : vidanges, filtres périodicité de 250 à 300 h
Durée de vie : ~ 20 000 h
(pénalités de démarrage 10h ou plus selon température)

+ coûts environnementaux…

Systèmes hybrides : PV – Groupe électrogène

Systèmes hybrides diesel - PV : rentabilité
Exemple de simulation (sous HOMER®)

Paramètres de coûts : fioul 0,5 $/litre, consommation 0,3 litre/kWh (η 33%),
irradiation solaire : 5,4 kWh/jour



Diesel + batteries : toujours plus cher

Diesel seul : encore plus cher

Si carburant plus cher :
seuils de rentabilité
plus avantageux pour le PV

Baisse des prix du PV

Source :
T. Givler and P. Lilienthal (NREL), 2005

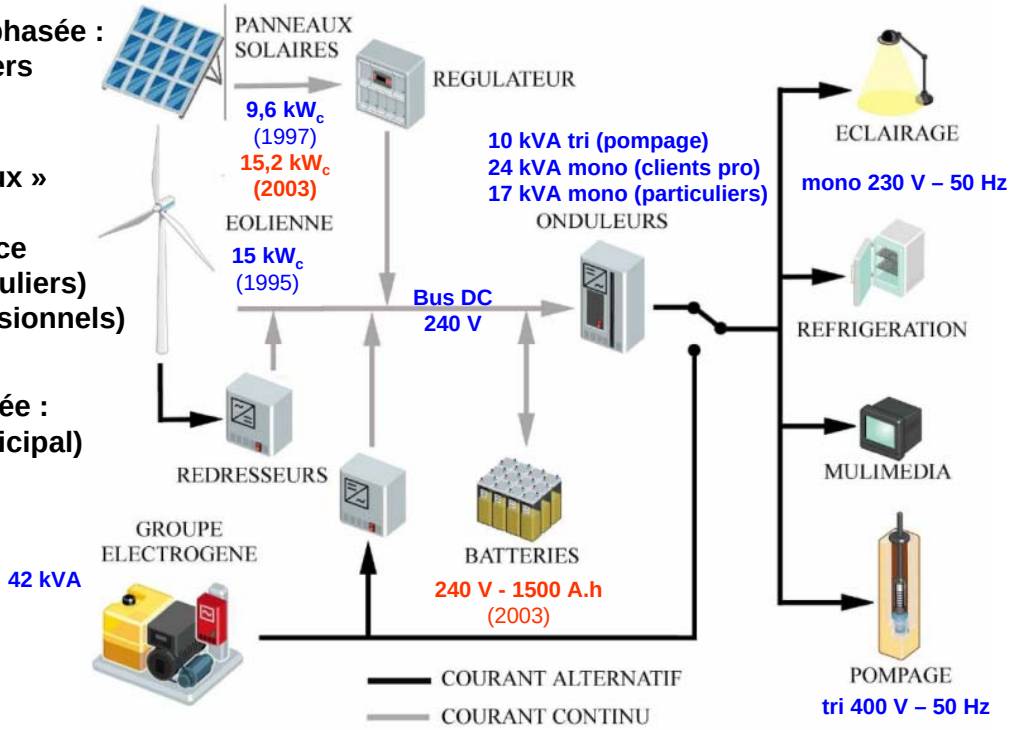
Systèmes hybrides PV – éolien - Groupe électrogène

Exemple : Ile de St Nicolas des Glénans

Distribution monophasée :
14 clients particuliers
6 professionnels

Tarifs « continentaux »
Limitations en :
- énergie + puissance
(particuliers)
- puissance (professionnels)

Distribution triphasée :
Pompage eau (municipal)

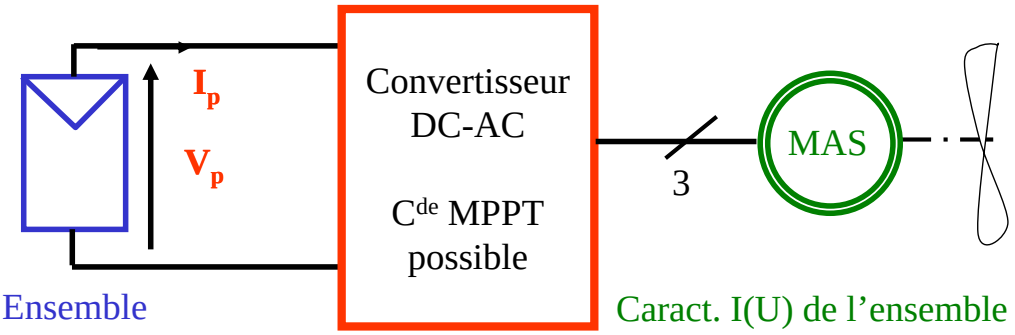


Source : G. Moine,
Transénergie
Rapport ADEME, 2002

Pompage au fil du soleil

Même principe que les éoliennes de pompage en exploitant le soleil

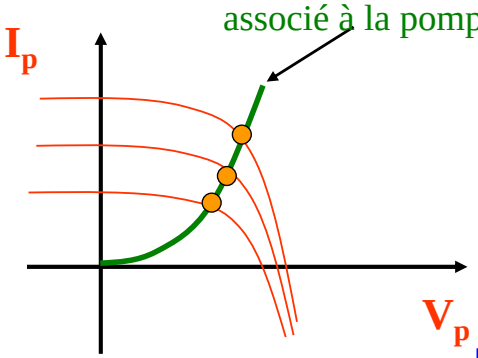
Alimentation d'un MAS par convertisseur



Ensemble de modules PV

Source : BP Solar

Caract. I(U) de l'ensemble conv-MAS associé à la pompe



Véhicules solaires

World Solar Challenge : 3000 km
(Adelaïde – Darwin)
(gagnant 2013 : > 91 km/h de moyenne)
vitesse => 140 km/h
moteurs 1 à 4,5 kW
PV 8 m² maxi, rendements 8 à 27 %
tensions : 80 à 144 V
Stockage : 30 à 40 Ah

Eindhoven Team (2013)

Véhicules avec compléments solaires

Véhicules « normaux » : assistance PV => gain de consommation ?
réfrigération (transport alimentaire), climatisation...

Toyota Prius 3
avec toit PV

Véhicules électriques photovoltaïques :

Ford C-Max Solar

1,5 m² (350 W) de cellules PV
+ concentration externe possible par portique pour 8 kWh par journée ensoleillée

Une solution réaliste pour rouler à l'énergie solaire : la recharge photovoltaïque

Source : auteur (Le Bourget du Lac, Institut Energie Solaire)

Consommation d'un véhicule électrique :
- Citadine en cycle urbain : 150 Wh/km
- Prius rechargeable : 200 Wh/km

Une place de parking : 12 m²
avec des modules de 180 W_c/m^2,
et 1000 h/an équivalent pleine puissance
=> **2200 kWh/an**

Soit : 11 000 à 15 000 km/an
parcourus à l'énergie solaire

Rejets de CO_2 :
Fabrication du système PV
1700 kg $C0_2$ par kW_c installé,
sur une durée de vie de 20 ans
Des trajets avec **6 à 8 gCO_2/km**

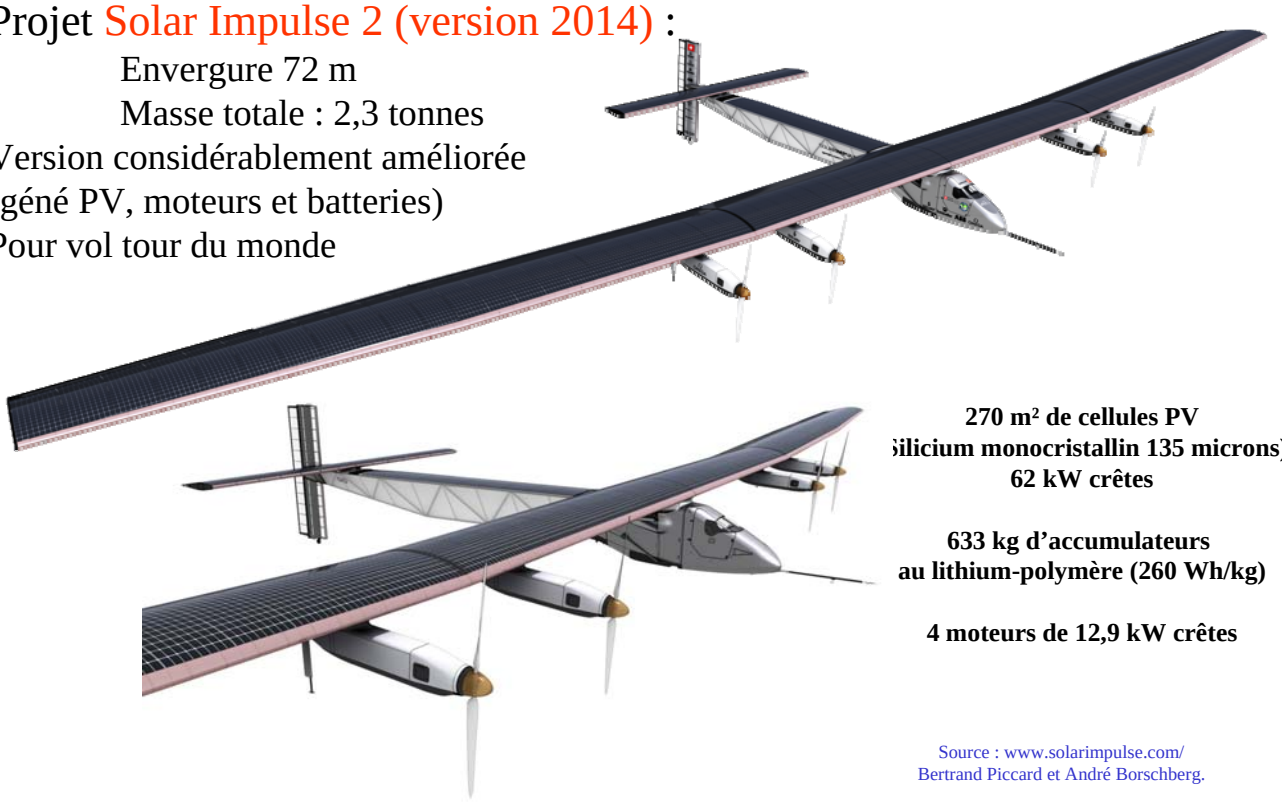
Aéronefs solaires…

Projet Solar Impulse 2 (version 2014) :

Envergure 72 m

Masse totale : 2,3 tonnes

Version considérablement améliorée
(géné PV, moteurs et batteries)
Pour vol tour du monde



270 m² de cellules PV
ilicium monocristallin 135 microns)
62 kW crêtes

633 kg d'accumulateurs
au lithium-polymère (260 Wh/kg)

4 moteurs de 12,9 kW crêtes

Source : www.solarimpulse.com/
Bertrand Piccard et André Borschberg.

Aéronefs solaires et bateaux…

Dirigeable Sol'R

Salon du Borget 2009, source : INSA de Lyon.

Prototype

Masse totale : 350 kg dont 100 kg de charge utile

Dimensions :

7m de haut, 5,5m de diamètre et 22 mètres de long

PV: 40m² de panneaux souples

Catamaran TÛRANOR Planet Solar

Chantier naval de Kiel (Allemagne) fev. 2010, source : http://www.planetsolar.org/

537 m² et 93 kW PV

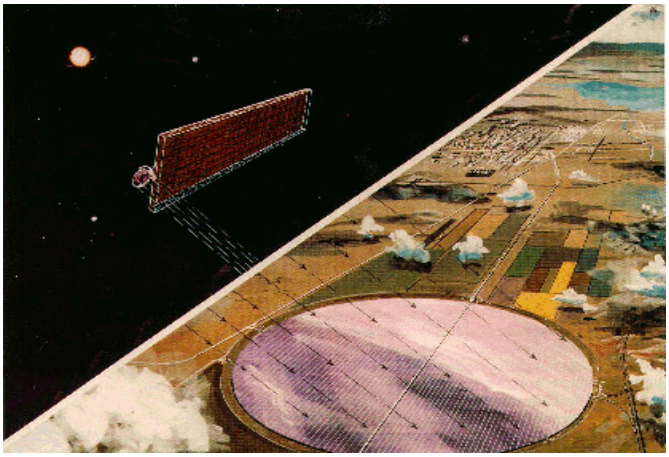
Hauteur : 6 m, Longueur : 31 m, Largeur :15 m

40 places, 95 tonnes

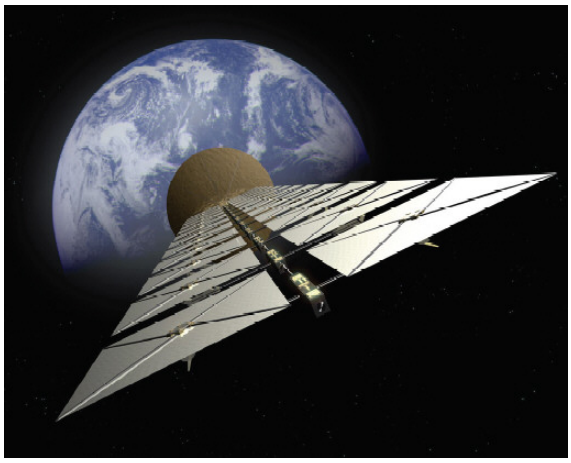
Batteries lithium

2 moteurs électriques (Maxi 120 kW environ)

Production photovoltaïque spatiale



Concept SPS
Solar Power Satellite (NASA) 1968



Evolution 2000 : tours solaires ESA
(modules moins difficiles à assembler et à satelliser)

Des km² de cellules photovoltaïques, une transmission par micro-ondes à la surface de la terre puis une conversion en électricité
Un écobilan douteux (remboursement du coût énergétique du lancement) !

Bibliographie

Ouvrages :
L. PROTIN, S. ASTIER, « *Convertisseurs Photovoltaïques* », Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique D3360, 8/1997.

S. ASTIER, « *Conversion photovoltaïque : de la cellule au système* », Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique D3936, mai 2008.

J.C. MULLER, « *Electricité photovoltaïque : principes* », Techniques de l'Ingénieur, BE8578, 2007.

J.P. BRAUN, B. FARAGGI, A. LABOURET, *Les cellules solaires*, ETSF 1996.

R. MESSENGER, J. VENTRE, *Photovoltaic Systems Engineering*, CRC Press, 1999.

M.R. PATEL, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999.

ADEME ? « *Systèmes photovoltaiques raccordés au réseau* », Guide de rédaction du cahier des charges techniques de consultation à destination du maitre d'ouvrage, juin 2004.

A. LABOURET, M. VILLOZ, « Energie solaire photovoltaïque. Le manuel du professionnel », Dunod, 2003.

Sites web :
Association HESPUL : http://www.hespul.org/

Institut National de l'Energie Solaire : http://www.ines-solaire.org/

European Photovoltaic Industry Association : http://www.epia.org/

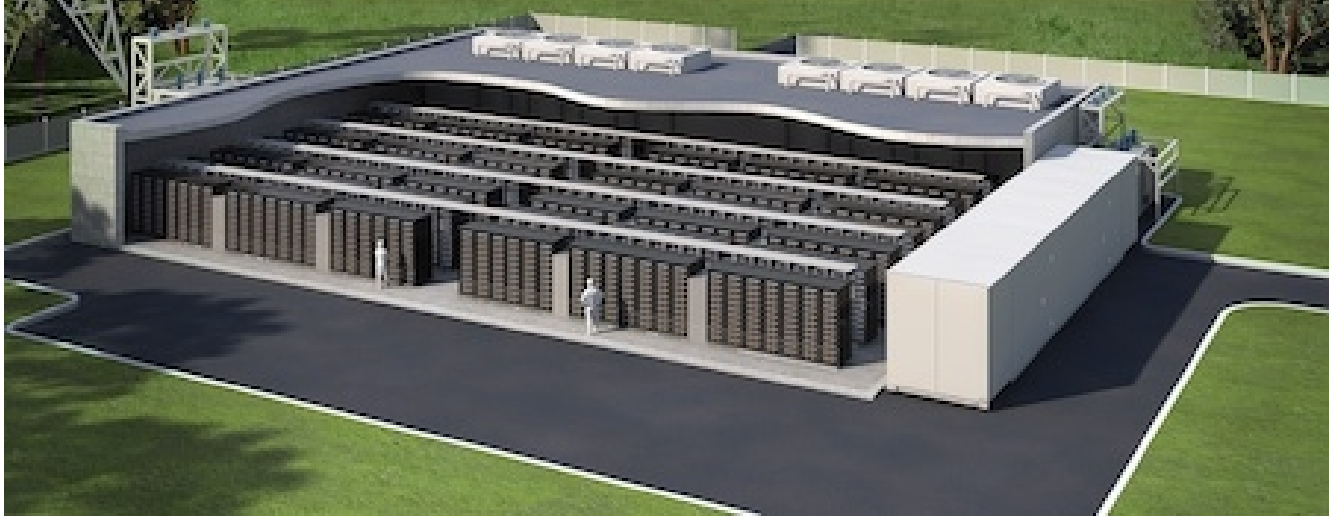
Renewables Internation the Magazine : http://www.renewablesinternational.net/

M2 FEsup
Agrégation SII option Ingénierie Electrique
2015-2016

Bernard MULTON
Département de Mécatronique - Ecole Normale Supérieure de Rennes

Energétique électrique
Diaporama 4/4

STOCKAGE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE



Pourquoi stocker en situation connectée réseau ?

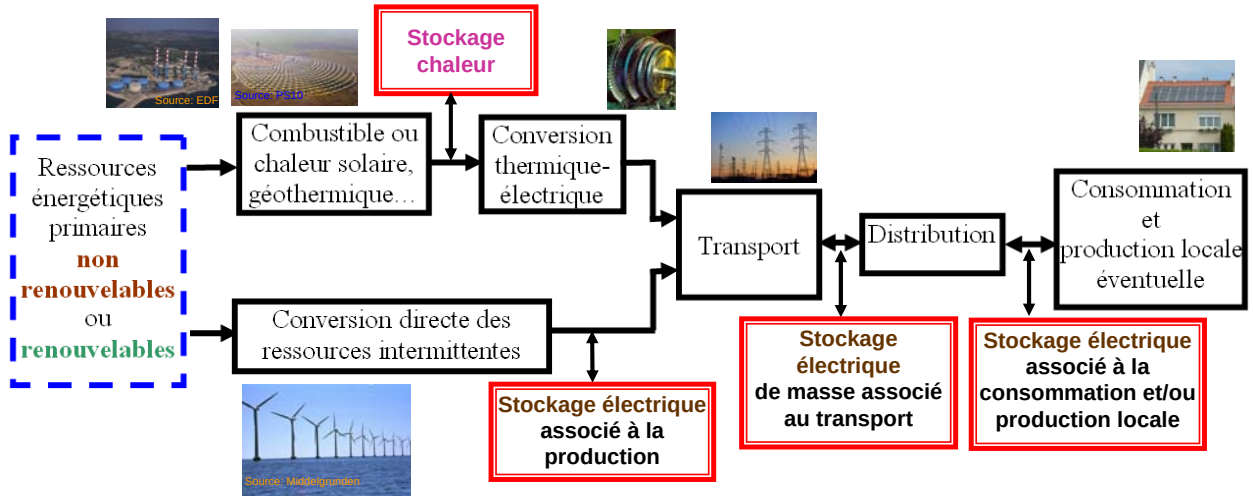
- améliorer et sécuriser la gestion du réseau dans un contexte
  d'ouverture des marchés
  de croissance des systèmes de production non pilotés par la demande
- permettre l'ilotage de consommateurs/producteurs

➡ **Alimentation en électricité plus sûre et plus robuste**

- augmenter la pénétration des sources variables et incertaines éoliennes, photovoltaïques, houlomotrices…
- réduire les besoins en centrales thermiques d'appoint

➡ **Développement durable (CO2, indépendance énergétique…)**

Synoptique du potentiel d'applications du stockage dans le système de production – transport – distribution électrique



Source : J. PERRIN, F. CUEVAS, B. MULTON, « Le stockage d'énergie pour le vecteur électricité »
Colloque du Programme Interdisciplinaire Energie du CNRS, Montpellier, mars 2011
http://energie.cnrs.fr/2011/ATELIERS2011.pdf

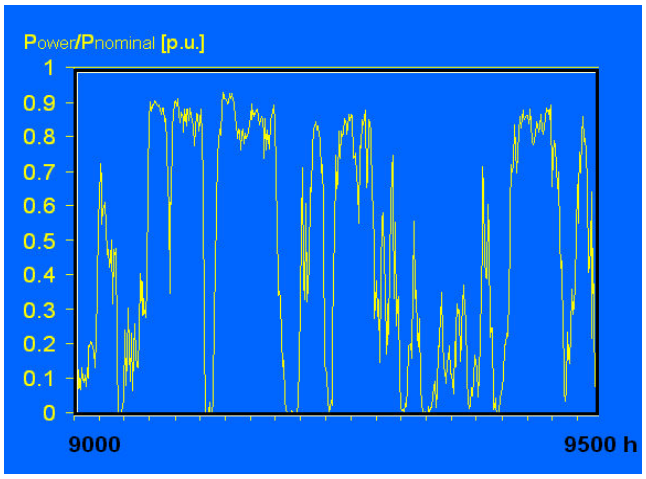
Stocker au niveau des générateurs ?

Amélioration de la participation aux « *services systèmes* » :

contrôle des puissances active et réactive

Donc meilleure intégration dans les marchés ouverts de l'énergie…

Production d'une ferme éolienne :



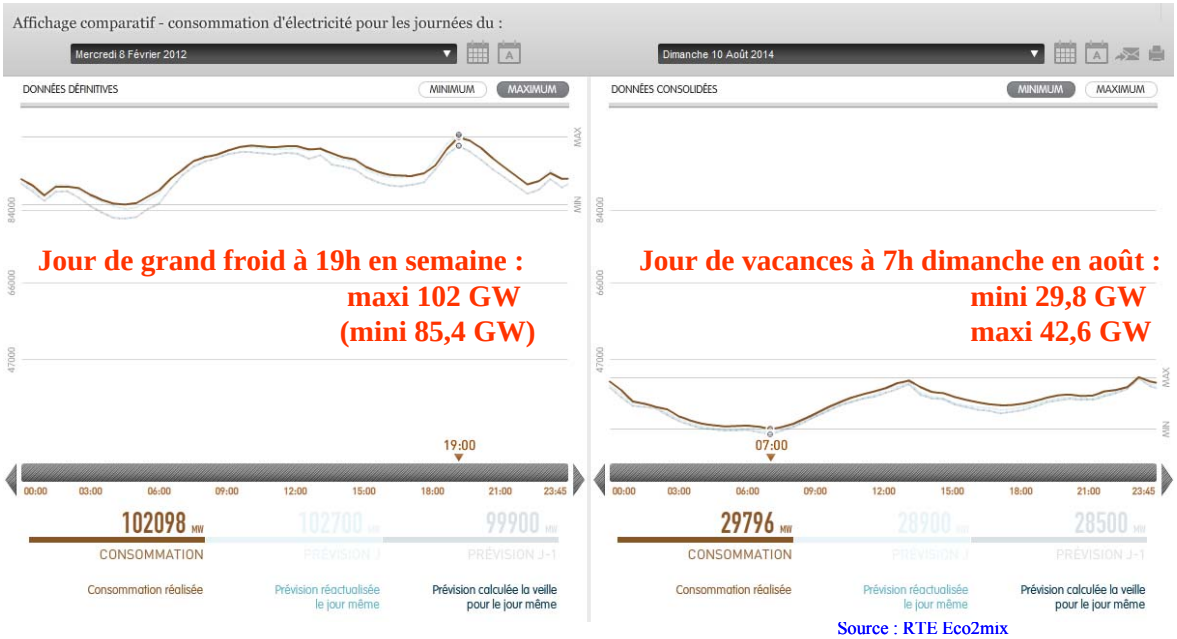
Source : Kariniotakis, CENERG

Les premières applications pilotes apparaissent : photovoltaïque, éolien…

Stocker au niveau du réseau de transport ?

Un degré d'action supplémentaire pour le gestionnaire, réduction des risques d'effondrement.

France :



Jour de grand froid à 19h en semaine :
maxi 102 GW
(mini 85,4 GW)

Jour de vacances à 7h dimanche en août :
mini 29,8 GW
maxi 42,6 GW

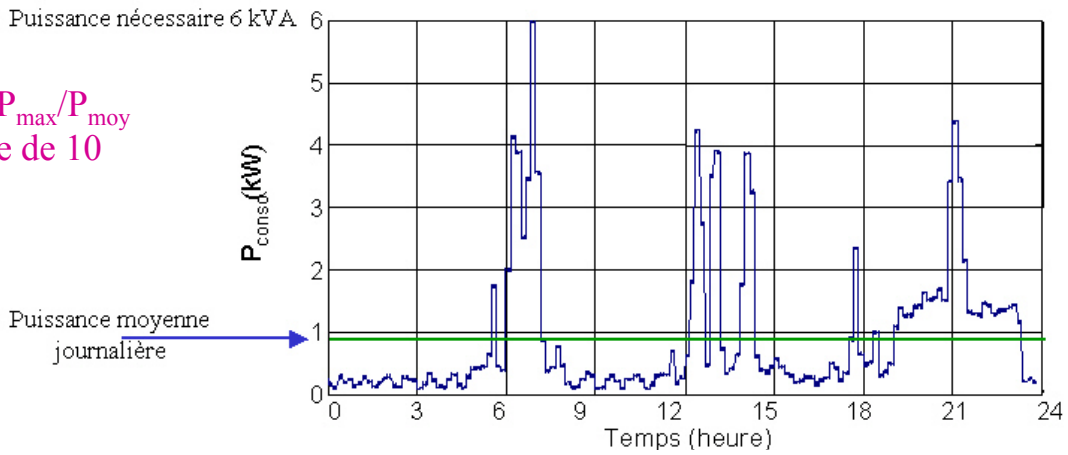
Source : RTE Eco2mix
http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/

Capacité de **stockage** déjà installée (données début des années 2000) :
- Monde : 140 GW (hydraulique gravitaire) sur 5300 GW
- France : 6,3 GW (5 GW opérationnels) sur 120 GW

Pas d'ajustement saisonnier par stockage !

Stocker au niveau des consommateurs ?

Rapport P_{max}/P_{moy} de l'ordre de 10



- **sûreté de fonctionnement,**
- **lissage ou écrêtage de consommation,**
- **meilleur dimensionnement du réseau de distribution,**
- **possibilité d'îlotage permanent si présence de production locale**

Déjà des applications en secours (électrochimiques, volants d'inertie, assistance de groupes électrogènes)

Vision unifiée des caractéristiques des systèmes de stockage

Malgré la grande variété des principes et technologies, nécessité de bien les définir, notamment pour :

- mieux les comparer
- mieux évaluer les différentes solutions
- optimiser leur dimensionnement sur cycle de vie

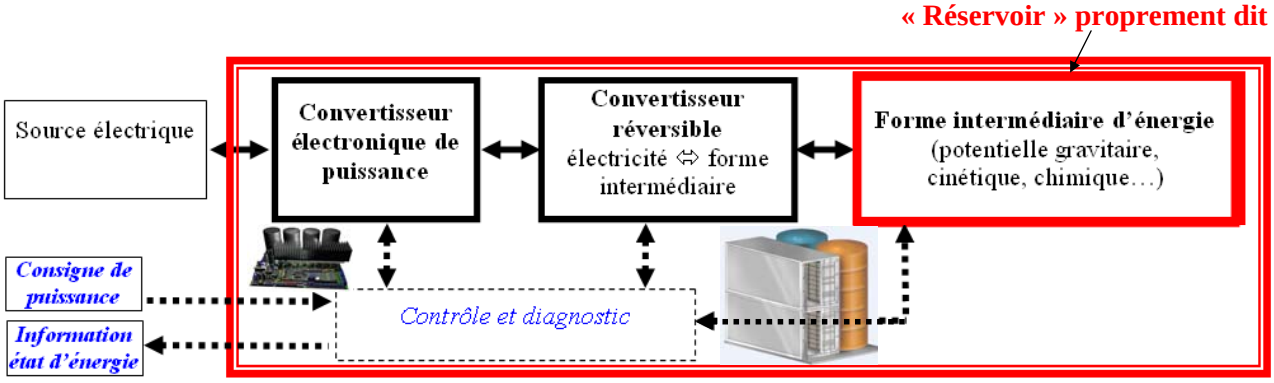
Le système de stockage d'énergie électrique (SSEE)

(ESS : Energy Storage System)

Stockage direct ou indirect ??

Cela a peu d'importance car,
quel que soit le moyen de stockage, il est nécessaire
d'utiliser un ou plusieurs convertisseurs d'adaptation.

Synoptique générique d'un SSEE :



Capacité énergétique $\mathbf{E_{stoc}}$ en J, kWh…

grandeur fortement dimensionnante
(*la « taille » du réservoir d'énergie*)

Limites éventuelles en profondeur de décharge
(par exemple une batterie lithium limitée à 80% de profondeur de décharge)

La part réellement exploitable peut varier considérablement en fonction :
- de la rapidité de décharge dans les batteries électrochimiques
- du rendement de décharge

Capacité énergétique exploitable E_{util} inférieure à la capacité théorique
=> Attention à la définition de la capacité énergétique.

Puissance maximale $\mathbf{P_{max}}$ (watts) charge ou décharge

(*dimensionne les convertisseurs de réglage des transferts d'énergie*)

Rapport $\dfrac{E_{util}}{P_{max}} = \tau$ = « **constante de temps** »

Exemple : système de stockage hydraulique gravitaire

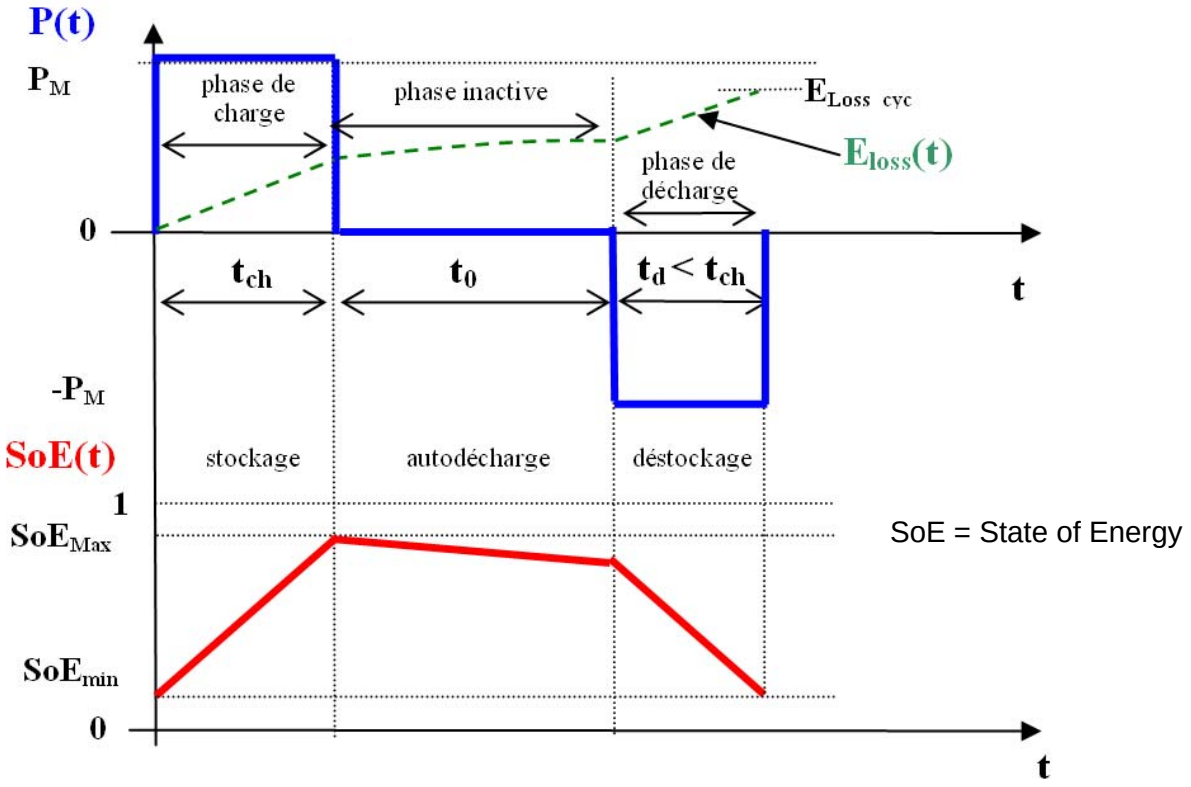
Masse d'eau
Dénivelée entre les bassins haut et bas
} Capacité de stockage E = M.g.h

Puissance des groupes réversibles
turbines-machines électriques
Section des canalisations
} Puissance maximale

Découplage Energie / Puissance ⟺ constante de temps ajustable

Rendement sur cycle : énergie restituée sur énergie prélevée

Cycle simplifié charge à P constante, repos, décharge à P constante :



SoE = State of Energy

Rendement sur cycle $\eta_{cycle} = \frac{E_d}{E_{ch}} = \frac{P_M.t_d}{P_M.t_{ch}} = \frac{t_d}{t_{ch}}$

Facteur d'autodécharge : $\eta_o = \frac{\oint P_o(SoE(t)).dt}{P_M.t_{ch}}$

Rendements de charge et de décharge : $\eta_{ch} = \frac{E_{ch} - E_{loss_ch}}{E_{ch}}$ $\eta_d = \frac{E_d}{E_d + E_{loss_d}}$

Rendement total sur cycle : $\eta_{cycle} = [\eta_{ch} - \eta_o]\eta_d$

Définition souvent trop simpliste.
Le rendement doit être défini sur des cycles réalistes en rapport avec l'application.

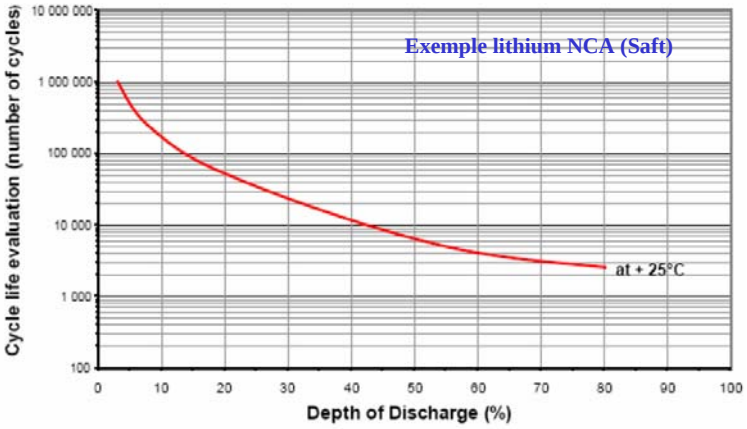
Un système de stockage optimisé pour une faible « constante de temps » aura :

- un meilleur rendement pour des sollicitations rapides
- et éventuellement une assez forte auto-décharge, donc un mauvais rendement sur des cycles avec de longues périodes de repos.

Nombre maximal de cycles de charge-décharge (cyclabilité) N_{cycl} dû à la fatigue ou à l'usure lors des cycles

Le cyclage constitue généralement une cause de dégration importante parfois dominante sur le vieillissement calendaire.

Processus de fatigue souvent complexes et cyclabilité souvent mal définie, parfois inconnue.



N_{cycl} fortement lié à l'amplitude des cycles et/ou à l'état de charge moyen.
Quantification délicate => améliorations toujours en cours

Coûts :

- d'investissement (part la plus marquante pour l'acheteur)

- de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement).

Coût d'investissement généralement spécifié :
- en €/kWh pour les accumulateurs à longue constante de temps (plutôt dimensionnés en Energie)

ou

- en €/kW pour ceux à faible constante de temps (plutôt dimensionnés en Puissance)

Pour pouvoir mieux optimiser les dimensionnement, il faudrait définir le coût d'investissement total comme : $C_{inv_tot} = c_W.E_{util} + c_P.P_{max}$
avec c_W et c_P respectivement en €/kWh et €/kW

Coût sur l'ensemble du cycle de vie

du système complet incluant le dispositif de stockage.

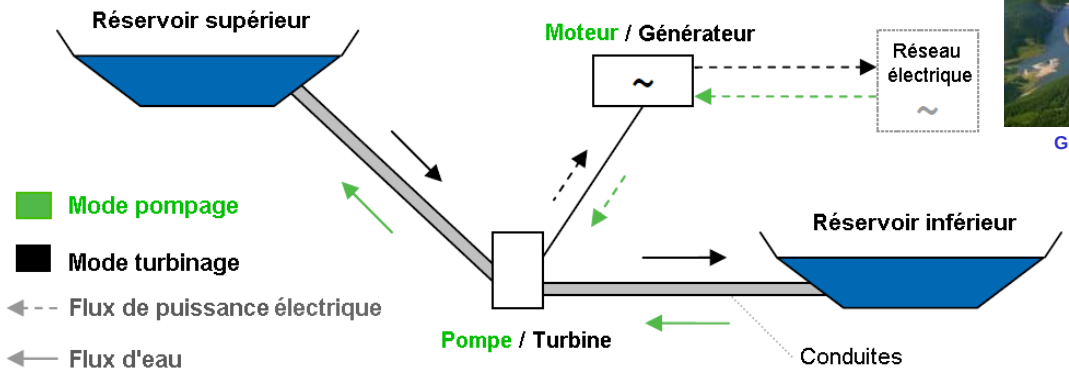
Les systèmes de stockage les moins coûteux à l'investissement sont généralement ceux qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais.

Exemple : batterie électrochimique lithium 1000 €/kWh (hors électronique de puissance)

avec 2500 cycles à 80% de DoD *(pertes non prises en compte) :*
« Coût d'usure » : 0,5 €/kWh (1000 €/(0,8 x 2500 cycles)
ou :
avec 60 000 cycles à 20% de DoD *(surdimensionnement) :*
« Coût d'usure » : 0,08 €/kWh (1000 €/(0,2 x 60 000 cycles)

Dans une logique de développement durable :
prise en compte du coût sur cycle de vie, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et autres coûts environnementaux

Stockage hydraulique gravitaire (STEP)



Goldistahl (Allemagne) :
1 GW – 8,5 GWh

Rendement : 65 à 85 % (selon technologie et choix de dimensionnement)
Démarrage : 10 à 15 min
Capacité : 1 à qq 100 GWh
Puissance : qq 10 à plus de 1000 MW

Solution de stockage de masse la plus répandue,
la moins chère et à la plus longue durée de vie…
Possibilités de rénovation : vitesse variable…

En France 2010 : environ 5 GW opérationnels et 180 GWh de capacité énergétique

Exemples de plus de 1000 MW

Centrales	Pays	Hauteur de chute d'eau (m)	Puissance (MW)	Année de mise en service
Imaichi	Japon	52,4	1 050	1984
Ludington	États-Unis	98	1 872	1974
Zagorsk	Russie	100	1 200	1988
Vianden	Luxembourg	287	1 141	1959
Racoon	États-Unis	317	1 532	1978
Bath Country	États-Unis	387	2 740	1985
Drakensberg	Afrique du Sud	473	1 080	1981
Helms	États-Unis	495	1 070	1981
Okuy Shino	Japon	539	1 200	1978
Dinorwig	Royaume-Uni	545	1 800	1982
Tamaharo	Japon	559	1 200	1983
Chiotas	Italie	1 070	1 200	1980
Piastra Edolo	Italie	1 260	1 016	1981

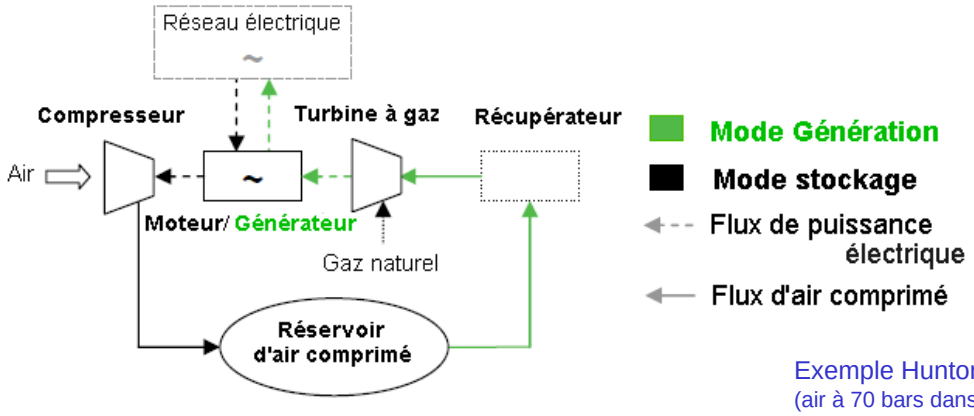
Depuis les années 1990 :
Groupes réversibles à vitesse variable
Cycloconvertisseurs, puis
onduleurs à GTO

Exemple 1 :
OKUKIYOTSU_2 (Japon 1996)
H 470 m
Toshiba
2 groupes 300 MW
Onduleur GTO

Exemple 2 :
Nant de Drance (Suisse 2008-2015)
H 250 m
Alstom
4 groupes 157 MW
+ vitesse variable +/10%

Source :
A. MARQUET et al., « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », Technique de l'ingénieur D4030 5- 1998.

Air comprimé en caverne hybridé par turbine à gaz
(CAES = Compressed Air Energy Storage)



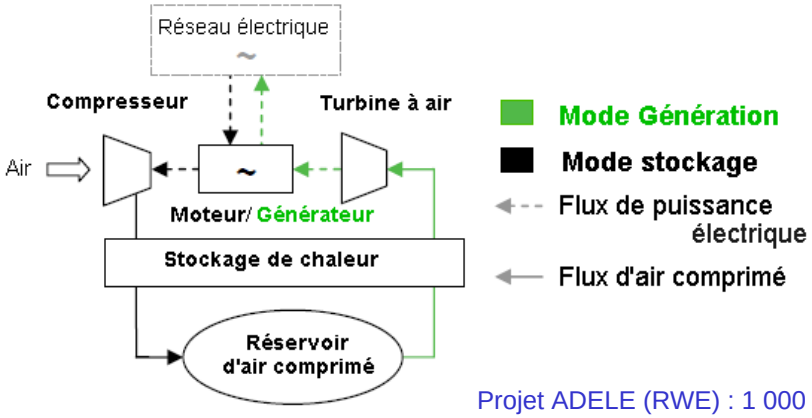
Rendement médiocre :
pour produire 1 kWh_e apport de 1,6 kWh_{th} de gaz
et 0,7 kWh_e (compresseur au stockage)
Rendement global : 1/2,3 = 43% (incluant la consommation de gaz)
(sans air comprimé : rendement TAG = 27%

12 kWh/m^3 de caverne à 100 bars
Rendement : 50 % (avec apport de Gaz…)
Démarrage : 5 à 10 mn
Capacité : 0,1 à 10 qq GWh Puissance : 100 à 1000 MW

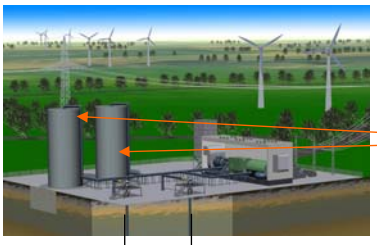
Exemple Huntorf (Allemagne 1979 et 2006)
(air à 70 bars dans 2 cavernes de 310 000 m^3)
Charge : 60 MW – 12 h maxi
Décharge : 329 MW – 3 h maxi

Air comprimé en caverne adiabatique (ACAES)

Inclut une récupération de la chaleur lors de la compression



Projet ADELE (RWE) : 1 000 MWh – 200 MW
(1ère étape 2013 : 90 MW – 360 MWh)
Rendement ≅ 70%



Source : RWE

Stockage matériaux solides 50 à 620°C

Source : German Aerospace Center

Accumulateurs électrochimiques

Nombreuses technologies disponibles
(différents compromis performances – coût maturité variable)

Plomb-acide
Nickel-Cadmium (NiCd)
Nickel-Métal-Hydrures (NiMH)
Lithium (nombreuses variantes)
Sodium-soufre (haute température : 350°C)
…

Large gamme de solutions avec des capacités énergétiques du Wh à quelques MWh

Fin de vie si :
capacité : - 20% voire -30%
et/ou résistance interne : x 2 ou x 4…

Les valeurs d'énergie massique les plus élevées : 30 à 200 Wh/kg
mais une faible tenue en cyclage (qq 100 à qq 1000 cycles profonds)

Modélisation

Des phénomènes complexes, d'où une modélisation complexe et peu fiable,

Dans laquelle le vieillissement intervient,
et les effets de la température peuvent être importants

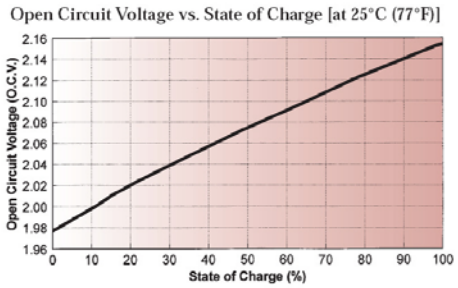
Les schémas équivalents électriques doivent mettre en œuvre des éléments non linéaires,
notamment pour prendre en compte les phénomènes rapides

Dans le secteur des énergies renouvelables, les accumulateurs au plomb sont quasiment seuls : avantage de prix, inconvénient de masse moindre.

Technologies plomb - acide

Caractéristiques électriques :
2 V par élément

fem fonction de l'état de charge

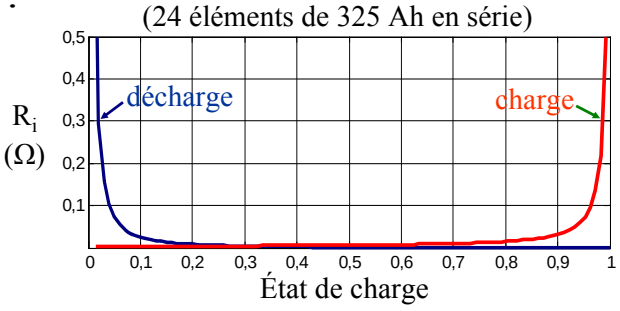


fem fonction de T°C

≅ + 1,8 mV/°C

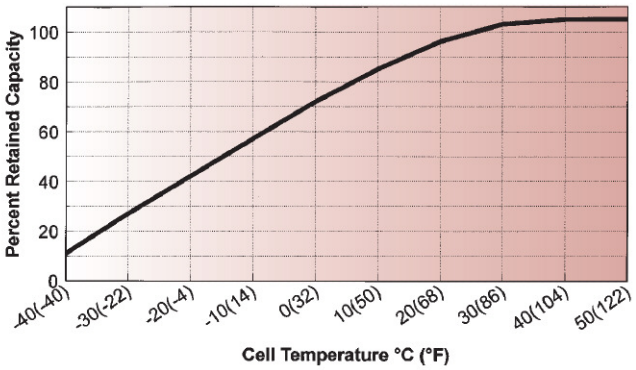
Résistance interne

(24 éléments de 325 Ah en série)



Perte de capacité aux basses températures

Absolyte IIP Performance Characteristics
Capacity Retention vs. Temperature

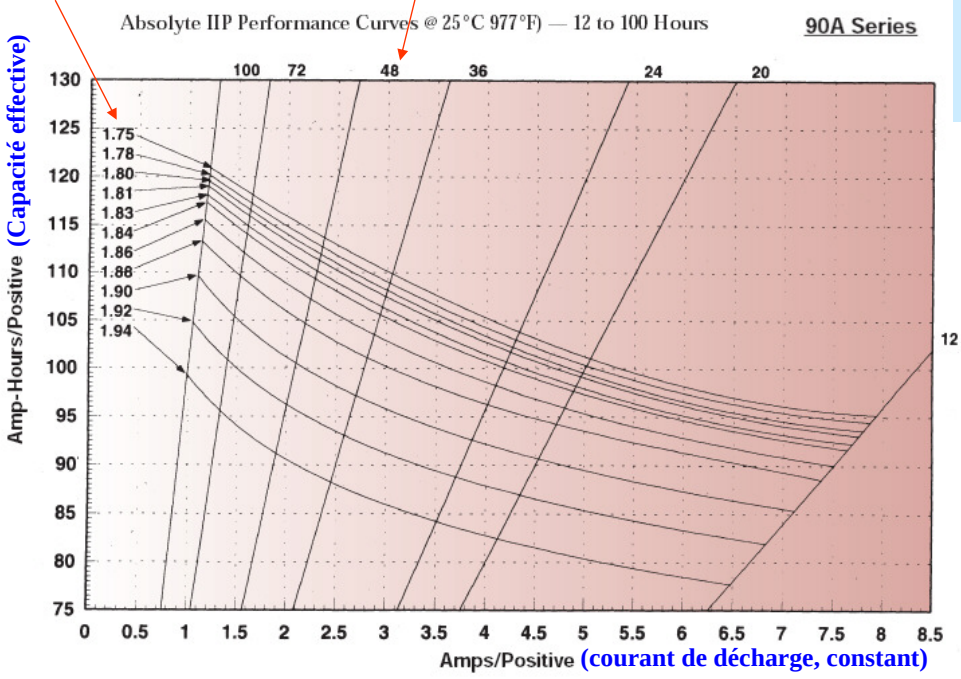


 Source: batteries Exide *http://networkpower.exide.*

Influence du courant de décharge sur la valeur de la capacité (rendement coulombien, loi de Peukert)

Tension finale

Durée de décharge à courant constant



$$Q = \frac{K}{a + I_{dech}^{n}}$$

La capacité en décharge décroît lorsque le courant de décharge est plus élevé.

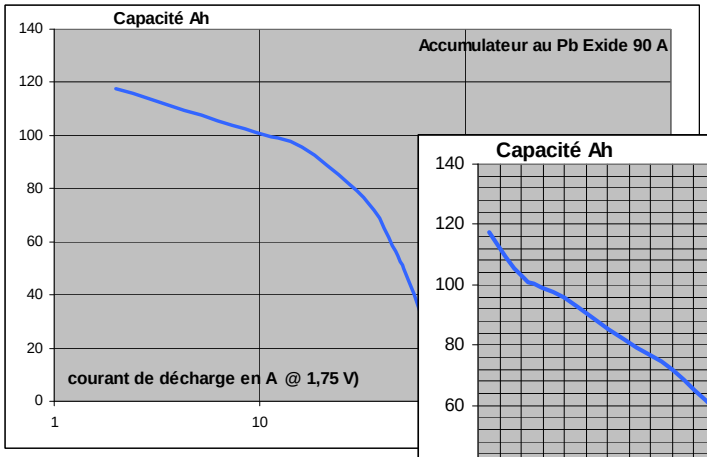
12 Avec une décharge en 1h, la capacité tombe à 50 Ah

23 *Source: batteries Exide* *http://networkpower.exide.com/*

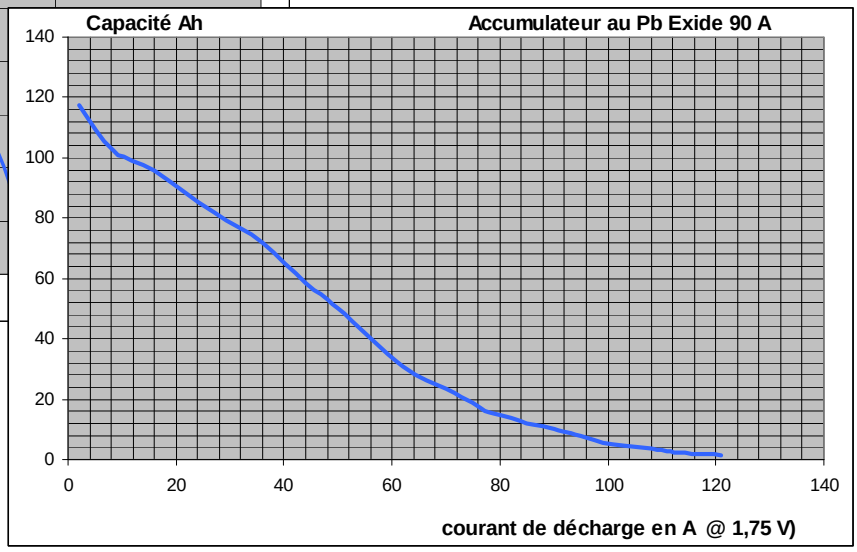
Variation de la capacité en fonction du courant de décharge (constant)

Accumulateur Exide Absolyte IIP 90 A

En échelle d'abscisses logarithmique

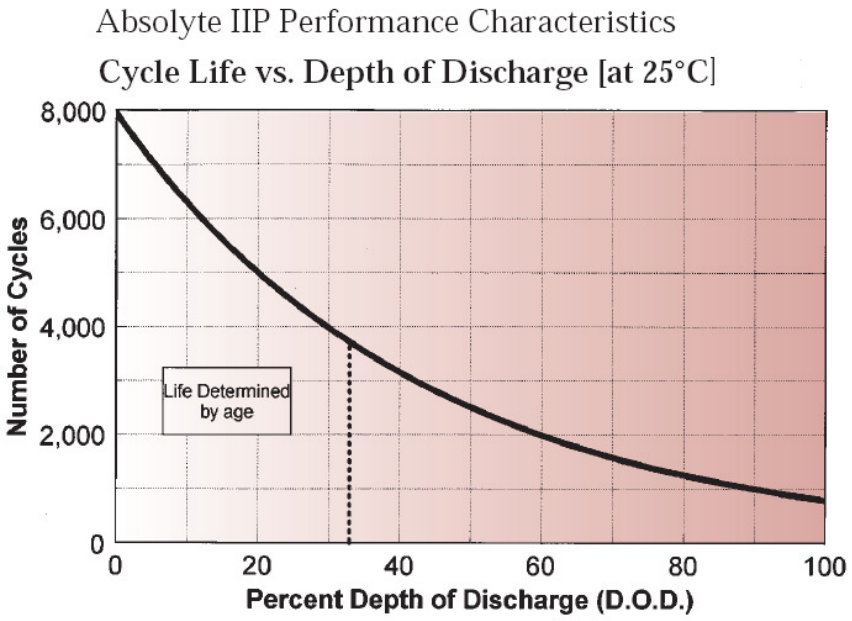


En échelle d'abscisses linéaire



$$Q = \frac{K}{a + I_{dech}^{n}}$$

Nombre de cycles limité par la profondeur de décharge



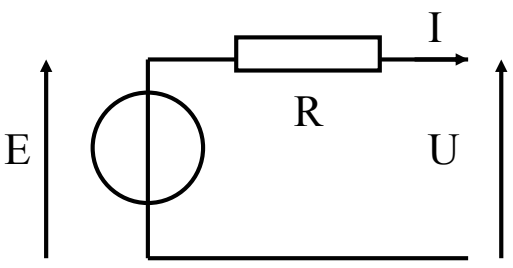
Interviennent également : la puissance de décharge, la température...

En dehors des VRLA, maintenance nécessaire (ajout d'eau pure)

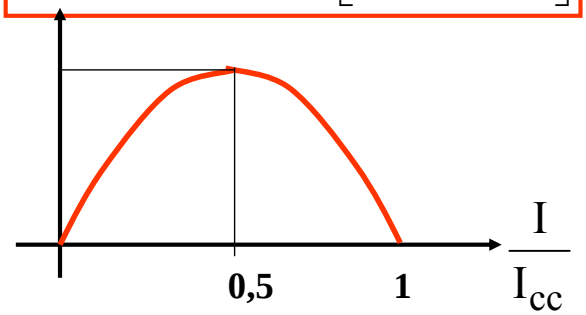
Source: batteries Exide *http://networkpower.exide.com/*

Limite de puissance et rendement en décharge

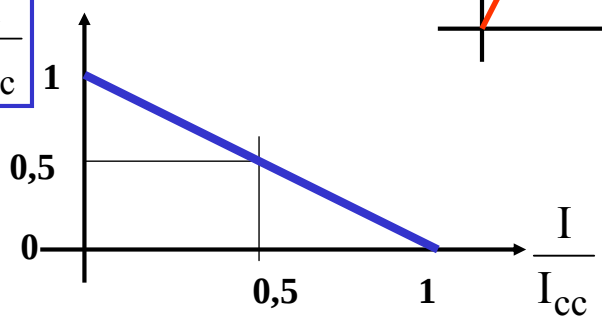
Modèle assez générique :
source de tension avec résistance interne, énergie initiale : E.Q



$$P_u = E.I - R.I^2 = \frac{E^2}{R}\left[\frac{I}{I_{cc}} - \left(\frac{I}{I_{cc}}\right)^2\right]$$



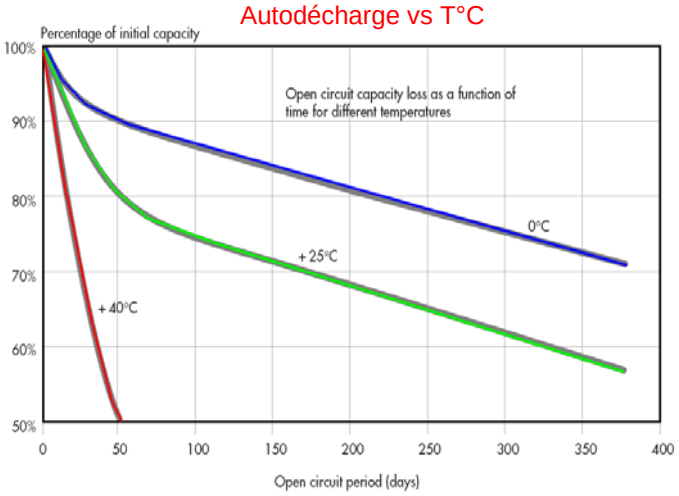
$$\eta = 1 - \frac{I}{I_{cc}}$$



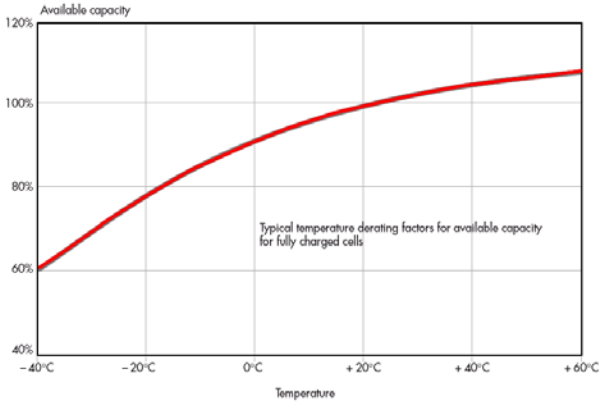
Technologie NiCd

Force électromotrice :
1,2 V par élément

Autodécharge vs T°C



Capacité énergétique vs T°C

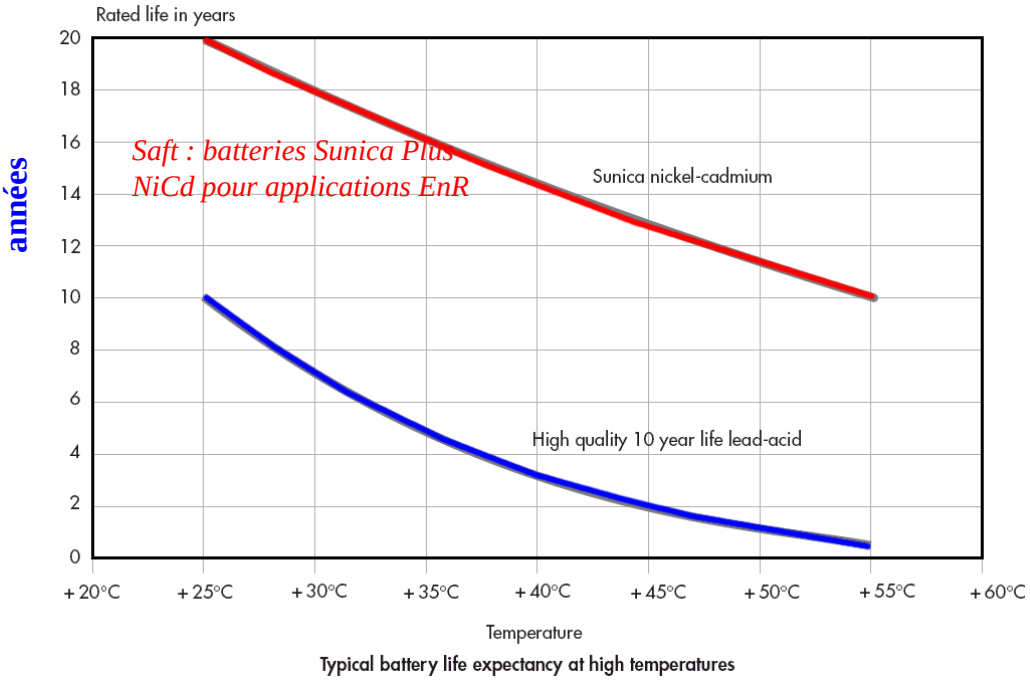


Typical capacity derating factors versus temperature

Saft : batteries Sunica Plus NiCd pour applications EnR

NiCd

Durée de vie vs T°C (environ 1 cycle par jour) comparaison avec Pb acide



Typical battery life expectancy at high temperatures

Saft : batteries Sunica Plus NiCd pour applications EnR

Technologies Lithium : une grande variété

Classification

- selon les cathodes (« positives ») :
  - LCO : $LiCoO_2$
  - NCA : $Li(NiCoAl)O_2$,
  - NMC : $LiNi_{1/3}Mn_{1/3}Co_{1/3}O_2$,
  - LFP : $LiFePO_4$,
  - LMO : $LiMn_2O_4$ ou $LiNi_{1/2}Mn_{3/2}O_4$
  - LMP : lithium metal polymère

- et les anodes (« négatives ») de deux types :
  - carbone amorphe ou graphite (LiC_6, notées LiC)
  - titanates (LTO) :

cathode	anode	tension (V)	Wh/kg cellule	Wh/kg pack
LCO	LiC_6	3,7	156	**109**
LMO	LiC_6	3,8	136	**96**
NCA	LiC_6	3,6	176	**116**
NMC	LiC_6	3,5	160	**112**
LFP	LiC_6	3,3	139	**97**
LCO	LTO	2,5	81	**54**
LMO	LTO	2,6	75	**50**
NCA	LTO	2,3	83	**55**
NMC	LTO	2,3	79	**53**
LFP	LTO	2,1	68	**45**

Source : EDF R&D S. Lascaud, 2009

Technologie LMP : à part, entièrement solide, pas de risque d'explosion,
Densité d'énergie 100 Wh/kg (en pack),
température de fonctionnement optimale 60 à 80°Cpeu de fabricants
(Batscap, batterie Bluecar : pack 30 kWh et 45 kW-30 s)

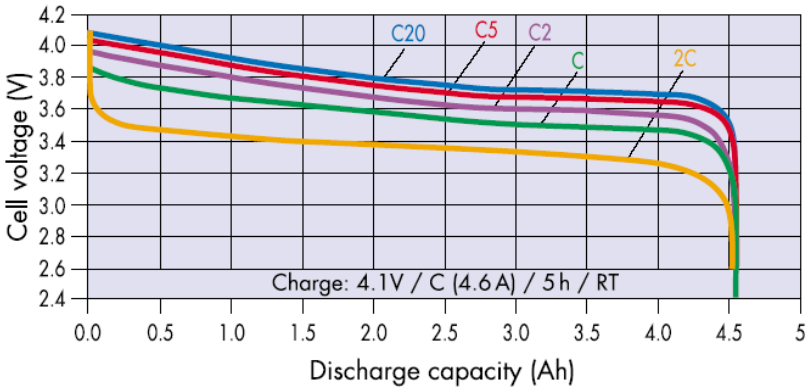
Besoin en matériau : 100 à 400 grammes de lithium métal sont requis par kWh

Technologie électrochimique Lithium-Ion

Electrical characteristics

	MP 174865
Nominal voltage (V)	3.6
Typical capacity at C/2 rate @ 4.1 V, + 20°C (Ah)	4.6
Mechanical characteristics	
Thickness max (mm)	18.5
Width max (mm)	48
Height max (mm)	65
Weight max (g)	125
Volume (cm3)	47.5
Operating temperature	
Charge*	0°C to +50°C
Discharge	-40°C to +60°C

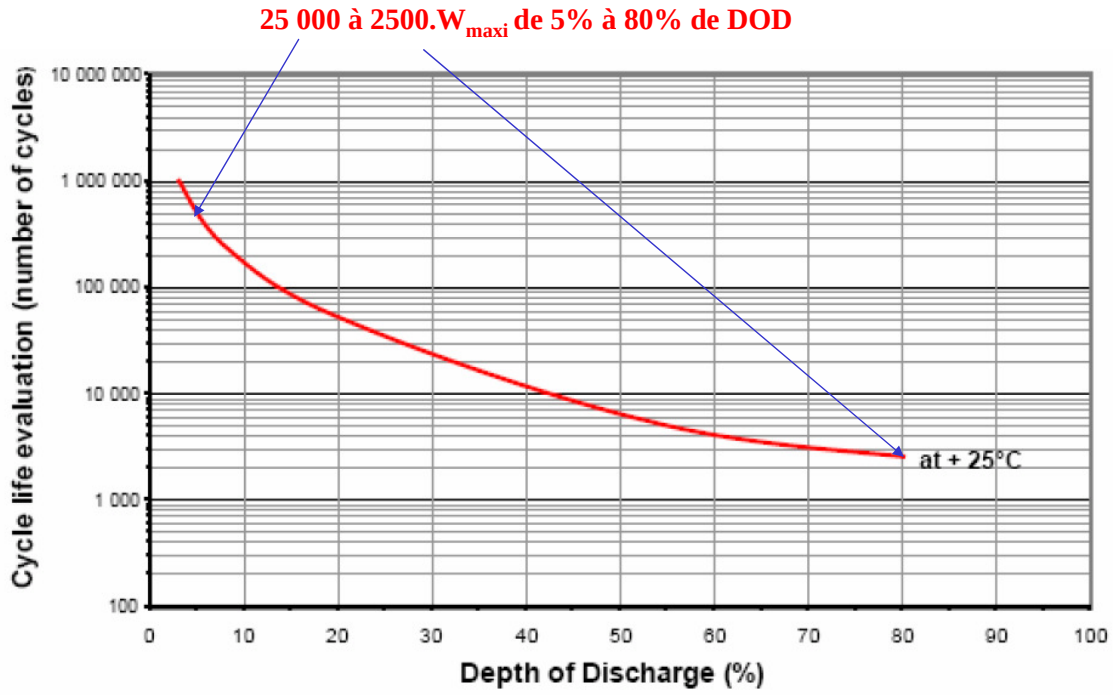
MP 174865 - Discharge vs current



130 Wh/kg en 1h

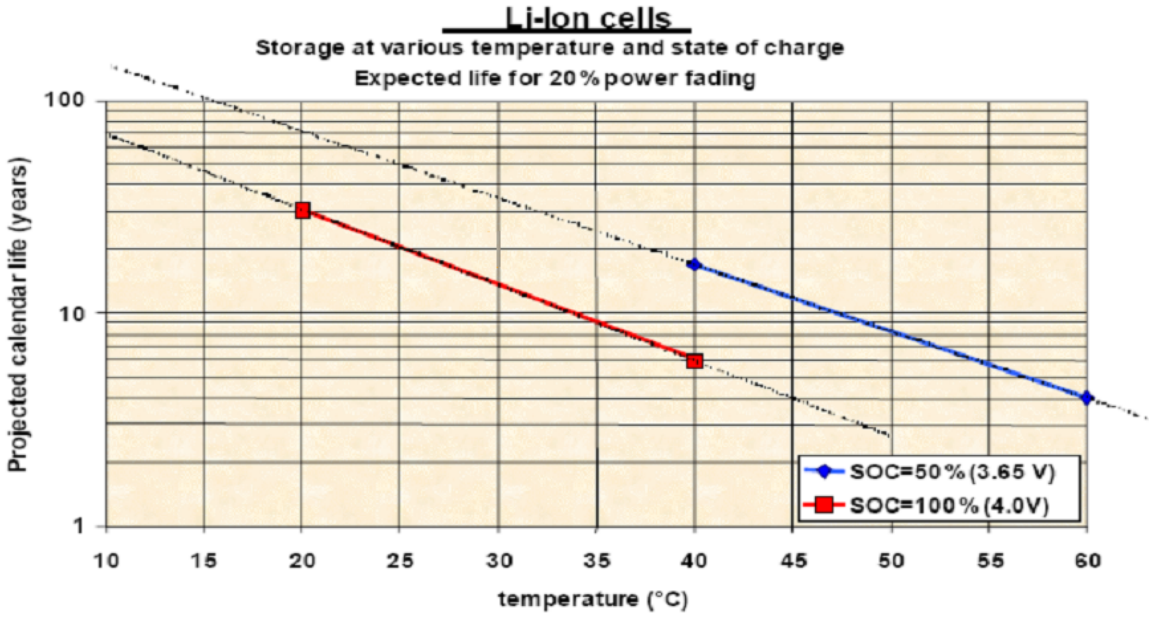
Doc. Saft

Vieillissement en cyclage
technologie Lithium-Ion NCA



Source : Saft

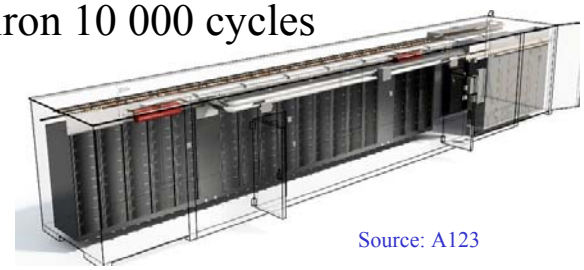
Vieillissement calendaire lithium-Ion NCA SAFT: effets de l'état de charge moyen et de la température



Source : Saft 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference 2010

Batteries Lithium-Fer-Phosphate grande capacité

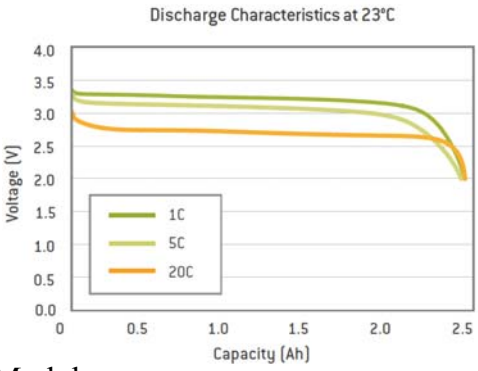
A123
500 kWh – 2 MW – 960 V – 90% – environ 10 000 cycles



Source: A123

Nanophosphate™ cells

2,5 Ah

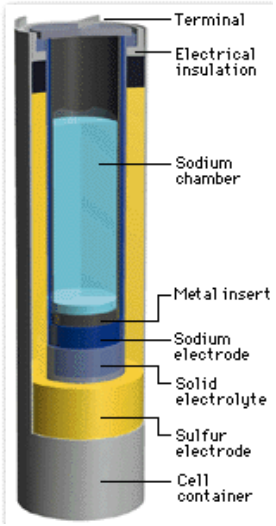


Assemblées en Modules
6 modules par tiroir
8 tiroir par rack
18 racks

12 MW – 3 MWh (AES) Los Andes Chili

Fin 2011 : déjà plus de 35 MW fournis à AES

Technologie électrochimique Sodium Soufre (NaS)



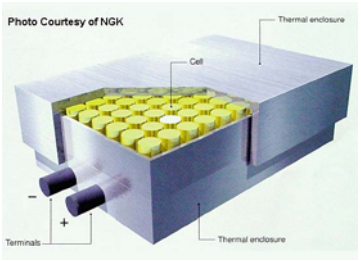
Élément : 2 V
1,12 kWh

300°C
Rendement charge/décharge : 75 %
Vie : 15 ans
2500 cycles à 100% DOD
4500 cycles à 80% DOD

Source: NGK
http://www.ngk.co.jp/

Modèles :
PS (peak shaving)
50 kW - 430 kWh

PQ (power quality)
50 kW permanents 360 kWh
150 ou 250 kW crêtes (30 s par heure)



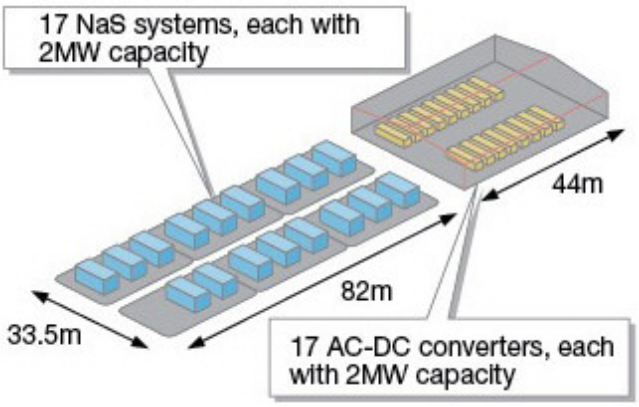
Bloc : 384 éléments série/parallèle
64 ou 128 V
50 kW – 360 ou 430 kWh
Pertes de chauffage : 3,4 kW
Masse : 3500 kg

Charleston American Electric Power (AEP), http://www.technologyreview.com/

Ensemble 2 MW – 12 MWh (40 modules)
L : 10 m (172 tonnes)
(22 m avec transfo et connexion au réseau)
H : 4.7 m
W : 3.6 m

Application dans une ferme éolienne (Futamata Japon 2008)

Lissage de production

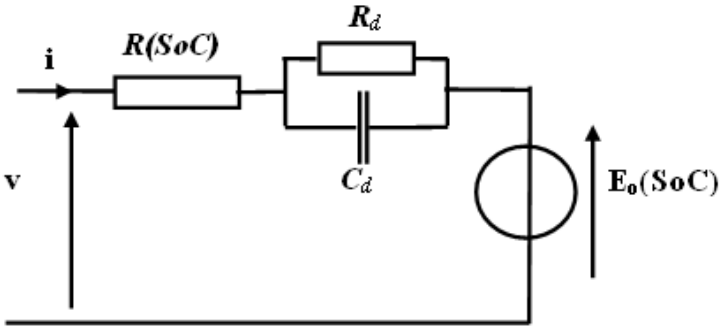


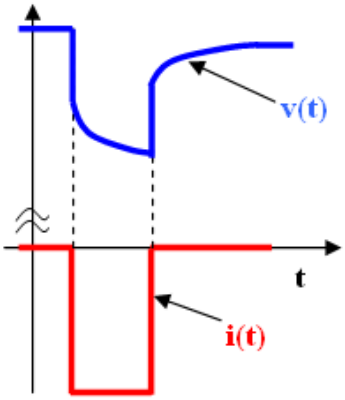
Puissance éolienne : 51 MW
Stockage : 34 MW – 245 MWh (97 M$ ou 70 M€)

Source: NGK
http://www.ngk.co.jp/

Modélisation électrique simplifiée et générique pour les accumulateurs électrochimiques

Réponse à un échelon de courant de décharge :

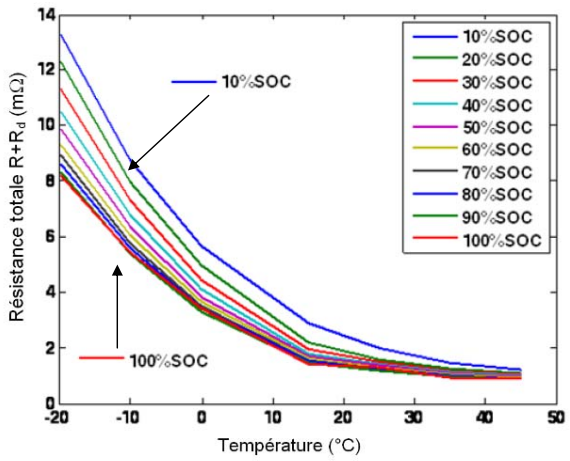




R(SoC) subit des lois fortement non-linéaires avec le SoC, dépendantes du régime (charge ou décharge)

Constante de temps $R_d.C_d$ indépendante de l'échelle de l'ordre de quelques minutes

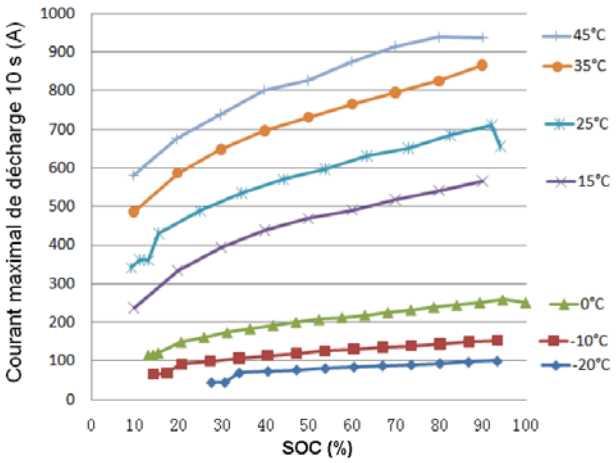
Variations de la résistance interne en fonction de la température et du SoC, cas de la technologie LiFeP



En général, en décharge, la résistance interne (ohmique) est plus élevée :
- à basse température
- à faible état de charge

Source : L. LU "*LiFePO4 battery performances testing and analyzing for BMS*" U.S.-China Workshop, Aug.2011

Influence sur le courant maximal de décharge 10 s



⇒ Limitation de puissance maximale de décharge à froid et à faible état de charge

Batteries électrochimiques : autres expériences à grande échelle…

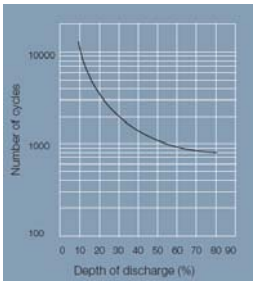
Exemple 1 Plomb-acide
Chino - Californie
Capacité : 40 MWh – 10 MW
Coût :
200 Euros/kWh ou 800 Euros/kW

Source : www.electricitystorage.org

Exemple 2 Nickel-Cadmium (1000 tonnes)
Fairbanks Alaska (2003)
Capacité nominale 18,4 MWh
- 46 MW durant 5 mn (3,8 MWh)
- 27 MW durant 15 mn (6,7 MWh)

Coûts (ramenés à l'énergie maxi ou à la puissance maxi) :
1000 Euros/kWh ou 600 Euros/kW

Sources : ABB et Saft

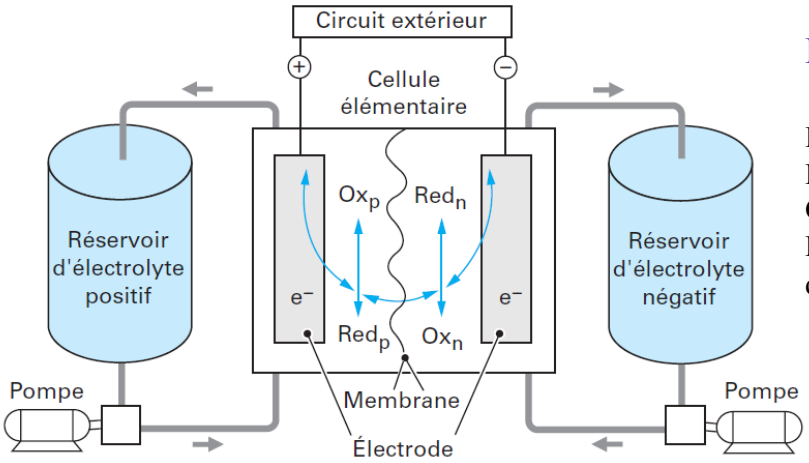


Durée de vie escomptée : 25 ans

Batteries à circulation (Redox flow batteries)

composés chimiques, de stockage de l'énergie, liquides en solution dans l'électrolyte.

Technologies : Vanadium Redox flow Battery (VRB), (électrolyte acide sulfurique)
Polysulfide Bromide battery (PSB) (polybromure, polysulfure)
Sodium-Brome (NaBr)

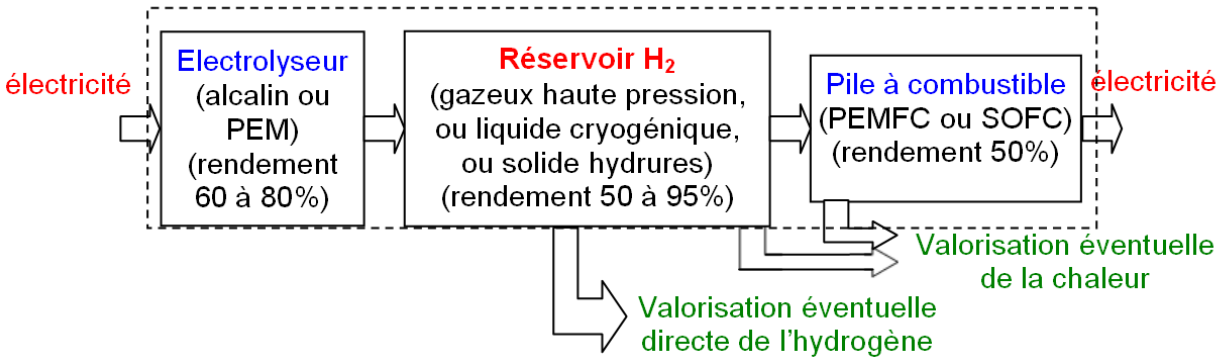


Dissociation énergie/puissance

Energie volumique : 10 à 30 kWh/m^3
Rendement : 70 % à 90%
Capacité : 1 à qq 100 MWh
Puissance : 1 à 10 MW
quelques heures (4 à 8)

Source: J. Alzieu et J. Robert
Techniques de l'Ingénieur D3357, 2007

Stockage via l'hydrogène

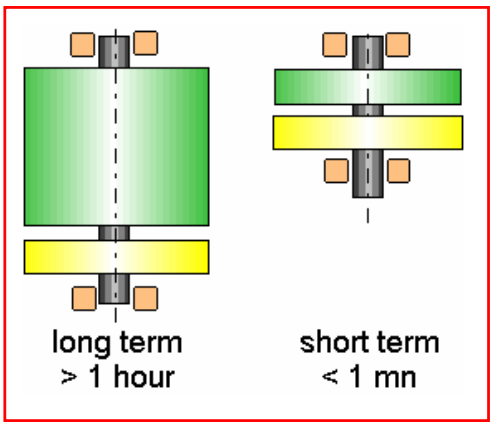


+ convertisseurs électroniques
+ lissage (Supercondensateurs ou batteries électrochimiques…)

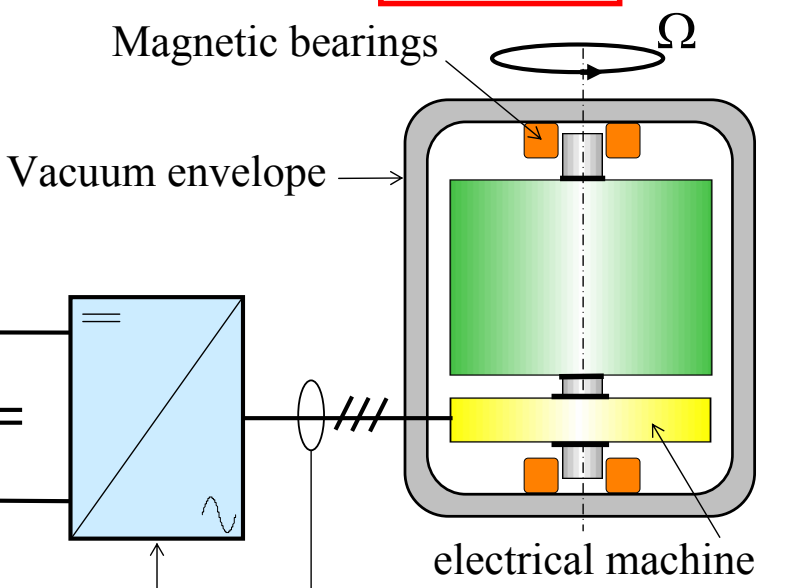
Sans valorisation de l'hydrogène et/ou de la chaleur associée aux pertes de conversion,
le rendement sur cycle est trop faible (20 à 40%)
et la durée de vie de composants trop limitées (qq 1000 h)
pour envisager des coûts compétitifs.

Il semble préférable de valoriser l'hydrogène directement
plutôt que de vouloir en refaire de l'électricité…

Stockage à volant d'inertie (flywheel energy storage)



$$W = \frac{1}{2} J.\Omega^2$$



Bien adapté aux faibles constantes de temps : qq minutes à quelques 10 min

Volants d'inertie : grandes installations

Stephentown (NY) : installation de stabilisation de fréquence (réserve)

Beacon Power : 20 MW (200 unités de 100 kW – 25 kWh) – juillet 2011

Volant fibre carbone 1 tonne
8000 – 16 000 tr/min

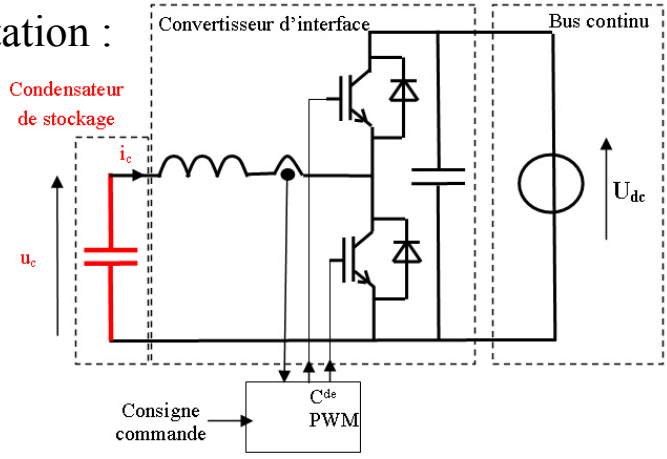
Source: www.beaconpower.com

Super-condensateurs

Doc. Maxwell

La tension varie avec l'état énergétique $W_c = \frac{1}{2} C.U_c^2$

nécessité d'un convertisseur d'adaptation :

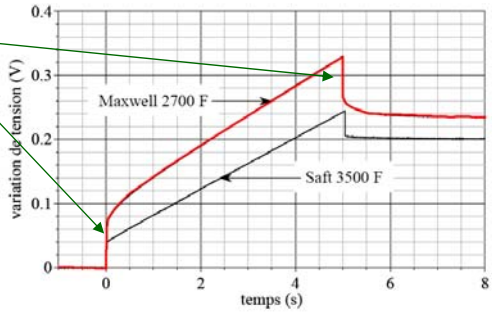


Pour une exploitation de 90%
de l'énergie maximale stockée :
tension mini = 1/3 de U_{cmax}

Alors pour exploiter P_{max} :
Nécessité d'un surdimensionnement en courant d'un facteur 3.

Exemples de
caractéristiques énergétiques de supercondensateurs

$\Delta V < 100$ mV pour $I_M = 100$ A $\Rightarrow$ $R_s < 1$ mΩ



Réponses de deux composants de puissance à un créneau de courant (100 A, 5 s,

élément PC2500

capacité	: 2500 F
résistance DC	: 1 mΩ
courant	: 625 A
énergie spécifique	: 3,2 Wh/kg
puissance spécifique	: 2,2 kW/kg
masse	: 0,725 kg
volume	: 0,6 l
dimensions (mm)	: 61,5 * 61,5 * 161

Source: HDR S. RAEL, GREEN 2005

Durée de vie fonction de la température et de la tension:

Fin de vie si :

ESR : x 2

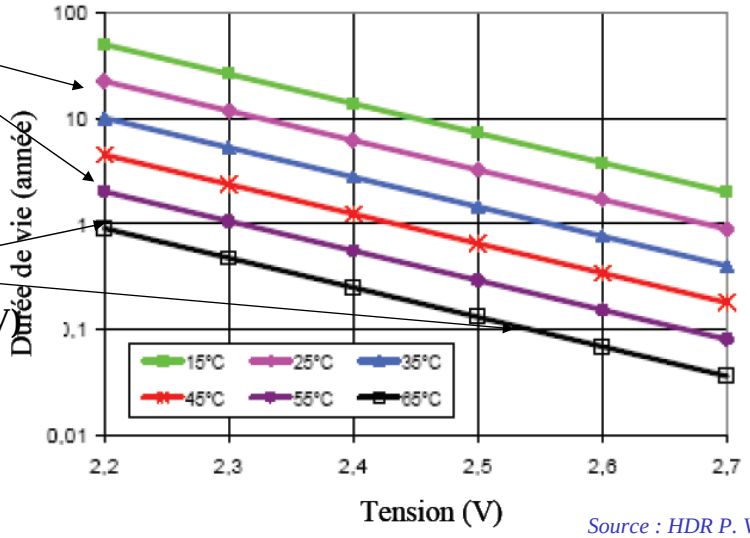
capacité : 80%

$$t_d(T,V) = A.exp\left[\frac{E_a}{k.T} + B.V\right]$$

Exemple technologie Ultracaps EPCOS

+ 30°C (25 à 55°C)
⇒Durée de vie 1/10
(divisée par 2 tous les 9°C)

+ 0,3 V (2,2 à 2,54 V)
⇒Durée de vie 1/10
(divisée par 2 tous les 100 mV)

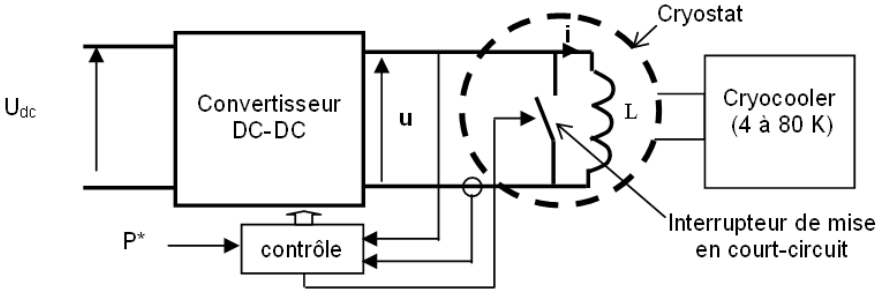


Source : HDR P. Venet 2007

Inductances supraconductrices :

(SMES Superconductor Magnetic Energy Storage)
adaptées à des charges/décharges très rapides (quelques secondes)

Le courant varie avec l'état énergétique : $E_L = \frac{1}{2} L.I^2$



ACCEL Instruments GmbH www.accel.de
2 MJ (0,5 kWh) – 200 kW (t = 10 s)
Supra LTC NbTi – 4,5 K

Applications actuelles : surtout destinées à l'alimentation
des lanceurs électromagnétiques, tentatives d'applications réseaux

Bilan comparatif (ordres de grandeurs) 1/2

	Densité énergie/ puissance	« Constante de temps »	Nombre de cycles profonds/ durée de vie	Coût d'investis-sement	Rendement sur cycle	Degré de maturité *
Hydraulique gravitaire	(réservoir) 270 Wh/ m^3/(100 m)	1h à 100h	> 50 ans	0,5 à 1,5 €/W	60 à 85%	A
Magnétique supracon-ducteur	qq Wh/kg	qq s. à qq min	~ 20 ans	1 s : ~ 0,3 €/W 30 s : ~ 6 €/W	90 à 95%	C
Volant inertie	qq Wh/kg	qq 10 s à 1 h	10^5 à 10^6 ~ 20 ans	20 s : 50 €/Wh ou 0,25 €/W 15 min : 10 €/Wh ou 2 €/W	90 à 95%	B
Hydro-pneumatique	qq 10 Wh/dm^3	qq h à qq 10h	?	~ 1 €/W	60 à 75%	C
Air comprimé caverne adiabatique	(caverne) 10 Wh/dm^3 (200 bars)	1h à qq 10 h	?	0,6 à 1,2 €/W	~ 70%	D+
Thermody-namique haute temp.	(réservoirs) ~ 250 Wh/dm^3	qq 10 h	?	~ 0,5 €/W ?	~ 70%	D-

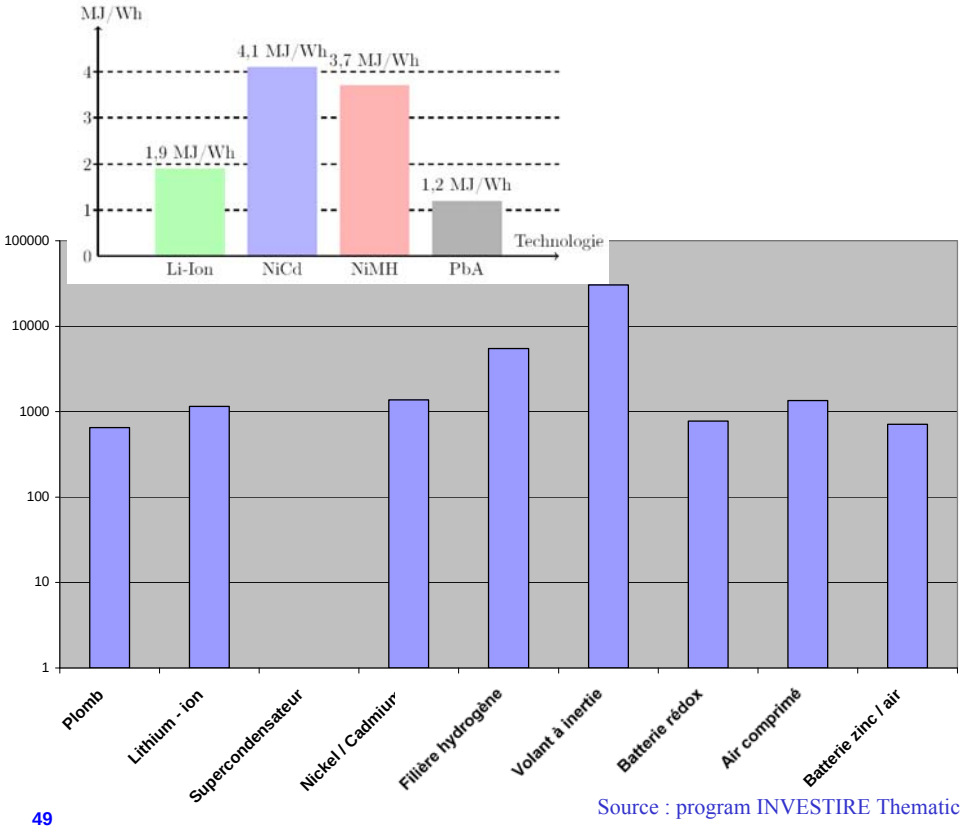
Source: B. Multon et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur BE8100 2013

Bilan comparatif (ordres de grandeurs) 2/2

	Densité énergie/ puissance	« Constante de temps »	Nombre de cycles profonds/ durée de vie	Coût d'investis-sement	Rendement sur cycle	Degré de maturité *
Electrochimique Plomb-acide	20 à 30 Wh/kg	10 min à qq 10 h	500 à 4000 ou 7 à 15 ans	0,2 €/Wh + 0,8 €/W	~ 70%	A
Electrochimique Nickel	40 à 60 Wh/kg	qq min à qq h	qq 1000 ou 20 ans	1 €/Wh ou 0,8 €/W	~ 70%	A
Electrochimique Lithium	70 à 140 Wh/kg	qq min à qq h	qq 1000 à 10 000 ou 20 ans	0,5 à 1 €/Wh + 0,8 €/W	~ 80% à 85%	A/B
Electrochimique NaS	70 Wh/kg	qq h	~ 5000 30 ans	0,3 €/Wh + 0,8 €/W	~ 75%	B
Batteries à circulation	(réservoirs) ~ 15 à 40 Wh/kg	qq h	~ 15 ans	0,1 à 0,4 €/Wh + 0,4 €/W	~ 75% à 80%	C
Hydrogène	~ 500 Wh/kg	qq h à qq 10h	5 à 10 ans	?	~ 20 à 40%	C
Supercon-densateurs	~ 5 Wh/kg	qq s à qq min	10^5 à 10^6 ~ 15 ans	15 €/Wh + 0,7 €/W	~ 85% à 95%	B

Source: B. Multon et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur BE8100 2013

Coût énergétique de fabrication : MJ par kWh stockables (énergie grise)



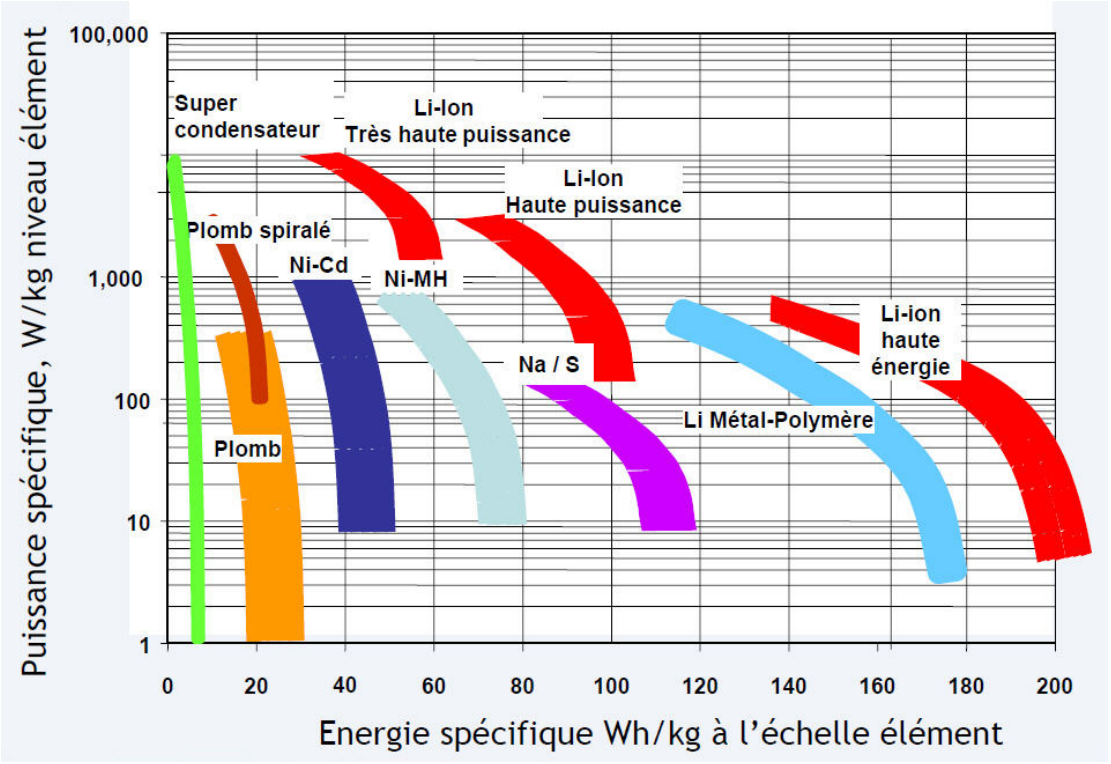
1000 MJ/kWh
=
280 kWh/kWh

Le stockage est très coûteux dans une ACV

Source : program INVESTIRE Thematic Network

Critères de comparaison

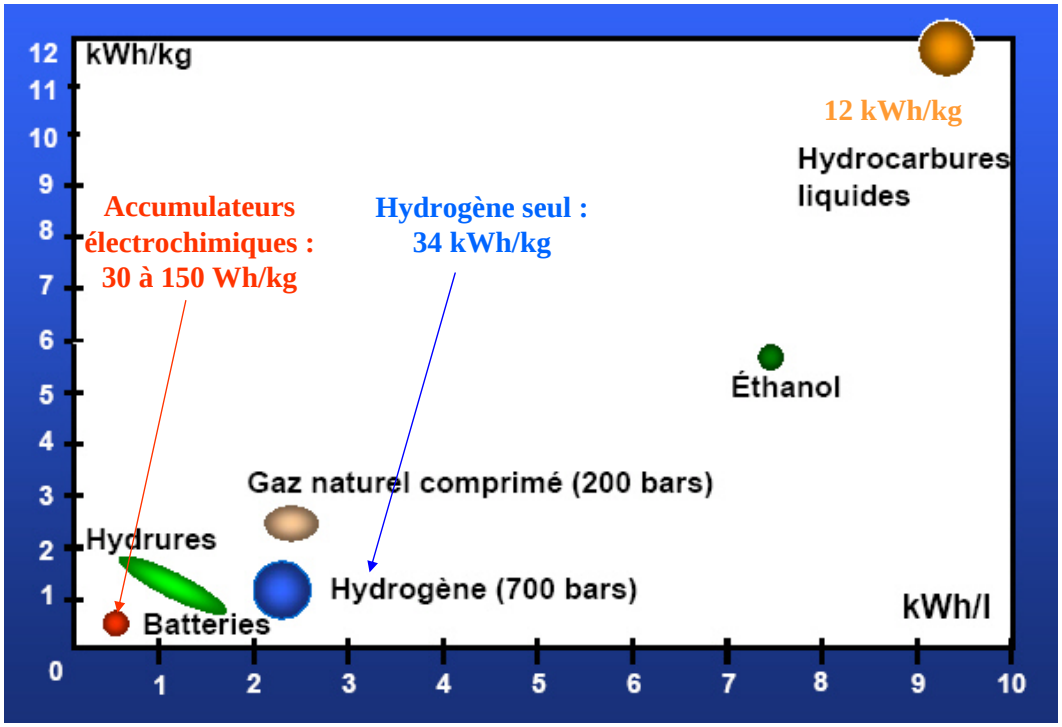
Puissance et énergie massiques : diagramme de Ragone



Source : Saft
A. De Guibert
Colloque IFP
janv. 2010

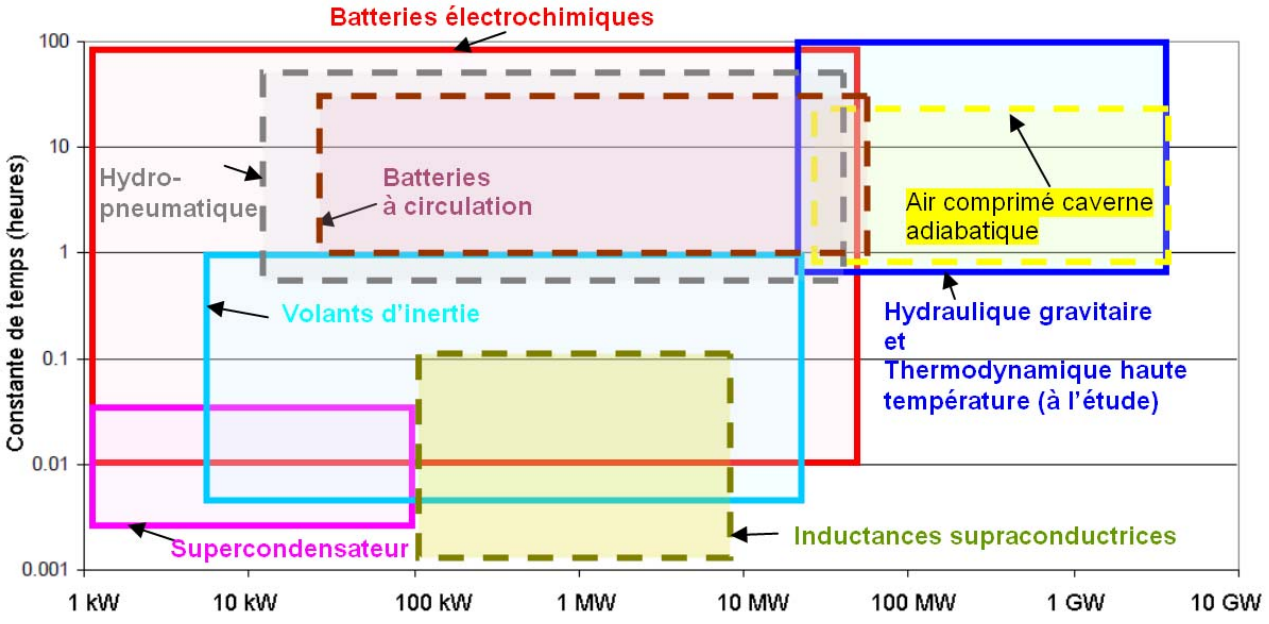
Critères de comparaison :

Energie massique et volumique de différents moyens de stockage



Source : A. Rojey IFP, ECRIN 2006

Domaines d'application des technologies, dans le plan « constante de temps » - puissance

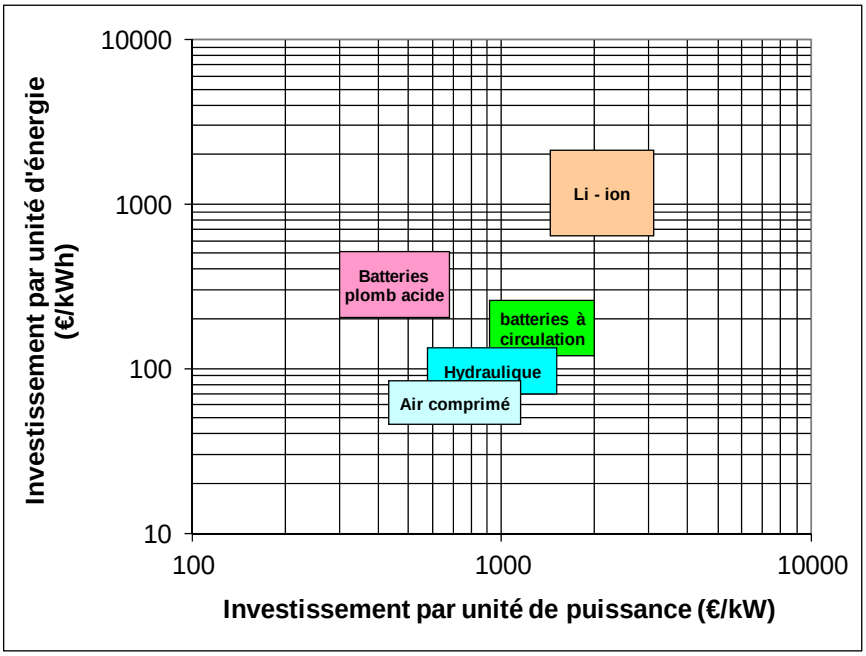


en pointillés : les systèmes peu développés ou en cours de développement

Source: B. Multon et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur BE8100 (à paraître)

Critères de comparaison :

Coût d'investissement du kWh stocké
ou du kW (cas d'un dimensionnement en puissance)



de 40 à 2000 €/kWh

Exemple Pb-acide
avec 150 €/kWh et 1000 cycles
0,15 €/kWh !

de 300 à 3000 €/kW

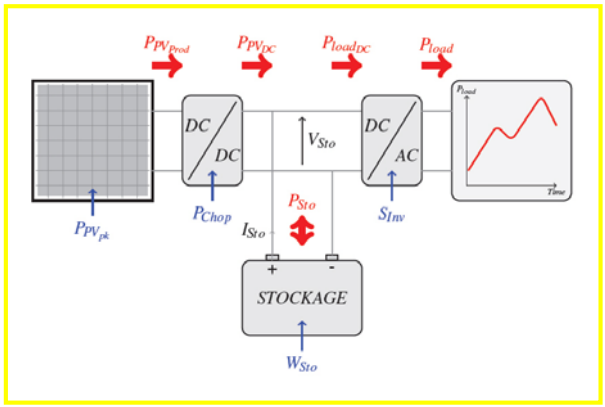
Source : Jacques RUER, SAIPEM, ECRIN

Influence du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome :

utilisation d'un critère plus objectif que le critère économique :
l'énergie primaire consommée
sur l'ensemble du cycle de vie

Optimisation de la gestion d'énergie pour minimiser le coût énergétique global sur cycle de vie

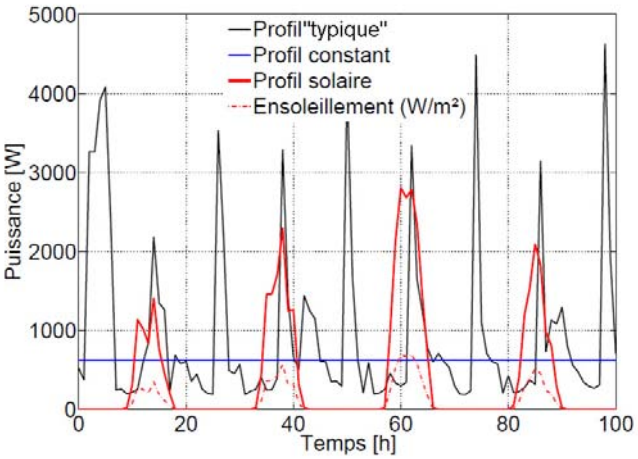
Système autonome photovoltaïque :



Thèse Yaël THIAUX (2010) - SATIE

Etude de l'impact du profil temporel de consommation sur le coût énergétique global :

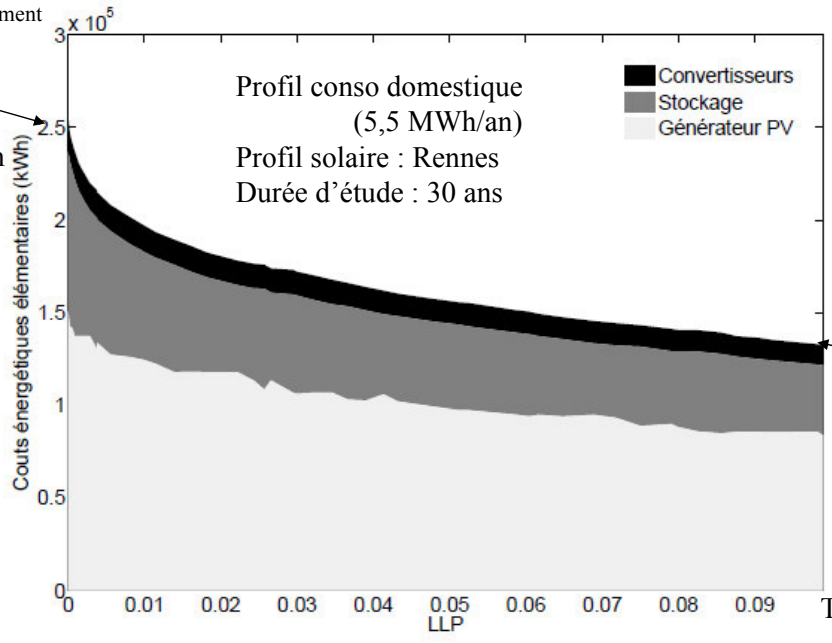
(pour 164 MWh_e sur 30 ans)



Système photovoltaïque autonome avec batteries et onduleur, influence du délestage de consommation

GER = Global Energy Requirement

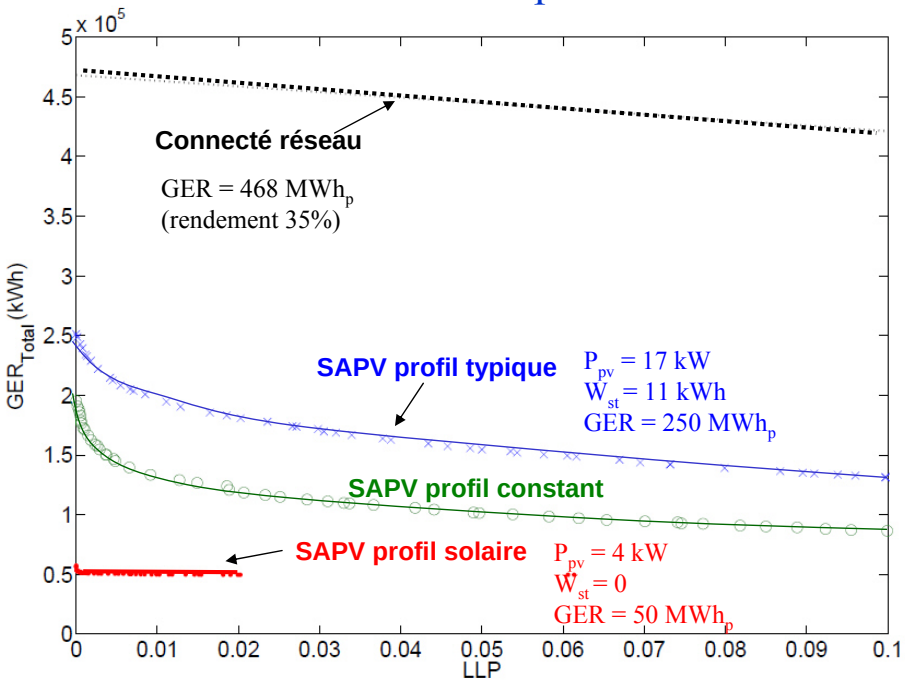
P_{pv} = 17 kW
W_{st} = 11 kWh
GER = 250 MWh



P_{pv} = 10 kW
W_{st} = 3 kWh
GER = 130 MWh

Taux de délestage

Système photovoltaïque autonome avec batteries, influence du profil de consommation

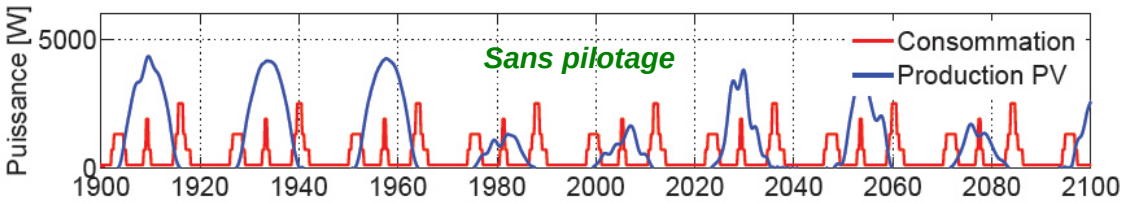


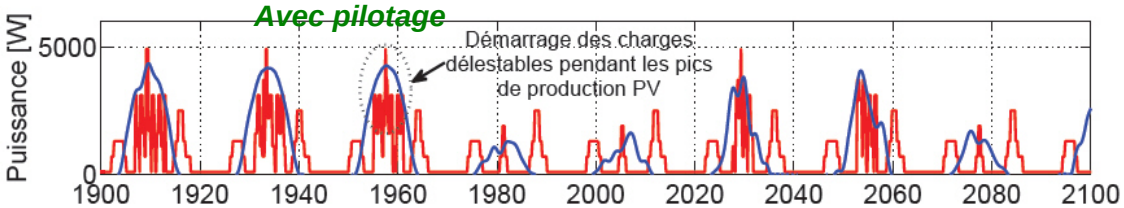
GER =
Global Energy Requirement

Optimisation temps réel de la gestion d'énergie pour minimiser le coût énergétique global sur cycle de vie

Système de pilotage des charges « non prioritaires »

Améliore la corrélation du profil de consommation au profil de productible solaire





+ évaluation du potentiel de la technologie lithium-ion

➡ Amélioration sensible sur l'ensemble du cycle de vie, par rapport à la techno Plomb-acide

Thèse Yaël THIAUX (2010) - SATIE

Quelques références :

Stockage d'énergie pour la production décentralisée d'électricité

B. MULTON, J. AUBRY, P. HAESSIG, H. BEN AHMED, « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur, BE8100, 2013.
A. MARQUET, C. LEVILLAIN, A. DAVRIU, S. LAURENT, P. JAUD, « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », Technique de l'ingénieur D4030 5-1998.
EUROPEAN COMMISSION, Community Research Report, « Energy storage - A key technology for decentralised power, power quality and clean transport » Report European Communities EUR 19978, 2001.
ENIRDGnet « D5 :Technical assessment of DG-Technologies and tendencies of technical development », Janvier 2004.
T. DEVRIES, J. McDOWALL, N. UMBRICHT, G. LINHOFER, « Cold Storage : Battery energy storage system for Golden Valley Electric Association » ABB Revue 1-2004, pp38-43.
B. MULTON, J. RUER, « Stocker l'électricité :oui, c'est indispensable et c'est possible. Pourquoi, où, comment ? », Publication ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, avril 2003, téléchargeable : http://www.ecrin.asso.fr/energies/
B. MULTON, G. ROBIN, E. ERAMBERT, H. BEN AHMED, « Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires », Colloque Energie électrique : besoins, enjeux, technologies et applications, Belfort, 18 juin 2004, pp.64-77.
C. SAUDEMONT, L. LECLERCQ, B. ROBYNS, G. CIMUCA, M. RADULESCU, « *Développement d'un émulateur Temps Réel d'un Système de Génération Eolienne Associé à un Stockage Inertiel d'Energie* », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
F. ABOU CHACRA, P. BASTARD, G.FLEURY, R. CLAVREUL, « *Optimisation MultiObjectifs du Stockage d'Energie dans un Poste Source HTB-HTA* », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
G. ROBIN, O. GERGAUD, N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, « *Problématique du stockage d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau* , Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, C. KERZREHO, J. DELAMARE, F. FAURE, "*Flywheel energy storage systems in hybrid and distributed electricity generation*", Congrès PCIM, Nürnberg, may 2003.

Quelques Thèses de doctorat ENS

N. BERNARD, « Conception, dimensionnement et commande d'un moteur-générateur de type synchrone à excitation homopolaire, à bobinages dans l'entrefer, pour accumulateur électromécanique d'énergie », thèse LESiR ENS de Cachan, Antenne de Bretagne, 17 décembre 2001, https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00448106/document
C. KERZREHO, « Conception et optimisation d'une batterie électromécanique à ensemble volant d'inertie-convertisseur électromécanique intégré », thèse LMT ENS de Cachan, Antenne de Bretagne, 8 janvier 2002.
O. GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse ENS Cachan, 9 décembre 2002, https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00439079/document
Y. THIAUX, « Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques hybrides. », Thèse SATIE ENS de Cachan, Antenne de Bretagne, 8 juillet 2010, https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00502428/document
P. HAESSIG, « Dimensionnement & gestion d'un stockage d'énergie pour l'atténuation des incertitudes de production éolienne. », Thèse SATIE – EDF, 17 juillet 2014, http://www.theses.fr/2014DENS0030.pdf

© Ecole Normale Supérieure de Rennes, xxx *2016*

ISBN : xxxxxxxxxxx