

<b>Consommation finale</b>	<b>700</b>	Pertes en ligne	7%	<b>Consommation finale</b>	<b>700</b>	TWh	268,4	431,6	Conso y/c pertes en ligne	<b>749,0</b>
<b>Pourcentage EnR</b>	<b>80%</b>	<b>La production et le stockage</b>								
<b>coûts RTE</b>									max horaire en MWh	140169

**Les moyens de production**

gestion des barrages deux options 1 : sans contrainte 2 : comme en 2013	<b>Nucléaire</b>		<b>Nucléaire</b>	<b>Eolien</b>	<b>solaire</b>	<b>hydro</b>	<b>thermique</b>	<b>Foss.en base</b>	<b>limites de l'accès au réseau de éolien et PV</b>			
	<b>taux de disponibilité</b>		GW	GW	GW	fleuve, mer TWh	renouvelable TWh	cogénéral TWh	pas de limite : taper 1			
	moyen	0,80	<b>18,00</b>	<b>191,0</b>	<b>150</b>	42,0	18,0	30	0	une limite au niveau actuel : taper 2		
	maximum	0,9	dont sur mer		dont sur toiture			th. Ren base	une limite repoussée : taper 3			
	<b>flexibilité du nucléaire</b>	% par heure						20	pourcentage max de renouvelable			
	max augm de puis	20%	heures sur terre	2200	heures par an			GW	a	0,60	x : taux de charge du réseau	
	max diinin de puis	20%	heures en mer	3300	1200	GW	GW	GW	b	0,30	max de y	
	minimum	0	minim garanti :	1%		2,81	5	4,0			min de y	
											0,49	

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

capacité exprimée en GWh restitué	<b>déplacement de consomm</b>	<b>batteries</b>	<b>STEP</b>	puiss, max GW	<b>méthanation électrolyse</b>	<b>L'effacement définitif</b>			
	rendement : déstock/stock en stock au 1er janvier GWh	1	0,8		0,7	capacité en GW entrant	40,0	puissance effacée maxim	0,0
	temps de charge - heures	2	1		18	rendement	0,25	prime	300
	temps de décharge heures	2	1		18	marge de précaution	10	durée	10
	puiss garantie GW/ capacité GWh	0,1	0,1		0,05	capacité de pointe	10	et	50

<b>les coûts</b>											<b>Valorisation des excéd</b>		
<b>nucléaire</b>	<b>éolien sur terre</b>	<b>éolien en mer</b>	<b>PV sur sol</b>	<b>PV sur toit</b>	<b>méthanation</b>	<b>à partir de gaz CCG</b>	<b>pointe</b>	<b>Thermiques EnR</b>	<b>déplacement de consomm</b>	<b>Batteries</b>	<b>STEP outre 90GW</b>	€/MWh	20
investissement €/kW	3575	1190	2400	550	875	1700	830	450	5000	100	200	100	
durée de vie années	60	25	25	25	25	40	40	40	25	15	10		
frais fixes ann. €/kW/a	110	40	100	15	30	6	15	26	50				<b>Le prix du CO2</b>
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	40	100	30					€/tCO2
													100

**Les résultats**

<b>Les quantités</b>								<b>Les dépenses</b>			
<b>lacs th. non foss hydraulique</b>								<b>production (hors hydraulique) et stockage</b>			
								<b>taux d'actualisation 5,00%</b>			
<b>dplcmt conso déstockage gaz de méth gaz fossile total gaz</b>								<b>sans CO2</b>			
potentiel de production								72959 M€/an			
consommé directement								114,0 €/MWh			
excédent à consommer ou écréter mis en stock et déplacement de conso consommé par l'électrolyseur								avec CO2 74220 M€/an			
<b>pour autre chose ou non valorisé</b>								115,97 €/MWh			
effacement définitif TWh								<b>valorisation des excédents</b>			
0,00								20 €/MWh			
%								153 M€/an			
16,7%								<b>Dépenses nettes</b>			
%								sans CO2 72806 M€/an			
80,0%								avec CO2 74067 M€/an			
%								105,8 €/MWh			
%								coût de la méthanation €/MWh 143			

<b>Interconnex</b>	<b>20</b>	GW	Max export	7,7	TWh	Autres valorisat	0	TWh	Valorisés	7,7	TWh
prod nucl	125,7		coef ch nuc	0,797							
stk in fine	148										

**Les dépenses**

<b>nucléaire</b>	<b>éolien</b>	<b>Photovoltaïque</b>	<b>déplacement de conso</b>	<b>batteries et Steps</b>	<b>Electrol. et méthanation</b>	<b>production ex gaz CCG</b>	<b>therm EnR</b>	<b>extrême pointe</b>	<b>effacement définitif</b>	<b>Total</b>
6502	40540	9245	578	0	5065	7330	3176	522	0	72959
	49785					7852				