SP4 Fr replq année 2024 profil conso année 2024 liée à Europe hors la France 28-10-26

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

La consommation finale **consommation finale annuelle avant effacement** 415,0

La conso en base, **avant effacement,** pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant 0,0 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** **autre**

ou encore taper ademe (l'étude ADEME 100% renouvel.) ou adm mdf (la même modifiée) ou autre ici 2024 **OK** Pertes en ligne 7 %

soleil 1,2 ou 3 : 1

Consommation finale 415 conso et vent

Pourcentage de nucléaire 59,88 %

La consommation

	6 mois chauds	6 mois frais
	181,6	233,4
Pour hydrogène TWh	0	

Avant les pertes en ligne TWh

avant effacement, consommation finale	444,1
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	0,0
hors consommation sur les excédents	444,1
Total avant les pertes en ligne	**539,6**
max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt	86,4

Limites d'accès au réseau d'éolien et photovoltaïque

Pour en tenir compte taper 1 ; sinon : 2 : **2**

La production et le stockage

Les moyens de production

	Nucléaire	Charbon	Eolien sur terre	solaire	hydro fleuve, mer	hydro montagne	thermique sans CO2 biomasse	thermique sans CO2 gaz bio / H2	Foss.en base cogén fossile
Nucléaire taux de disponibilité									
	GW		GW	GW	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
moyen	**61,00**	**0**	**20,0**	**20**	45,9	17,3	4,9	2,2	9,8
maximum			en mer	sur toiture			dont en base		ici profil 2024
flexibilité du nucléaire			**0,5**	**20 %**			4,9		
max augm de puiss		h/an sur terre	2200	heures par an			cap pilotable		therm base
max diinin de puiss		h/an en mer	3900	1150	GW	GW	0,0		GW
minimum GW	**10**	minim garanti :	1,0%		5,80		0	<- = ci-dessus	2,5

si nuc butte sur sa limite infér sa valeur est nulle

cf. col EL

Inertie minimum des moyens de production

nucléaire, hydraulique, biomasse et gaz

en l'absence d'apport d'inertie : GW : **39**

Diminution de cette limite minimale grâce à l'inertie de machines tournantes qui ne produisent pas : en GW : **0** ; pertes 2 % ; pertes TWh 0,0

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

nuc avant éol et PV ? tap. oui ou non : non

	déplacmt de conso	batteries	STEP	Flexibilité hydraulique	Total selon SimelSP3
capacité exprimée en GWh restitué	0	0,0	90	100	**181,7**
rendement : déstock/stock	1	0,8	0,8	0,8	puiss. max
en stock au 1er janvier GWh	0	0	90		GW
puissance de conso anticipée ou de charge GW	0	0,0	5,5	10,0	15,5
puissance de conso différée ou de décharge GW	0	0,0	5,5	10,0	15,5

Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexblit de l'hydro et stockage : **11,00**

électrolyse et méthanation procédé P2P

capacité en GW entrant : **0,0**

rendement avec des TAC : 0,24 ; rendement : 0,359

cap en GW ; avec CCG : 0,36

Capacité des TAC

opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie) : **2** ; cap TAC GW : **8,00**

si 2 cap de pointe : TAC 5,00 ; 5,00

L'effacement définitif : délestage

puissance effaçable GW

Chauffage, Industrie, Transp : été **0** ; hiver **0**

Pour hydrogène en base : payé € / MWh 200 ; **0,0**

Marge ou, en -, défaut de puissance

GW ; heures défaill 0

Le coût des moyens de production et de stockage

Hors CO2	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 outre 90GW
investiss €/kW	6000	2000	1400	4000	900	1000	1600	900	400	2510	200	15	200	100
durée de v ans	60	30	25	25	25	25	25	20	20	30	20	15	12,5	100
frais f ann. €/kW/ar	110	40	40	100	15	30	20	40	30	80			2	
frais var €/MWh	9	112,50	0	0	0	0	0	69	104	80				
euros/MWh	71,7		61,1	94,8	65,8	84,7	rendement	0,6	0,4		Distrib. outre 30 GW éol & PV		500	€/kW

prix du combust €/MWh

charbon	45
gaz fossile	38
biométhane	100
Le coût du CO2	
€/tCO2	70

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités

			% réservé à Fr	nuc équv en Alm
		24	en priorité	
Interconnex	GW	TWh	68,0%	
import éol, PV	20	2,45		
exportation	20	99,7		

	hydraulique th. non fossile	éolien et PV et possblt import	nucléaire	dplcmt conso déstockage	production à partir de gaz de méth	fossile et import	Total gaz et charb
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
potentiel de production	70,3	71,6	390,1				
consommé directement	70,3	71,36	254,2	10,72	0,0	**37,48**	39,68
excédent à consommer ou écrêter		0,3	135,9	*prod excéd gaz*	*0,00*		
mis en stock et déplacement de conso		0,0	13,25	**GW**	Puiss.garantie	**77,4** GW	
consommé par l'électrolyseur		0,0	0,0		cap. de prod, ex gaz et importt. GW	**35,37**	
pour autre chose ou non valorisé	0,0	**122,9**			dont CCG GW	30,4	
dont		0,2	122,6		dont moyens de pointe	5,0	
effacem définitif TWh	0,00			p.m besoins sans vent GW	8,9		

Electrolyse

2000 euro/kW

rendement 60 %

pour électrolyse	**0**	GW
hors syst.électr.	**0,0**	TWh
export. ou autre	20	GW
pris sur le Kd nucléaire	95,54	TWh
Autres export bien valorisées	4,13	TWh
Autres usages, si demande	20,39	TWh

Production d'hydrogène

Capac. totale d'électrol GW	0,0	Product
Conso d'électricité TWh/an	**0,0**	Mt/an
Capacité de stockage Mt		0,000

taux d'actualisation : 4,50 %

Les dépenses

	nucléaire	Charbon	éolien	Photovolt.	therm biomasse	Therm Foss de base	déplacement de conso	batteries et Steps	Electrol. et méthanation	production ex gaz CCG	extrême pointe	Apport d'inertie	Total
	26851	**0**	**2873**	**1601**	**392**	**846**	**0**	**0**	**0**	**5693**	**324**	**0**	38580