

Etude sur l'efficacité des batteries France PPE3

La consommation

La consommation finale

profil horaire : 1 ; année 2013 / 2 : 2012 / 5 : 2019 / 3 : ADEME / 4 : ADEME modifié : Cf. feuille chroniques hor
La conso hors excédents et avant effacement pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant

profil éolien	5
profil photovolt	5
profil hydroaui	5

Pertes en ligne 7 %

5	540,0	TWh
30,0		TWh

Si en K30 : 4	TWh		
pour chauffage	120		
autre	420		
6 mois chauds	258,0	6 mois frais	312,0
Pour hydrogène	TWh	29	

Avant les pertes en ligne

avant effacement, conso finale	TWh	577,8
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base		32,1
avant effacement, hors excédent		609,9

Total avant pertes en l. y/c exp 608,9

max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt 100

Consommation finale 540
Pourcentage de nucléaire 54,36 %

La production et le stockage

Les moyens de production

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 30

Diminution de cette limite minimale grâce à l'inertie de machines tournantes

qui ne produisent pas en GW 0

et à de l'inertie virtuelle pertes 2 %
pertes TWh 0,0

Nucléaire	
taux de disponibilité	moyen 0,80
	maximum 0,9
flexibilité de la prod nuc direct pour conso	% par heure 13,0
maximum de l'augment. de puissance en une heure	30 %
maximum de la dimin. de puissance en une heure	30 %
minimum	10

Nucléaire	Eolien	solaire	hydro	thermique renouvelable	Foss.en base
sur terre	sur terre		fleuve, mer	biomasse	
GW	GW	GW	TWh	TWh	TWh
60,00	35,0	80	39,4	14,4	6
	en mer	sur toiture			0
			en 2013, la production horaire		6
	h/an sur terre	2300	heures par an		0,7
	h/an en mer	3900			0,70
minim garanti :	1,0%		5,80		0

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

au 31-12	déplacmt de conso	batteries	STEP	Flexibilité hydraulique	selon SimelSP3	électrolyse et méthanation procédé P2P	L'effacement définitif : délestage
217	capacité exprimée en GWh restitué	0	90	150	il faut GWh	capacité en GW entrant 0,00	puissance effaçable GW
GWh	rendement : déstock/stock	1	0,8	0,8	puiss_max	rendement avec des TAC 0,24	Chauffage, Ind, Transp Pour hydrogène en base
	en stock au 1er janvier GWh	0,001	0	90	150	avec CCG 0,36	été hiver 3,4
	puissance de conso anticipée ou de charge	0	400	5,5	7		Marge ou , en -, défaillance GW
	puissance de conso différée ou de décharge	0	400	5,5	11	Capacité des TAC	10,0 GW
	Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexibilité de l'hydro et stockage				15,20	opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie) 1	cap TAC GW 12,0

les coûts - pour éolien et photovoltaïque voir une "banque des coûts" sur une autre feuille

nucléaire	éolien sur terre	éolien en mer	PV sur sol	PV sur toit	méthanation	à partir de gaz	pointe	Thermiques	Apport d'inertie	déplacement de consomm	Batteries	STEP	hors électrolyse	
investissement €/kW	7750	1672	4010	1076	1150	200	1242	925	2510	500	15	240	100	euro/MWh 20
durée de vie années	60	25	25	25	25	20	20	20	30	20	15	12		
frais fixes ann. €/kW/an	103	39	118	15	59	50	47	23	80	40				prix du gaz €/MWh
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	83	125	80						fossile 50
euros/MWh	77,3	66,0	99,6	79,6	124,1	0,6	0,4							biogaz 100
						rendement				Réseau outre 30 GW éol & PV	800	euro / kW		Le coût du CO2
														€/tCO2 100

Les résultats en valeurs annuelles

hors réseau										Les dépenses				
de base										taux d'actualisation 4,50 %				
coût										production d'électricité (hors hydraulique) et stockage				
103,084										sans CO2 53255 M€/an				
euro / MWh										avec CO2 53500 M€/an				
potentiel de production										103,4 €/MWh				
consommé directement										103,83 €/MWh				
excédent à consommer ou écrêter										valorisation nette des excédents hors électrolyse 0 M€/an				
mis en stock et déplacement de conso										Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.				
consommé par l'électrolyseur pour gaz de synthèse										sans CO2 53255 M€/an				
pour autre chose ou non valorisé										avec CO2 53500 M€/an				
dont										103,4 €/MWh				
effacement définitif TWh 0,96										Electrolyse 2000 euros / kW				
pour électrolyse 0,0 GW										Electr et hydrogène 54498 M€/an				
hors syst.électr. 0 TWh										Investissement total 692,5 milliards				
export. ou autre 0 GW										pm. Dépenses de transp et distrib dues à l'intermittence 4261 M euros /an				
s'il y a de la demande 0,00 TWh										Dép totales y/c la part des dép de réseaux due à l'intermitt 58758 M euros /an				
8750 Eoliennes										émissions de CO2 2,5 M t /an				
1183 km2 de panneaux PV										besoin de capacité de prod pilotable ex gaz, sans marge 10,0 GW				

Les dépenses

batteries et Steps	Electrol. et méthanation	production ex gaz CCG	extrême pointe	Apport d'inertie	Total
0,0	0	1451	1274	0	53255

Pour calculer le coût du CO2 évité

par différ. entre deux situations Situation 1 Situation 2 Différence

electrol	autres	total	abandonné	total
0,00	0,00	0,0	4,26	219,2

therm EnR 671
Therm Foss de base 0
déplacement de conso 0

Capac. totale d'électrol GW 3,4
Conso d'électricité TWh/an 29,0
Capacité de stockage Mt 0,01

Product M€/an 0,479

pertes 3,75

dont nucléaire	0,00	0,0	0,0	87,4	420,5	TWh	abandonné	91,7
Total	0,00	0,0	0,0	91,7	639,7		total	95,44
						Prod éolienne et PV	TWh	214,9

	30 GW PV	80 GW PV	
Dépenses totales	50599	58758	8159
Emissions de CO2	6,69	2,450	-4,2
Coût du CO2 évité		euro / t	1925