

La simulation du système électrique

Les paramètres à introduire
dans les cases jaunes ou bleu sauf les nombres en rouge

Consommation finale 733
Pourcentage EnR 31%

La consommation 732,7 TWh
Pertes en ligne 7%
Pour production d'hydrogène ou biocarburant 63 TWh

Conso finale y/c pertes en ligne 783,9
pour produire de l'hydrogène 67,4
max horaire en MWh 183132

La production et le stockage

gestion des lacs
comme 2013 : taper 2
si tere
règne et h. m h
taper 1 1
dans ce cas
Maxim GWh 3000
Minim 300
stock initial 2800
final 1846

Les moyens de production									
Nucléaire	Eolien sur terre	solaire	hydro			thermique renouvelable		Foss.en base cogénér	TWh
			fleuve, mer	montagne	biomasse	biogaz			
coef dispo									
moyen 0,85	92,00	20,00	20	36,0	16,0	0	30	0	
maximum 0,9									
flexibilité du nucléaire % par heure		24,0	20%						
max augm de puiss		2300							
max dinin de puis		3900							
minimum GW		0							
heures sur terre									
heures en mer									
minim garanti		1%		3,26	7,0	0,0			

limites de l'accès au réseau de éolien et PV
pour en tenir compte taper 1, sinon 2 2
Prod. minimale par mach.tournautes sans "inertie passive"
lorsque la consommation est minimum GW 27
diminuée de 1% de la différence entre la consommation et la consommation minimum
diminut.de cette limite minimale de prod. de mach. tournautes grâce à une "inertie passive" en GW 20
si les CCG toujours couplées, taper 1 ; sinon 2 2
rendement 1 pertes : TWh 0,0

RTE2035
y/c raccor 1
sans racc. 4
RTE 2050 5
sauf nuc.
CIRED 2
RTE auj. 3
investissement €/kW
durée de vie années
frais fixes ann. €/kW/an
frais variables €/MWh

Pour que la fourniture d'électricité réponde exactement à la demande											
déplacement de consomm			STEP			méthanation électrolyse			L'effacement définitif		
capacité exprimée en GWh restitué	0	20	90			capacité en GW entrant	0,0		Autre	7,7	
rendement : déstock/stock	1	0,9	0,8			rendement avec des TaC	0,2		hiver	0	
en stock au 1er janvier GWh	0	20	90			avec CCG	0,250	rendement	été	0,0	
temps de charge - heures	1	1	10			Ajustement	0,0				
temps de décharge heures	1	0,5	10			opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	1	marge GW			
puiss garantie GW		15	4,5			cap de pointe et effcm choisie	50	14,99			

dans l'option de conso 8
coeff multiplic quantité TWh
Conso de chauffage y/c p.e.l.
2,79 124
autres 660
ADEME -2050 498,2
dont chauffage 45

Interconn. et PAC
Export
capac de conso 2 GW
H2
capac de conso 3 GW
Abandonné

Les résultats										
Les quantités					Les dépenses					
lacs th. non hydraulique	éolien et PV	nucléaire	dplcm conso déstockage	gaz de méth	gaz fossile	total gaz	production (hors hydraulique) et stockage			choix du profil de base
potentiel de production	82,0	180,0	685,0				taux d'actualisation 4,50%			1
consommé directement	82,0	179,5	569,2	17,5	0,0	30,2	Dépenses sans CO2			1
excédent à consommer ou écrêter		0,5	115,9	0,0	0,0		pour consmt / conso finale			8
mis en stock et déplacement de conso		0,2	21,2				76,6			2
consommé par l'électrolyseur		0,0	0,0				après valorisation des excédents hors production excédentaire de gaz			2,08
pour autre chose ou non valorisé	0,0						sans CO2			
dont		95,0					56769			
effacement définitif TWh	2,08		94,7				76,6			
Interconn. et PAC GW	3						coût de la méthanation €/MWh			3,9
Export TWh	10,2						0			
capac de conso 2 GW GW	15	648,9					81,9			55,4
H2 TWh	48,6	0,805					Valorisés			
capac de conso 3 GW GW	7						50,2			
Abandonné TWh	15,98									
TWh	20,2									

l'effet activité du vent et profil : 1
Pour seulement l'effet profil : 2
vérification 848,3
+effacé-pertes 2,08
Total 850,4
pertes : TWh 3,9

Les dépenses - hors CO2

nucléaire	éolien	Photovoltaïque	déplacement de conso	batteries et Steps	Electrol. et méthanation	production ex gaz CCG	therm EnR	extrême pointe	fossile de base	Inertie passive	Total
			0	425	0	1716	0	3215	0	0	56820