Etude sur les marchés "France" et "Allemagne" ou "France-Allemagne"

un marché "français"

La consommation

La consommation finale			**consommation annuelle avant effacmt**				**488,0**				
profil horaire : 1 : 2013 / 2 : 2012 / 3 : ADEME / 4 ADEME modifié / ou 5			si 5 tapez aussi 14,15,16,ou 19		**1**			TWh			
La conso **hors excédents et avant effacement** pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant							**0,0**	TWh	6 mois chauds	6 mois frais	
Vent : si 1, comme 2012 ou 2013 ;		si 2 choisir aussi 14, 15, 16 ou 19		**1**		Pertes en ligne	7 %		206,8	281,2	
soleil 1,2 ou 3	**1**		**Consommation finale**		**488**			Pour hydrogène TWh		62,34	
			Pourcentage de nucléaire		**69,95 %**						

Avant les pertes en ligne	TWh
avant effacement, consommation finale	522,2
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	0
avant effacement, hors excédent	522,2
Total avant les pertes en ligne	**594,0**
max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt	**97,7**

La production et le stockage

Les moyens de production

		Nucléaire	Charbon	Eolien	solaire	hydro		thermique renouvelable		Foss.en base
Nucléaire				sur terre		fleuve, mer	montagne	biomasse	biométhane	cogén fossile
taux de disponibilité		GW		GW	GW	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
moyen	0,80	**60,00**	**0**	**19,0**	**30**	43,0	18,0	6	10	10
maximum	0,9			en mer	sur toiture			dont en base		
flexibilité du nucléaire	% par heure			**3,0**	**50 %**			6		
max augm de puiss	50 %		h/an sur terre	2200	heures par an					therm base
max diinin de puiss	50 %		h/an en mer	3900	1100	GW	GW	0,7		GW
minimum GW	**0**		minim garanti :	1,0%		3,90	3	**1,4**		3,6

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	**50**
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

0 ourniture d'électricité réponde exactement à la demande

	déplacmt de conso	batteries	STEP	Flexibilité hydraulique	Total selon SimelSP3
capacité exprimée en GWh restitué	30	5,0	90	20	**146,3**
rendement : déstock/stock	1	0,8	0,7	0,7	puiss, max
en stock au 1er janvier GWh	15	5	90		GW
puissance de conso anticipée ou de charge GW	6	3,0	4,5	4,0	17,5
puissance de conso différée ou de décharge GW	6	3,0	4,5	4,0	17,5
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexblit de l'hydro et stockage					**11,80**

électrolyse et méthanation procédé P2P

capacité en GW entrant	**0,0**	
rendement avec des TAC	0,16	rendement
cap en GW avec CCG	0,26	0,249

Capacité des TAC

opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	**2**	cap TAC GW
si 2 cap de pointe : TAC	11,00	11,00

L'effacement définitif : délestage

puissance effaçable GW		
Chauffage, Industrie, Transp		Pour hydrogène en base
été	hiver	**0,0**
0	**0**	payé € / MWh 300

Marge ou, en -, défaut de puissance

GW		heures défaill
	8,80	0

20

Hors CO2	**nucléaire**	Charbon	**éolien sur terre**	**éolien en mer**	**PV sur sol**	**PV sur toit toit**	**méthanation**	**à partir de gaz CCG**	**pointe**	**Thermiques Biomasse**	**Apport d'inertie**	**déplacement de consomm**	**Batteries**	**STEP**
investiss €/kW	6000	2000	1100	4000	630	1100	1600	900	400	2510	200	15	150	100
durée de v ans	60	30	25	25	25	25	25	20	20	30	20	15	12,5	100
frais f ann. €/kW/ar	110	40	40	100	15	30	30	40	30	80			2	
frais var €/MWh	9	75,00	0	0	0	0	0	154	231	80				
euros/MWh	66,2	#DIV/0!	51,9	94,8	52,3	94,7								

Distrib. outre 30 GW éol & PV	500	€/kW

Valorisation des excéd

hors électrolyse	
euro/MWh	20
prix du combust €/MWh	
charbon	30
gaz fossile	60
biométhane	100
Le coût du CO2	
€/tCO2	80

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités

	hydraulique th. non fossile TWh	éolien et PV TWh	nucléaire TWh	dplcmt conso déstockage TWh	production à partir de gaz de méth TWh	**fossile** et import TWh	**Total gaz et charb** TWh
potentiel de production	77,0	86,5	420,5				
consommé directement	77,0	86,5	341,5	3,4	0,0	**13,74**	23,74
excédent à consommer ou écrêter		0,0	79,0	*prod excéd gaz*	*0,00*		
mis en stock et déplacement de conso		0,0	4,4				
consommé par l'électrolyseur		0,0	0,0				
pour autre chose ou non valorisé	0,0	**74,5**					
dont		0,0	74,5				
effacement définitif TWh	0,00						

GW	Puiss.garantie	**77,9**	GW	
	cap. de prod, ex gaz et importt.	GW	**24,67**	
	dont CCG	GW	13,7	
	dont moyens de pointe		11,0	
p.m besoins sans vent	GW	19,8		

pour électrolyse	**17**	GW	
hors syst.électr.	**66,7**	TWh	
export. ou autre	5	GW	
	5,11	TWh	

% nucléaire	dans consomm		70,0%
prod nucl	417,8	TWh	
nbr d'h où l'aumentat de puiss nucl. en 1 h			
est sup. à GW	3		57

Production d'hydrogène

Capac. totale d'électrol GW	17,0	Product
Conso d'électricité TWh/an	**62,3**	Mt/an
Capacité de stockage Mt	0,43	1,286

4750	Eoliennes
427	km2 de panneaux PV

Les dépenses

taux d'actualisation	**4,50 %**			
production d'électricité (hors hydraulique) et stockage				
sans CO2	**41349**	M€/an	**avec CO2**	41517 M€/an
	96,8	€/MWh		97,23 €/MWh
valorisation nette des excédents hors électrolyse				56 M€/an
Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.				
sans CO2	41292	M€/an	avec CO2	41461 M€/an
	83,6	€/MWh		84,0 €/MWh
effcmt défintf	0	M€/an		
Mt CO2 : 2,1		**Electricité et hydrog**		43863 **M€/an**
		Investissement total		455,6 milliards
pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence				598 M€/an
Max déstockage et moyens pilotables hors nucl y:c défaut				29,1 GW
besoin de capacité de production pilotable ex gaz				**15,9** GW

Les dépenses

	nucléaire	Charbon	éolien	Photovolt.	therm biomasse	Therm Foss de base	déplacement de conso	batteries et Steps	Electrol. et méthanation	production ex gaz CCG	extrême pointe	Apport d'inertie	Total
	27157	**0**	**3279**	**2425**	**862**	**1921**	**42**	**80**	**0**	**4590**	**992**	**0**	41349