Pour PNC – 900 TWh – 80 GW nucléaire

La consommation finale — **consommation annuelle avant effacmt**

profil horaire : 1 ; comme en 2013 / 2: comme en 2012 / 3 : comme l'ADEME / 4 ou 5 : autre. Cf. chroniques

La conso **hors excédents et avant effacement** pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant

Pertes en ligne

Consommation finale	**700**	
Pourcentage de nucléaire	**64,58 %**	

La consommation

	700,0	TWh
4		
	80,0	TWh
7 %		
		Pour hydrogène et export TWh

Si en K29 : 4	TWh
pour chauffage	**120**
autre	580
6 mois chauds	6 mois frais
337,6	442,4
Pour hydrogène et export TWh	151

Avant les pertes en ligne	TWh
avant effacement et excédents	834,6
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	85,6
Consommation et export des excédents	88,6
Effacements	12,4
Total avant les pertes en ligne	**910,7**
max horaire en GWh - avant effacement	**180**

La production et le stockage

Les moyens de production

		Nucléaire	Eolien	solaire	hydro		thermique renouvelable		Foss.en base
Nucléaire			sur terre		**fleuve, mer**	**montagne**	**biomasse**	**biogaz**	cogénér
taux de disponibilité		GW	GW	GW	TWh	TWh	TWh		TWh
moyen	0,85	**80,00**	**20,0**	**50**	36,0	16,0	0	20	0
maximum	0,9		en mer	sur toiture			dont en base		
flexibilité du nucléaire	% par heure		**33,0**	**20 %**			0		
max augm de puiss	30 %	h/an sur terre	2200	heures par an			P max GW		
max diinin de puiss	30 %	h/an en mer	3900	1200	GW	GW	0,0		
minimum GW	**10**	minim garanti :	0,5%		3,26	7	0		0

Limites d'accès au réseau d'éolien et photovoltaïque

Pour en tenir compte taper 1 ; sinon : 2 — **2**

Inertie minimum des moyens de production
nucléaire, hydraulique, biomasse et gaz

en l'absence d'apport d'inertie : GW — **39**

Diminution de cette limite minimale grâce à l'inertie de machines tournantes qui ne produisent pas — en GW — **0**

pertes — 2 %

pertes TWh — 0,0

Pour que la fourniture d'électricité réponde exactement à la demande

	déplacmt de conso	batteries	STEP	
capacité exprimée en GWh restitué	30	25	90	
rendement : déstock/stock	1	0,8	0,7	puiss, max
en stock au 1er janvier GWh	15	25	90	GW
temps de charge - heures	2	1	8	51
temps de décharge heures	2	1	18	45
puiss garantie par déplacmt de conso et batteries	**20**		5	

électrolyse et méthanation procédé P2P

capacité en GW entrant	**0,0**	
rendement avec des TAC	0,16	rendement
avec CCG	0,26	0,250

Capacité des TAC

Opt 1(calculée) ou 2 (choisie)	**1**	cap TAC GW
si 2 cap de pointe : TAC	20	28,3

L'effacement définitif : délestage

puissance effaçable GW

Chauffage, Industrie, Transp		Pour hydrogène en base
été	hiver	**10,0**
0	**10**	

ajustement de la capacité ex gaz

-5,0 GW

marge 10 GW

les coûts - pour éolien et photovoltaïque voir une "banque des coûts" sur une autre feuille

	nucléaire	éolien sur terre	éolien en mer	PV sur sol	PV sur toit toit	méthanation	à partir de gaz CCG	pointe	Thermiques EnR	Apport d'inertie	déplacement de consomm	Batteries	STEP outre 90GW
investissement €/kW	5500	1350	3160	630	955	1600	900	400	2510	200	15	100	100
durée de vie années	60	25	25	25	25	25	20	20	30	20	15	12,5	
frais fixes ann. €/kW/an	110	40	100	15	30	30	40	30	80			2	
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	0	80	200	80	Réseau outre 30 GW éol & PV		500	€/kW
euros/MWh	59,6	59,6	80,3	47,9	78,7								

Valorisation des excéd hors électrolyse

euro/MWh — 20

prix du gaz €/MWh

fossile — 40

biogaz — 100

Le coût du CO2

€/tCO2 — 100

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités

	hydraulique th. non foss TWh	éolien et PV TWh	nucléaire TWh	dplcmt conso déstockage TWh	production à partir de gaz de méth TWh	**gaz fossile** et import TWh	**total gaz** TWh
potentiel de production	72,0	232,8	595,7				
consommé directement	72,0	231,7	491,2	12,76	0,0	**14,52**	34,52
excédent à consommer ou écrêter		1,1	104,4	*prod excéd gaz*	*0,00*		
mis en stock et déplacement de conso		0,3	16,1		Puiss.garantie	**107,5**	GW
consommé par l'électrolyseur		0,0	0,0		**cap. de prod, ex gaz et fioul**	**GW**	**47,1**
pour autre chose ou non valorisé	0,0	**89,2**			dont CCG	GW	18,9
dont		0,8	88,4		dont moyens de pointe		28,3
effacement définitif TWh	12,42						

pour électrolyse	**25**	GW	% nucléaire	dans consomm	64,6%
hors syst.électr.	**75,7**	TWh	prod nucl	595,1	TWh
export. ou autre	22	GW	nbr d'h où l'aumentat de puiss nucl. en 1 h		
	12,87	TWh	est sup. à GW	5	19

Production d'hydrogène

Capac. totale d'électrol GW	33,9	Product
Conso d'électricité TWh/an	**144,5**	Mt/an
Capacité de stockage Mt	0,54	2,981

Les dépenses

taux d'actualisation — **4,50 %**

production d'électricité (hors hydraulique) et stockage, hors réseau

sans CO2	**60265**	M€/an	**avec CO2**	60990	M€/an
	84,2	€/MWh		85,23	€/MWh
valorisation nette des excédents hors électrolyse				142	M€/an

Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.

sans CO2	60123	M€/an	avec CO2	60848	M€/an
	84,0	€/MWh		85,0	€/MWh

Hors réseau	**Electricité et hydrog**	65349	**M€/an**
	Investissement total hors réseau	667,7	milliards
pm.	surcoût de réseau (transp. et distrib.) dû à l'intermittence	1984	M€/an

Max déstockage et moyens pilotables hors nucl	82,6	GW
besoin de capacité de production pilotable ex gaz	**37,6**	GW

5000	Eoliennes
739	km2 de panneaux PV

Les dépenses

	nucléaire	éolien	Photovolt.	therm EnR	Therm Foss de base	déplacement de conso	batteries et Steps	Electrol. et méthanation	production ex gaz CCG	extrême pointe	Apport d'inertie	Total
	34686	**12953**	**3244**	**0**	**0**	**42**	**266**	**0**	**7129**	**1945**	**0**	60265