

# Etd hydrogène 04/23 50 GW nucléaire, sans hydrogène

## La consommation

profil horaire de 2013

La consommation finale hors p. en ligne

consommation annuelle avant effactm **530,0**

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

1 TWh

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

0,0 TWh

profil horaire de l'activité éolienne : si, en K32, 1, comme en 2013 ; sinon, comme en 2012

Pertes en ligne 7 %

6 mois chauds	224,7	6 mois frais	305,3
Pour hydrogène TWh		0,0	

Avant les pertes en ligne	TWh
avant effacement, conso finale	567,1
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	0
avant effacement, hors excédent	567,1
<b>Total avant les pertes en ligne</b>	<b>583,3</b>

Consommation finale **530**  
Pourcentage de nucléaire **54,38 %**

## La production et le stockage

### Les moyens de production

Nucéaire	Eolien	solaire	hydro		thermique renouvelable		Foss.en base
			fleuve, mer	montagne	biomasse	biogaz	
taux de disponibilité							
moyen	0,75						
maximum	0,95						
flexiblt de la prod nuc direct pour conso	% par heure						
maximum de l'augment. de puissance en une heure	10 %						
maximum de la dimin. de puissance en une heure	10 %						
minimum	15						

max hor. en GWh -avant déplcm et effactm	106
<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>	
nucéaire, 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	Total selon SimelSP3
capacité exprimée en GWh restitué	20	30,0	89	100	238,37
rendement : déstock/stock en stock au 1er janvier GWh	1	0,9	0,7	0,8	
	10	30	89	100	
puissance de conso anticipée ou de charge	3	10	4,5	5	22,5
puissance de conso différée ou de décharge	3	10	4,5	5	22,5
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexiblt de l'hydro et stockage					16,00

électrolyse et méthanation procédé P2P	
capacité en GW entrant	0,0
rendement avec des TAC	0,16
avec CCG	0,26
rendement	0,254
<b>Capacité des TAC</b>	
opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	2
cap TAC GW	
si 2 cap de pointe : TAC	14
	14,0

L'effacement définitif : délestage	
puissance effaçable	GW
Créneau, industrie, Transp	Pour hydrogène en base
été	0
hiver	0
<b>Marge ou, en -, défaillance</b>	
	10,0 GW

### Le coût des moyens de production et de stockage

	nucéaire	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	630	1100	2500	900	400	2510	200	15	150	100
durée de vie années	60	25	25	25	25	20	20	20	30	20	15	12,5	
frais fixes ann. €/kW/an	110	40	100	15	30	75	40	30	80			2	
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	0	154	231	80	Distrib. outre 30 GW éol & PV		500 €/kW	
euros/MWh	70,0	67,2	105,6	52,3	94,7								

Valorisation des excéd hors électrolyse	
euro/MWh	20
<b>prix du gaz €/MWh</b>	
fossile	60
biogaz	100
<b>Le coût du CO2</b>	
€/tCO2	100

### Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités						
hydraulique th. non foss	éolien et PV	nucéaire	dplcmt conso déstockage	production à partir de gaz de méth	gaz fossile	total gaz
TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	et import TWh	TWh
potentiel de production	79,0	157,1	328,5			
consommé directement	79,0	152,7	296,4	12,22	0,0	26,82
excédent à consommer ou écrêter		4,4	32,1	prod excéd gaz	0,00	
mis en stock et déplacement de conso		1,7	13,8			
consommé par l'électrolyseur pour gaz de synthèse		0,0	0,0			
<b>pour autre chose ou non valorisé</b>	0,0	<b>21,0</b>				
dont		2,7	18,3			
	0	0,00				
pour électrolyse	0					
hors syst.électr.	0,0					
export. ou autre	15					
	16,18					

Les dépenses	
taux d'actualisation	4,50 %
<b>production d'électricité (hors hydraulique) et stockage</b>	
sans CO2	43617 M€/an
avec CO2	44958 M€/an
	92,6 €/MWh
valorisation nette des excédents hors électrolyse	198 M€/an
<b>Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.</b>	
sans CO2	43420 M€/an
avec CO2	44760 M€/an
	92,2 €/MWh
	95,0 €/MWh
Capex électrol	2200 euros/kW
<b>Electricité et hydrogène</b>	
Investissement total	44760 M€/an
	465,6 milliards
pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence	1685 M€/an

Les dépenses	
therm EnR	0
Therm Foss de base	0
déplacement de conso	28
batteries et Steps	479
Electrol. et méthanation	0
production ex gaz CCG	6548
extrême pointe	1223
Apport d'inertie	0
Total	43617

7500 Eoliennes  
712 km2 de panneaux PV

nucéaire 22828  
éolien 8470  
Photovolt. 4042