

Réplique du scénario AMPERE de RTE

Consommation finale	451
Pourcentage EnR	50%

Pertes en ligne 7%

Consommation finale **451** TWh  
**482,8** y/c pertes en ligne

coeff ajustement de conso par rapport à l'année 2013

0,87 1,05  
 6 mois chauds 6 mois frais  
 173,2 278,1  
 max horaire en GWh 96713

La production et le stockage

Les moyens de production

Nucléaire taux de disponibilité	Nucléaire GW	Eolien GW	solaire GW	hydro		thermique renouvelable TW/h	Foss.en base cogénéral TW/h
				fleuve, mer TW/h	montagne TW/h		
moyen	0,77	48,50	67,3	48,5	49,0	20,0	11
maximum	0,85	dont sur mer		50%	th. Ren base		
flexibilité du nucléaire % par heure		15	50%		18		
max augm de puiss	30%	heures sur terre	2200	heures par an			
max diuin de puiss	30%	heures en mer	3130	1200	GW	GW	GW
minimum	0	minim garanti :		1%	3,26	5	2,4

Pour la stabilité du réseau électrique,

puissance minimale délivrée par nucléaire, hydraulique, biomasse et gaz en l'absence d'autre apport d'inertie : GW **29**  
 Diminution de cette limite minimale grâce à l'inertie de machines tournantes qui ne produisent pas en GW **0**  
 pertes 3%  
 pertes TW/h **0,0**

Pour que la fourniture d'électricité réponde exactement à la demande

capacité exprimée en GWh restitué	déplacement de conso		batteries		STEP		méthanation électrolyse	L'effacement définitif : délestage puissance effaçable
	0	4	90			0,0		
rendement : déstock/stock en stock au 1er janvier GWh	1	0,8	0,7				0,26	hiver 0 GW été 0 GW
temps de charge - heures	1	1	8				0	
temps de décharge heures	2	1	18				19	
ajustement							0	ajustement 0 GW
capacité de pointe et effacmt							19	capacité de pointe et effacmt 19 GW
puiss garantie par déplacmt de conso et batteries	2		5					

les coûts

	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 conso	Batteries	STEP outre 90GW	Valorisation des excéd
investissement €/kW	800	1190	2460	550	875	1700	830	400	3000	200	10	200	100	€MWh 20
durée de vie années	20		25		25	15	15	20	30	20	15	10		Le prix du CO2
frais fixes ann. €/kW/a	110	40	100	15	30	25	40	30	25					€/tCO2 100
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0		40	200	30					
euros/MWh	34,8	56,6	87,7	45,0	76,7									

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités								Les dépenses								
lacs th. non foss hydraulique	éolien et PV	nucléaire	dplcmt conso déstockage	production à partir de gaz de méth		total gaz	taux d'actualisation	production d'électricité (hors hydraulique) et stockage		sans CO2	avec CO2	sans CO2	avec CO2	Dépenses nettes	sans CO2	avec CO2
				gaz fossile	total gaz			taux d'actualisation	5,00%							
potentiel de production	87,0	219,6	327,1							31129	32263	81,4	84,40			
consommé directement	87,0	153,5	217,0	2,75	0,0	22,66				81,4	84,40					
excédent à consommer ou écréter		66,1	110,2	prod excéd gaz	0,00											
mis en stock et déplacement de conso		0,2	3,7													
consommé par l'électrolyseur		0,0	0,0													
pour autre chose ou non valorisé	0,0	172,4														
effacement définitif TWh	0,00	66,0	106,4													
Interconnexions	30															
Max export	147,1															
Nbre d'heures avec export	6867															
dont éolien et PV	62,1															
dont nucléaire	85,0															

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
20433 Eoliennes												
1220 km2 de panneaux PV	10401	10626	3543	1223	1320	0	104	0	2679	1233	0	31129