

conso et export : 930 TWh dont 150 TWh pour hydrogène ; 94 GW nucl

**La consommation**

**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

profil hor de l'activ éolienne : 1 (2013) ; ou 2 (2012) ou 5 (autre)

Consommation finale	700
Pourcentage de nucléaire	73,96 %

**La production et le stockage**

**Les moyens de production**

<b>Nucléaire</b>	
taux de disponibilité	moyen 0,85
	maximum 0,9
flexibilité de la prod nuc direct pour conso	% par heure
maximum de l'augment. de puissance en une heure	20 %
maximum de la dimin. de puissance en une heure	20 %
minimum	0

Nucléaire	Eolien	solaire	hydro	thermique renouvelable	Foss.en base
sur terre	sur terre		fleuve, mer	biomasse	cogénération
GW	GW	GW	TWh	TWh	TWh
94,00	20,0	40	36,0	10	20
	en mer	sur toiture	montagne	biogaz	
			TWh		
				dont en base	
				8	
	h/an sur terre	heures par an		P max GW	
	2200			2,26	
	h/an en mer		GW	2,45	
	3900		3		0
minim garanti :	1,0%		5,77		

<b>Avant les pertes en ligne</b>		TWh
avant effacement, conso finale		749,0
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base		82,39
avant effacement, hors excédent		831,4
<b>Total avant pertes en l. y/c exp</b>		<b>932,5</b>
max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt		150

<b>Limites d'accès au réseau d'éol et photov</b>	
Pour en tenir compte 1 ; sinon : 2	2

<b>Inertie minimum des moyens de production</b>		
nucléaire, hydraulique, biomasse et gaz		
sans 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	Flexibilité hydraulique	selon SimeI SP3 il faut
capacité exprimée en GWh restitué	20	10,0	90	150	292,6
rendement : déstock/stock en stock au 1er janvier GWh	1	0,9	0,7	0,8	puiss, max
	10	10	90	150	GW
puissance de conso anticipée ou de charge	3	9	4,5	7	23,5
puissance de conso différée ou de décharge	3	9	4,5	7	23,5
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexibilité de l'hydro et stockage					20,00

<b>électrolyse et méthanation procédé P2P</b>	
capacité en GW entrant	0,0
rendement avec des TAC	0,16
avec CCG	0,26
rendement	0,241
<b>Capacité des TAC</b>	
opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	1
cap TAC GW	
si 2 cap de pointe : TAC	20
	17,6

<b>L'effacement définitif : délestage</b>	
puissance éffaçable	GW
Créneau, industrie, Transp	Pour hydrogène en base
été	0
hiver	8,8
<b>Marge ou, en -, défaillance</b>	
	10,0 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	méthanation	à partir de gaz CCG	pointe	Thermiques EnR	Apport d'inertie	déplacement de consomm	Batteries	STEP
investissement €/kW	6000	1400	4000	400	1100	1600	900	400	2510	200	15	0	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	193	290	80	Distrib. outre 30 GW éol & PV		500 €/kW	
euros/MWh	62,8	61,1	94,8	38,2	94,7								

<b>Valorisation des excéd hors électrolyse</b>	
euro/MWh	20
<b>prix du gaz €/MWh</b>	
fossile	50
biogaz	100
<b>Le coût du CO2</b>	
€/tCO2	100

**Les résultats en valeurs annuelles**

		<b>Les quantités</b>						
	hydraulique th. non foss	éolien et PV	nucléaire	dplcmt conso déstockage	production à partir de gaz de méth	gaz fossile et import	total gaz	
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	
potentiel de production	82,0	154,4	699,9					
consommé directement	82,0	154,4	581,4	4,83	0,0	1,39	21,39	
excédent à consommer ou écrêter		0,0	118,6	prod excéd gaz	0,00			
mis en stock et déplacement de conso		0,0	6,3					
consommé par l'électrolyseur pour gaz de synthèse		0,0	0,0					
<b>pour autre chose ou non valorisé</b>	0,0	<b>112,3</b>						
		0,0	112,3					
<b>effacement définitif TWh</b>	<b>7,45</b>							
<b>pour électrolyse</b>	<b>20,0</b>							
hors syst.électr.	87,5							
<b>export. ou autre</b>	<b>14</b>							
	21,02							

<b>Les dépenses</b>	
taux d'actualisation	4,50 %
<b>production d'électricité (hors hydraulique) et stockage</b>	
sans CO2	58993 M€/an
avec CO2	59063 M€/an
	82,2 €/MWh
valorisation nette des excédents hors électrolyse	231 M€/an
<b>Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.</b>	
sans CO2	58762 M€/an
avec CO2	58832 M€/an
	73,0 €/MWh
Capex de l'électrol	700 euros / kW
<b>Electricité et hydrogène</b>	
Investissement total	63128 M€/an
pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence	734,2 milliards
	1277 M€/an

<b>Production d'hydrogène</b>	
Capac. totale d'électrol GW	28,8
Conso d'électricité TWh/an	151,3
Product	Mt/an
Capacité de stockage Mt	0,51
	3,121

**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
5000 Eoliennes												
570 km2 de panneaux PV												
<b>M euros/an</b>	<b>42957</b>	<b>8974</b>	<b>2923</b>	<b>1469</b>	<b>0</b>	<b>28</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1499</b>	<b>1143</b>	<b>0</b>	<b>58993</b>