PPE3 -2035- version 2024

La consommation

La consommation finale	**consommation annuelle avant effacmt**		**550,0**		
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			**40,0**	TWh	
profil horaire de l'activité éolienne : si, en K30, 1, comme en 2013 ; sinon, comme en 2012	Pertes en ligne	7 %			
Consommation finale	**550**				
Pourcentage de nucléaire	**47,86 %**				

Si en K30 : 4	TWh
pour chauffage	**50**
autre	500
6 mois chauds	6 mois frais
253,2	336,8
Pour hydrogène TWh	36

Avant les pertes en ligne	TWh
avant effacement, conso finale	588,5
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	42,8
avant effacement, hors excédent	631,3
Total avant les pertes en ligne	**713,9**
max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt	**115**

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	0,75	**60,00**	**42,0**	**85**	43,0	18,0	6	10	0
maximum	0,9		en mer	sur toiture			dont en base		
flexiblt de la prod nuc direct pour conso	% par heure		**18,0**	**20 %**			4		
maximum de l'augment. de puissance en une heure	30 %	h/an sur terre	2200	heures par an			P max GW		
maximum de la dimin.. de puissance en une heure	30 %	h/an en mer	3900	1100	GW	GW	2,3		
minimum GW	**4**	minim garanti :	1,0%		3,26	3	0,5	<- = ci-dessus	0

Pour en tenir compte 1 ; sinon : 2	**2**
Inertie minimum des moyens de production	
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**	Total selon SimelSP3
capacité exprimée en GWh restitué	10	10,0	89	100	**228,11**
rendement : déstock/stock	1	0,8	0,7	0,8	puiss, max
en stock au 1er janvier GWh	5	10	89	100	GW
puissance de conso anticipée ou de charge GW	3	10	**5,0**	**8**	26,0
puissance de conso différée ou de décharge GW	3	10	**5,0**	**8**	26,0
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexblit de l'hydro et stockage					**20,00**

électrolyse et méthanation procédé P2P		
capacité en GW entrant	**0,0**	
rendement avec des TAC	0,16	rendement
avec CCG	0,26	0,225
Capacité des TAC		
opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	**1**	cap TAC GW
si 2 cap de pointe : TAC	2	15,8

L'effacement définitif : délestage		
puissance effaçable GW		
Chauffage, industrie, Transp		Pour hydrogène en base
été	hiver	**5,0**
0	**0**	
Marge ou , en -, défaillance GW		
8,0	GW	

9,5

	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**
investissement €/kW	6000	1400	4000	630	1100	1600	900	400	2510	200	15	200	100
durée de vie années	60	25	25	25	25	25	20	20	30	20	15	12,5	outre 90GW
frais fixes ann. €/kW/an	110	40	100	15	30	30	40	30	80			2	
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	0	167	251	80	Distrib. outre 30 GW éol & PV		500	€/kW
euros/MWh	70,0	61,1	94,8	52,3	94,7								

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

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités

	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	77,0	256,2	394,2				
consommé directement	77,0	246,9	288,9	9,73	0,0	**4,84**	14,84
excédent à consommer ou écrêter		9,3	105,3	*prod excéd gaz*	*0,00*		
mis en stock et déplacement de conso		0,2	13,0		Puiss.garantie	**81,4**	GW
consommé par l'électrolyseur pout gaz de synthèse		0,0	0,0		**cap. de prod, ex gaz et importt.**	**GW**	**26,3**
pour autre chose ou non valorisé	0,0	**101,4**			dont CCG	GW	10,5
dont		9,1	92,3		dont moyens de pointe		15,8
effacement définitif TWh	3,94				besoin maxi de capac en l'absence de vent		29

pour électrolyse	**0**	GW	
hors syst.électr.	**0,0**	TWh	
export. ou autre	30	GW	
	86,59	TWh	
% nucléaire dans consomm			47,9%
prod nucl totale		TWh	379,6
nbr d'h où la variat. de puiss nucl. en 1 h est			
sup à GW		10,0	47
infer à moins		10,0	12

Production d'hydrogène		
Capac. totale d'électrol GW	5,7	Product
Conso d'électricité TWh/an	**36,1**	Mt/an
Capacité de stockage Mt	0,00	0,744

10500	Eoliennes
1257	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**
M euros/an	**26761**	**12301**	**5680**	**616**	**0**	**14**	**213**	**0**	**1677**	**1382**	**0**	48644

Les dépenses

taux d'actualisation	**4,50 %**

production d'électricité (hors hydraulique) et stockage

sans CO2	**48644**	M€/an	**avec CO2**	48886	M€/an
	92,6	€/MWh		93,10	€/MWh
valorisation nette des excédents hors électrolyse				1032	M€/an
Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.					
sans CO2	47612	M€/an	avec CO2	47853	M€/an
	90,7	€/MWh		91,1	€/MWh
Electricité et hydrogène				48635	**M€/an**
Investissement total				576,7	milliards
pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence				3125	M€/an

Max déstockage et moyens pilotables hors nucl	43,3	GW
besoin de capacité de production pilotable ex gaz	**18,3**	GW