

SimeISP4 France année 2035 ouvert à l'exportation 30 GW de PV

Prix, coûts, recettes et dépenses de chaque moyen de production et de stockage

La consommation finale

consommation finale annuelle avant effacmt

540,0 TWh

La conso en base, avant effacement, pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant

30,0 TWh

Le profil horaire de la conso et du vent de l'année (20)12 ou 13 ou 14 ou 15 ou 16 ou 19 ou autre

Année 13

OK

Pertes en ligne 7 %

243,9 TWh

326,1 TWh

La consommation

Si en K33 adm mdf

TWh

pour chauffage 120

autre 420

6 mois chauds

6 mois frais

Pour hydrogène TWh 27

Avant les pertes en ligne

avant effacement, consommation finale

TWh

577,8

pour hydrogène, pris sur le réseau, en base

29,3

hors consommation sur les excédents

607,1

Total avant les pertes en ligne

645,2

soileil 1,2 ou 3 1 Consommation finale 540 Pourcentage de nucléaire 53,45 %

La production et le stockage

max hor. en GWh -avant déplcm et effacmt 111,8

		Les moyens de production										Limites d'accès au réseau d'éolien et photovoltaïque	
		Nucléaire	Charbon	Eolien sur terre	solaire	hydro fleuve, mer	montagne	thermique sans CO2	gaz bio / H2	Foss.en base cogén fossile	Pour en tenir compte taper 1 ; sinon : 2		
taux de disponibilité		GW	0	35,0	30	43,0	18,0	10	5	0	2		
flexibilité du nucléaire % par heure				13,0	20 %			4			Inertie minimum des moyens de production		
si nuc butte sur sa limite infér sa valeur				2300	1100			cap pilotable		therm base	nucléaire, hydraulique, biomasse et gaz		
est nulle				h/an sur terre	heures par an			3,5			en l'absence d'apport d'inertie : GW		
cf. col EL				h/an en mer		GW	GW				Diminution de cette limite minimale grâce à l'inertie de machines tournantes qui ne produisent pas en GW		
				minim garanti :	1,0%	5,80	5,6	<- = ci-dessus	0,0		pertes en GW 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 SimeISP3	électrolyse et méthanation procédé P2P		L'effacement définitif : délestage	
capacité exprimée en GWh restitué		10	50,0	90	100	353,6	capacité en GW entrant	0,0	puissance éffaçable GW	
rendement : déstock/stock		1	0,8	0,7	0,8		rendement avec des TAC	0,16	Chauffage, Industrie, Transp Pour hydrogène en base	
en stock au 1er janvier GWh		5	50	90			cap en GW avec CCG	0,26	0,251	été hiver
puissance de conso anticipée ou de charge GW		3	0,0	5,5	4,0	12,5	Capacité des TAC		0 0 payé €/ MWh 200	
puissance de conso différée ou de décharge GW		3	0,0	5,5	14,0	22,5	opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie) 2		Marge ou, en -, défaut de puissance	
						18,00	si 2 cap de pointe : TAC 10,00 10,00		8,00 GW	
									heures défaut 0	

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

		nucléaire	Charbon	éolien sur terre	éolien en mer	PV sur sol	PV sur toit	méthanation	à partir de gaz CCG	pointe	Thermiques Biomasse	Apport d'inertie	déplacement de consomm	Batteries	STEP	Valorisation des excéd	
investiss €/kW		6000	2000	1400	4000	900	1000	1600	900	400	2510	200	15	200	100	hors électrolyse	
durée de v ans		60	30	25	25	25	25	25	20	20	30	20	15	12,5	100	euro/MWh 55,08	
frs f ann. €/kW/ar		110	40	40	100	15	30	20	40	30	80			2		prix du combust €/MWh	
frs var €/MWh		9	112,50	0	0	0	0	0	96	144	80					charbon 45	
euros/MWh		66,2	58,4	58,4	94,8	68,8	88,6									gaz fossile 40	
																biométhane 100	
																Le coût du CO2	
																€/tCO2 80	

Les résultats en valeurs annuelles

		Les quantités										Les dépenses									
Interconnex import éol, PV exportation		35 TWh	86,5%	hydraulique TWh	éolien et PV et th. non fossile TWh	nucléaire TWh	dplcmnt conso déstockage TWh	production à partir de gaz de méth et import TWh	fossile TWh	Total gaz et charb TWh	taux d'actualisation 4,50 %										
Résultat du nucl -1403		20 TWh	44,0 TWh	76,0 TWh	182,0 TWh	420,5 TWh	10,1 TWh	0,0 TWh	32,714 TWh	37,71 TWh	production d'électricité (hors hydraulique) et stockage										
Apr péage M /an		6,8	107,4	6,8	107,4	10,1	0,0	32,714	37,71	sans CO2 49337 M€/an											
h où joue la limit		0,3	13,3	0,3	13,3	10,1	0,0	32,714	37,71	avec CO2 50691 M€/an											
conso dir éol PV sans interco		0,0	100,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	valorisation nette des excédents hors électrolyse 0 M€/an											
164,3		2,82	100,7	6,5	94,2	0,0	28,5	0,0	10,0	Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.											
pour électrolyse		0	0	0	0	0	0	0	0	sans CO2 49337 M€/an											
hors syst.électr.		0,0	0	0	0	0	0	0	0	avec CO2 50691 M€/an											
export. ou autre		20	20	20	20	20	20	20	20	97,5 M€/an											
pris sur le Kd nucléaire		38,12	38,12	38,12	38,12	38,12	38,12	38,12	38,12	2000 M€/an											
Autres export bien valorisées		5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	Electricité et hydrog 51630 M€/an											
Autres usages		33,25	33,25	33,25	33,25	33,25	33,25	33,25	33,25	Investissement total 542,7 milliards											
		8750	444	26980	0	9511	2401	2329	0	pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence 1304 M€/an											
										Max déstockage et moyens pilotables hors nucl y:c défaut 48,5 GW											
										besoin de capacité de production pilotable ex gaz 21,1 GW											
										batteries et Steps 1063											
										Electrol. et méthanation 0											
										production ex gaz CCG 5950											
										extrême pointe 1088											
										Apport d'inertie 0											
										Total 49337											