Le système électrique en 2035 : réponse à la consultation de RTE

La consommation

profil horaire de 2013

La consommation finale hors p. en ligne

consommation annuelle avant effacmt 516,0

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 60,0 TWh

profil horaire de l'activité éolienne : si, en K32, 1, comme en 2013 ; sinon, comme en 2012 Pertes en ligne 7 %

Si en K32 : 4	TWh	6 mois chauds	6 mois frais
pour chauffage	59	248,8	327,2
autre	465		

Pour hydrogène TWh 51,9

Consommation finale	**516**
Pourcentage de nucléaire	**58,18 %**

Avant les pertes en ligne TWh

avant effacement, conso finale	552,1
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	64,2
avant effacement, hors excédent	616,3
Total avant les pertes en ligne	**608,2**
max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt	111

La production et le stockage

Les moyens de production

Nucléaire		Nucléaire	Eolien sur terre	solaire	hydro fleuve, mer	hydro montagne	thermique renouvelable biomasse	thermique renouvelable biogaz	Foss.en base cogénér
taux de disponibilité		GW	GW	GW	TWh	TWh	TWh		TWh
moyen	0,75	55,00	30,0	50	43,0	16,0	10	20	0
maximum	0,95		en mer	sur toiture			dont en base		
flexiblt de la prod nuc direct pour conso	% par heure		5,0	50 %			2		
maximum de l'augment. de puissance en une heure	10 %	h/an sur terre	2000	heures par an			P max GW		
maximum de la dimin.. de puissance en une heure	10 %	h/an en mer	3500	1100	GW	GW	2,7		
minimum GW	15	minim garanti :	1,0%		3,26	4	2,8		0

Limites d'accès au réseau d'éol et photov

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	20	30,0	89	100	**243,52**
rendement : déstock/stock	1	0,9	0,7	0,8	puiss, max
en stock au 1er janvier GWh	10	30	89	100	GW
puissance de conso anticipée ou de charge GW	3	10	4,5	5	22,5
puissance de conso différée ou de décharge GW	3	10	4,5	5	22,5

Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexblit de l'hydro et stockage **15,00**

électrolyse et méthanation procédé P2P

capacité en GW entrant	0,0	
rendement avec des TAC	0,16	rendement
avec CCG	0,26	0,253

Capacité des TAC

opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	2	cap TAC GW
si 2 cap de pointe : TAC	5	5,0

L'effacement définitif : délestage

puissance effaçable GW

Chauffage, industrie, Transp		Pour hydrogène en base
été	hiver	7,5
0	0	

Marge ou , en -, défaillance GW

0,0 GW

Le coût des moyens de production et de stockage

	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	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	149	224	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

prix du gaz €/MWh

fossile 60

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	89,0	132,6	361,4				
consommé directement	89,0	131,0	342,0	11,80	0,0	34,32	54,32
excédent à consommer ou écrêter		1,6	19,3	*prod excéd gaz*	*0,00*		
mis en stock et déplacement de conso		1,3	13,6		Puiss.garantie	77,7	GW
consommé par l'électrolyseur pout gaz de synthèse		0,0	0,0		**cap. de prod, ex gaz et importt. GW**		20,7
pour autre chose ou non valorisé	0,0	6,0				dont CCG GW	15,7
dont		0,3	5,7			dont moyens de pointe	5,0
0	8,13				besoin maxi de capac en l'absence de vent		25

pour électrolyse	0	GW
hors syst.électr.	0,0	TWh
export. ou autre	0	GW
	0,00	TWh

% nucléaire dans consomm		58,2%
prod nucl totale TWh		355,6
nbr d'h où la variat. de puiss nucl. en 1 h est		
sup à GW	2,0	190
infer à moins	4,0	41

Production d'hydrogène

Capac. totale d'électrol GW	6,8	Product
Conso d'électricité TWh/an	51,9	Mt/an
Capacité de stockage Mt	0,000	0,998

7500	Eoliennes
712	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	25241	5881	4042	1564	0	28	479	0	6499	814	0	44547

Les dépenses

taux d'actualisation 4,50 %

production d'électricité (hors hydraulique) et stockage

sans CO2	44547	M€/an	**avec CO2**	46263	M€/an
	87,5	€/MWh		90,91	€/MWh
valorisation nette des excédents hors électrolyse				0	M€/an

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

sans CO2	44547	M€/an	avec CO2	46263	M€/an
	87,5	€/MWh		90,9	€/MWh

Electricité et hydrogène	48398	**M€/an**
Investissement total	478,2	milliards
pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence	1494	M€/an

Max déstockage et moyens pilotables hors nucl	45,7	GW
besoin de capacité de production pilotable ex gaz	20,7	GW