

## Présentation réunion ASPO France 9 octobre 2018 par Jean Laherrere

### Prévoir le futur à partir des données du passé

#### -Production de pétrole:

Mon dernier papier d'octobre sur les 35 pays producteurs « updated “Extrapolation of oil past production to forecast future production” <https://aspofrance.files.wordpress.com/2018/10/35cooilforecast-oct.pdf> est basé sur l'extrapolation des anciennes productions ( $aP/CP\%$ ,  $aP$ ,  $\Delta P$ ,  $\Delta P/aP$ ) versus production cumulée et versus année (soit 8 graphiques à interpréter), qui fournit l'ultime et l'année du pic avec plus ou moins de certitude. J'ai déjà depuis plus de 20 ans prévu les productions futures de nombreux pays mais uniquement avec les estimations des courbes d'écrémage. Ici j'ajoute d'autres estimations en traçant des extrapolations : disons que j'obtiens avec une certitude raisonnable le meilleur tracé possible.

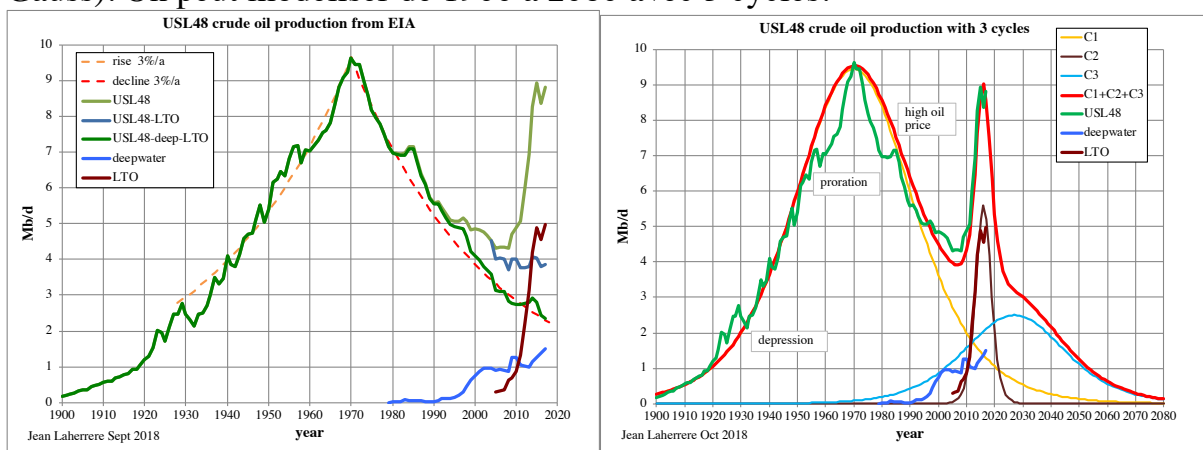
Les extrapolations du passé et la courbe d'écrémage des découvertes donnent plusieurs estimations et un choix éclairé est fait pour avoir un ultime unique (parfois je mets 2 ultimes).

L'ultime restante donne une infinité de solutions pour la production future et une solution est choisie qui donne la meilleure continuité avec le passé (en valeur et tendance) et qui donne la meilleure symétrie.

#### -Cycles

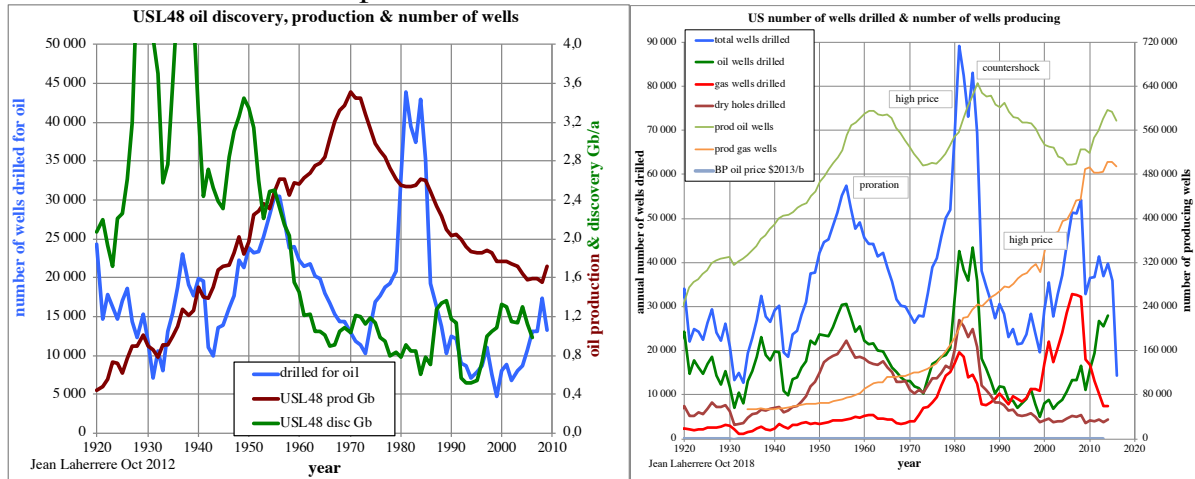
La nature est cyclique : tout ce qui monte vite redescend vite (à moins d'un nouveau cycle) : la meilleure explication est le grand nombre d'acteurs et la loi des grands nombres donne le mouvement Gaussien où le hasard domine : la courbe de gauss est symétrique

Exemple : l'USL48 crude moins LTO & deepwater: montée à 3 %/a 1930-1970 et descente à 3 %/a 1970-2017. Le pic de 1970 est pointu et non plat (Hubbert ou Gauss). On peut modéliser de 1900 à 2080 avec 3 cycles.



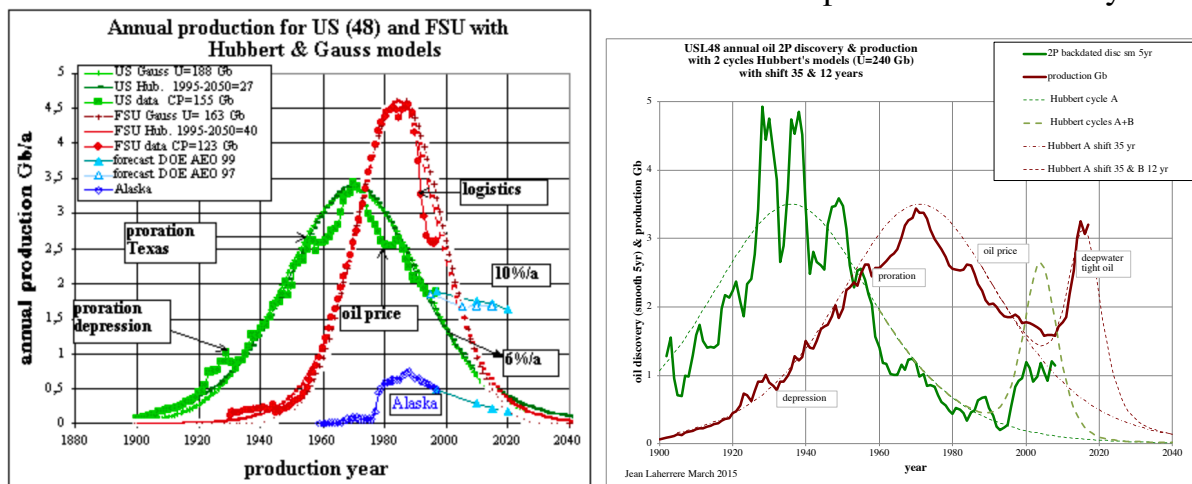
Le nombre de puits forés pour le pétrole s'écroule en 1986 et le pic de 1980 à 1985 est anormal avec un nombre de découvertes (vert) très bas (le prix est très haut : on fore tous les mauvais projets mis en attente), les découvertes augmentent en 1986 avec un nombre de puits forés plus bas.

EIA a arrêté en 2011 de publier ces données : il faut aller sur IPAA

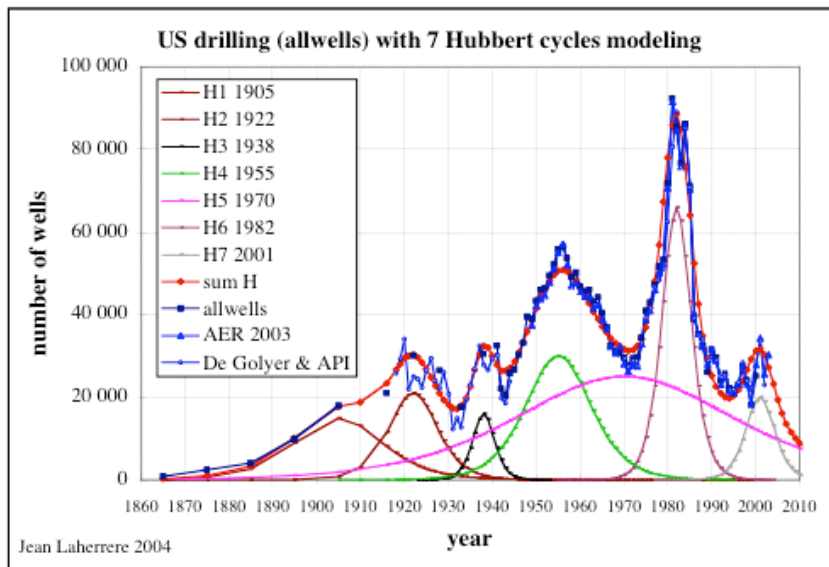


En 1999 je prévoyais seulement un seul cycle pour US et Russie”Assessing Oil and Gas Future Production, and the end of Cheap Oil?” by J. H. Laherrere for Canadian Society of Exploration Geophysicists in Calgary April 6, 1999

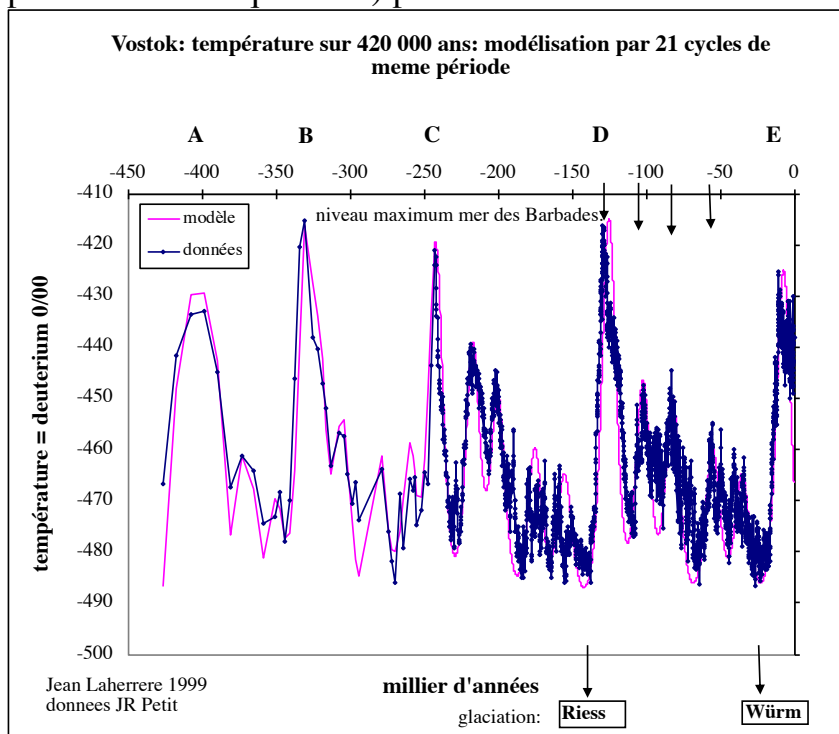
En 2015 modélisation découverte et production avec 2 cycles



-US drilling in 2004: 7 cycles pour 1865-2003

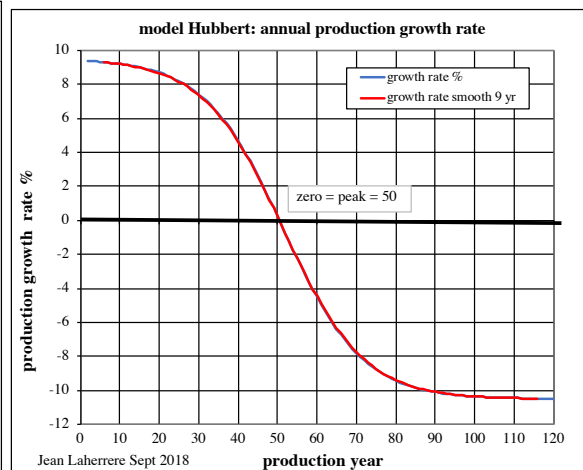
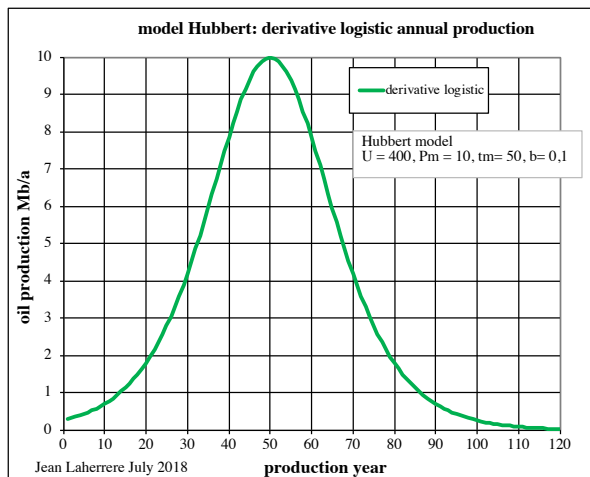


-temperatures Vostok 1999: 21 cycles de même période (Milankovitch précession des équinoxes) pour 430 000 an

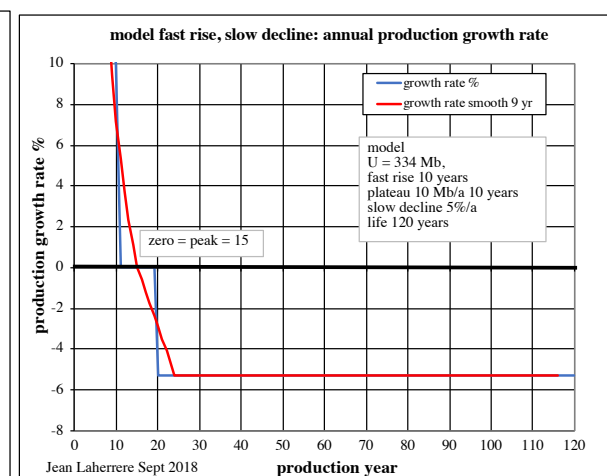
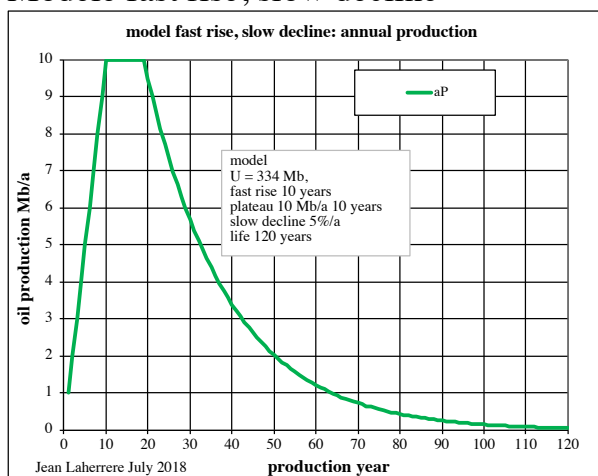


-Modèles

Modèle Hubbert : avant le pic on peut avec le taux de croissance de la production prédire son extrapolation linéaire

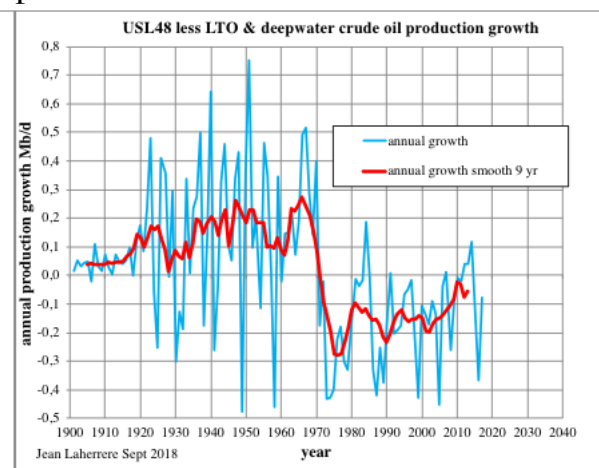
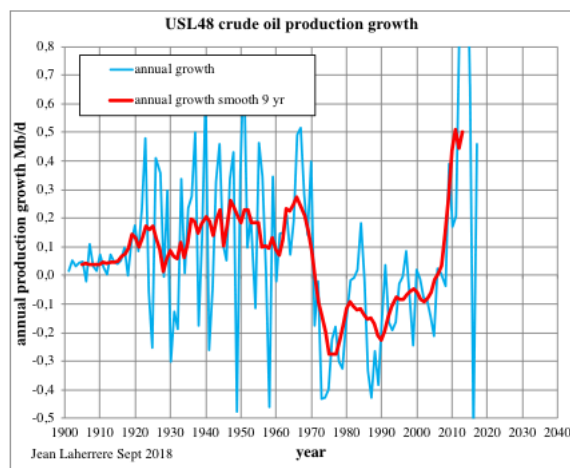


## Modèle fast rise, slow decline



## -USL48

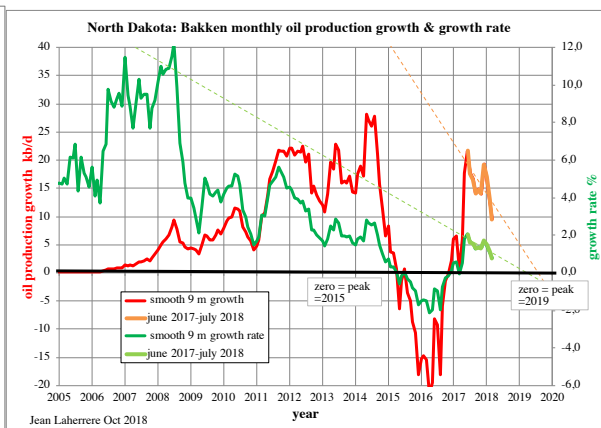
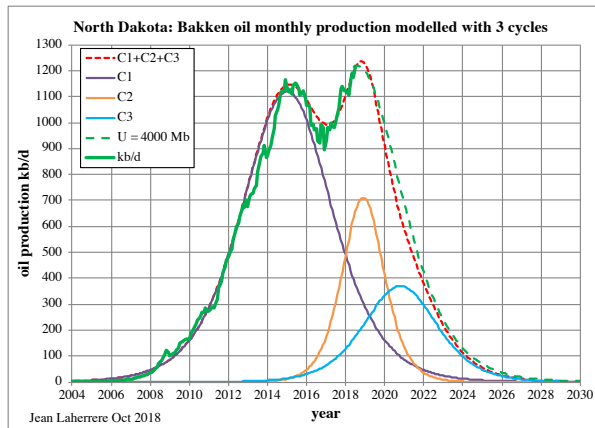
### Taux de croissance avec et sans LTO+deepwater



## -Bakken

Delta production et delta production % donne un pic fin 2018- mi 2019 et avec un ultime de 4 Gb on peut modéliser avec 3 cycles

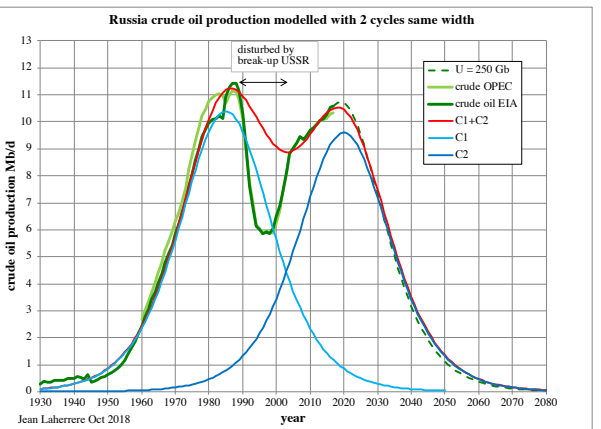
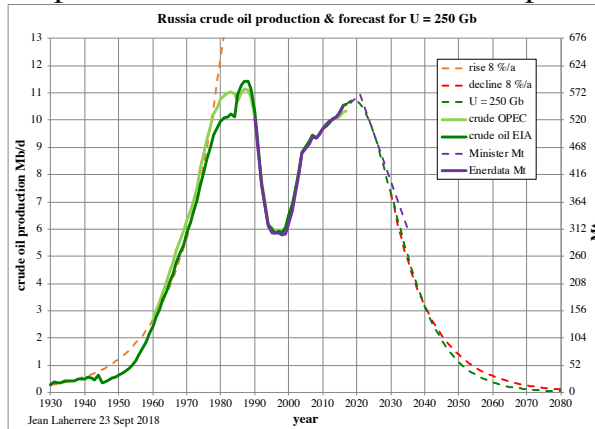




Le taux de croissance (vert qui devient négatif) permet de prévoir le pic de 2015 et celui du futur en 2019

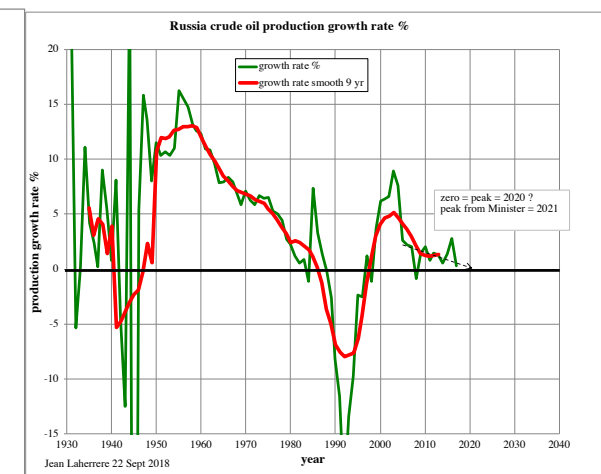
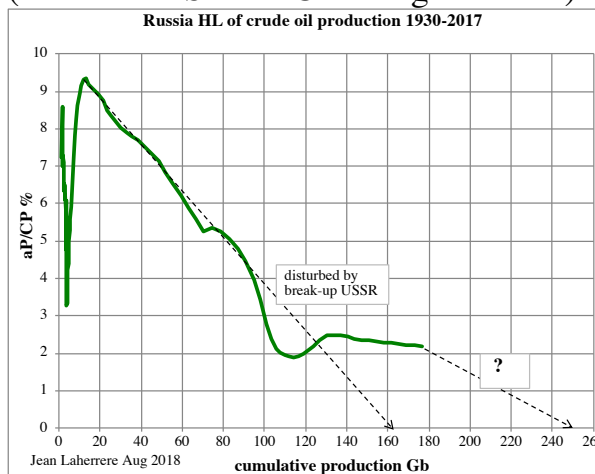
-Russie

La production de brut russe a eu un pic en 1988 et le futur en 2020



La production de brut de la Russie peut être modélisée avec 2 cycles de **largeur identique**, avec un écart de 1989 à 2002 due à l'éclatement de l'URSS.

HL ne peut être extrapolé et l'ultime de 250 Gb vient de la courbe d'écrémage (données IHS = ABC1 corrigées en 2P)



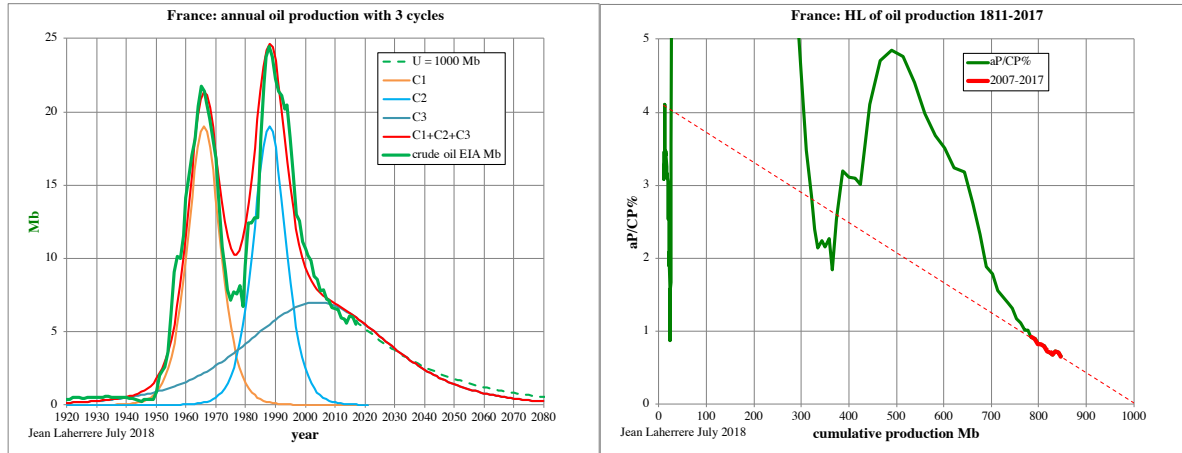
Delta annuel production (taux de croissance en %) donne le premier pic de 1998 due à l'éclatement de l'URSS) et le deuxième pic est pris en 2020 en extrapolant le taux de croissance.

La déclaration récente du ministre de l'Energie Novak prévoit un pic en 2021 et en 2035 une production de 310 Mt, très proche de ma prévision

### -France

La France a 2 cycles de découverte et 3 cycles de production

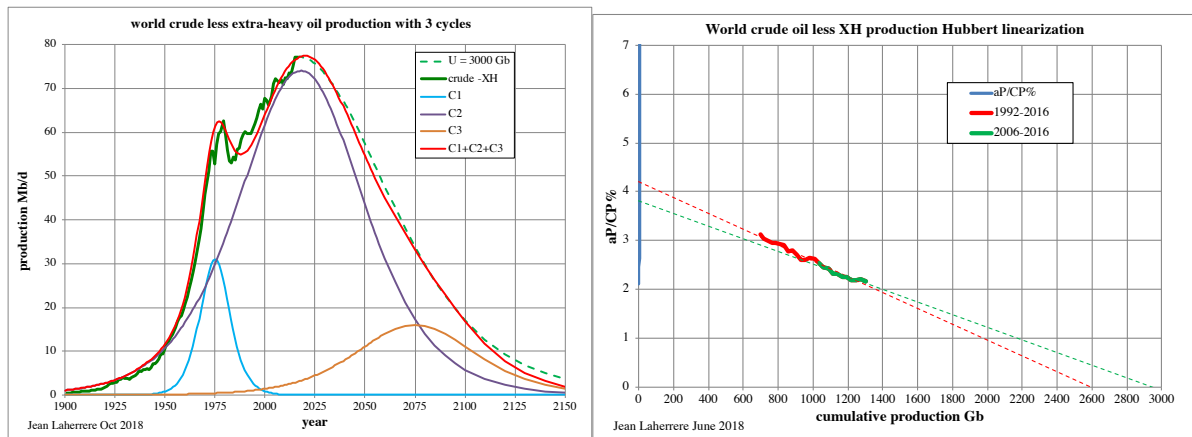
HL donne un ultime de 1 Gb



### -world

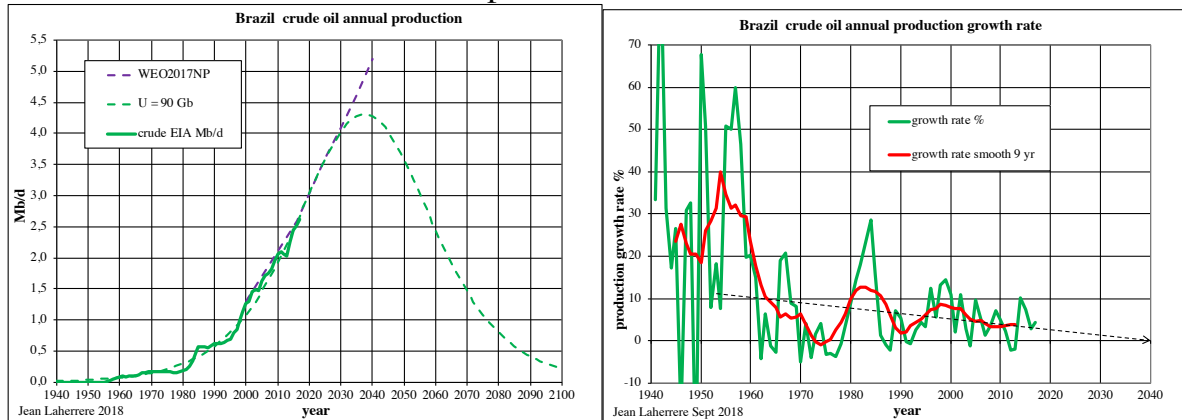
La production brut moins extra-lourd est modélisé avec 3 cycles

HL tend vers 3000 Gb.



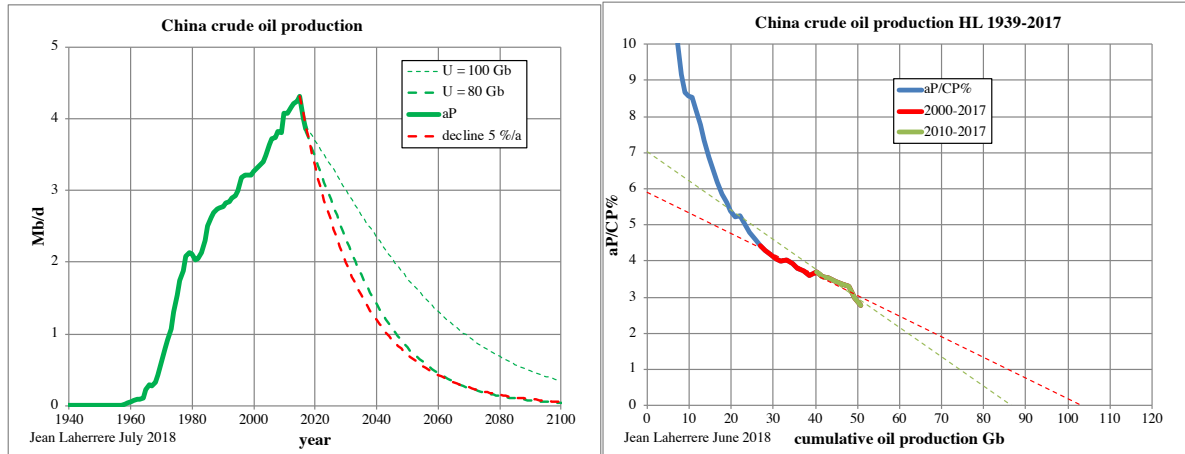
### -Brazil

L'ultime est estimé à 90 Gb et le pic en 2040



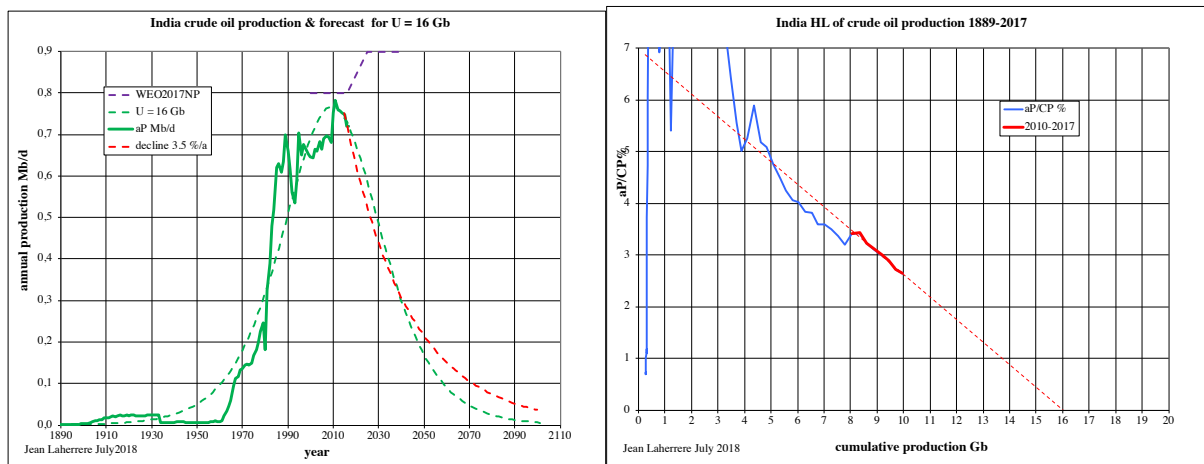
### -China

La production de brut a culminé et va décliner à 5 %/a pour un ultime de 80 Gb (100 Gb possible)



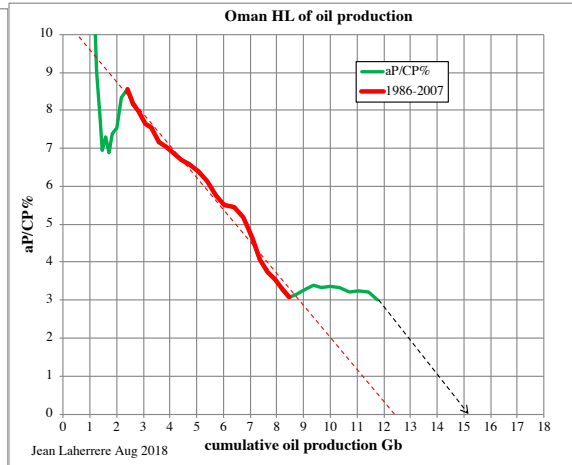
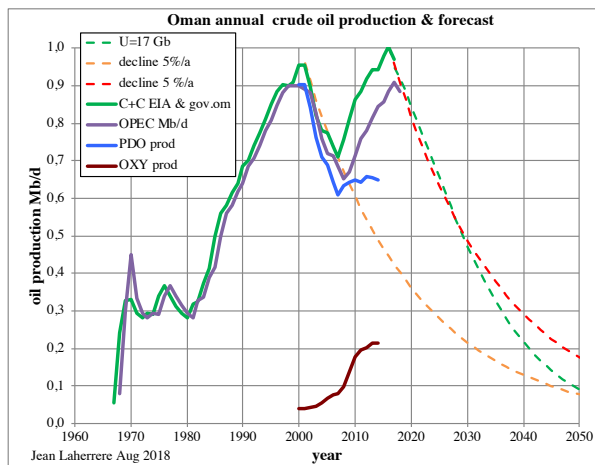
### -India

La production de brut a eu un pic en 2011 et va décliner à 3,5 %/a pour un ultime de 16 Gb.



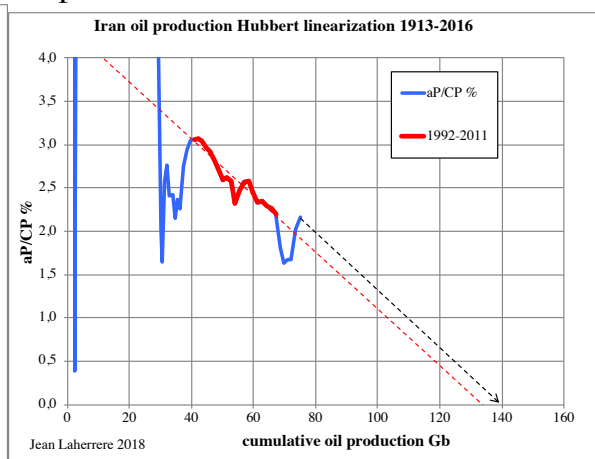
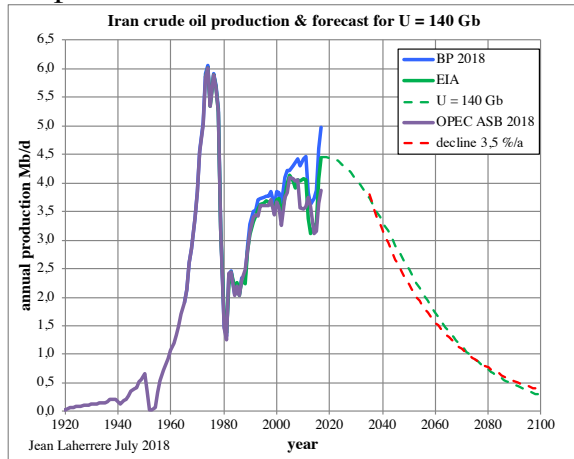
### -Oman

La production de brut a eu 2 pics et va décliner de 5 %/a pour un ultime de 17 Gb (15 Gb HL, 18 Gb OD)



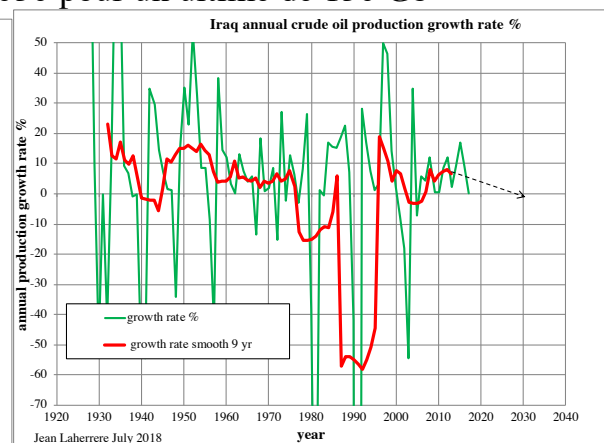
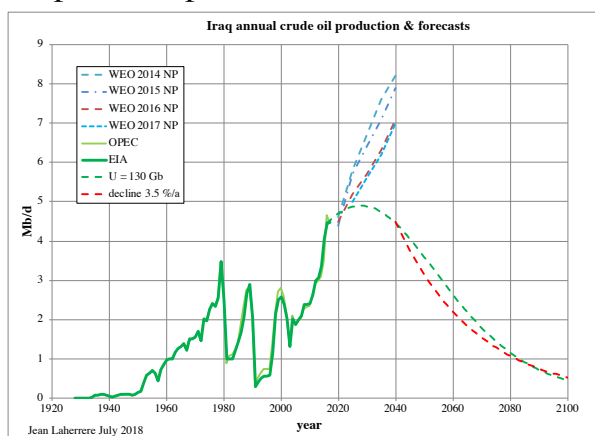
## -Iran

La production de brut va culminer en 2020 pour un ultime de 140 Gb



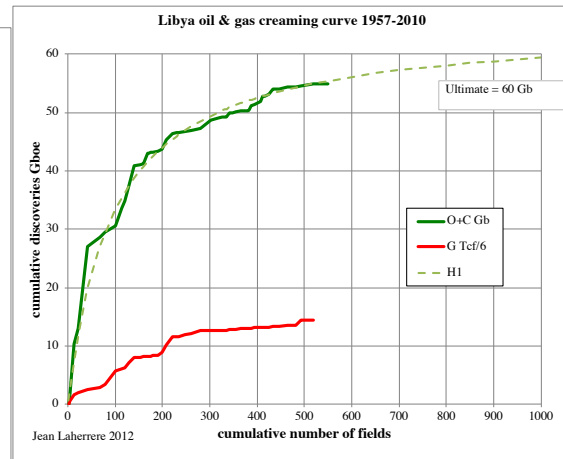
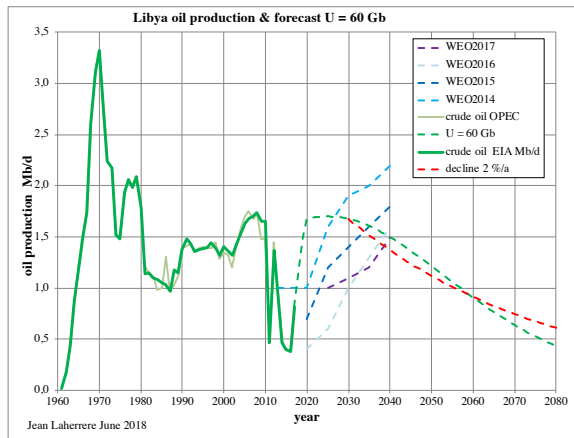
## -Irak

Le pic de la production de brut est vers 2030 pour un ultime de 130 Gb



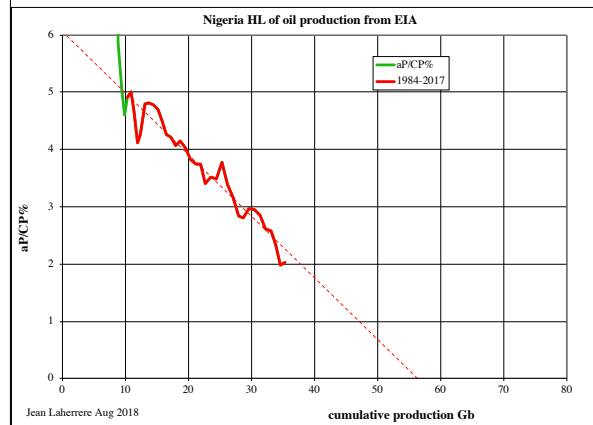
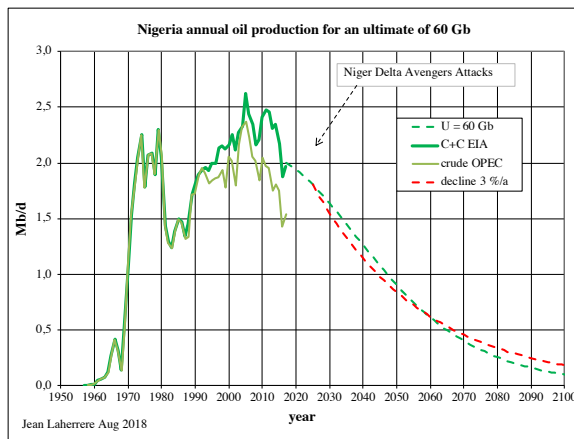
## -Libye

Lorsque que la guerre civile sera terminée, la production de brut remontera à 1,7 Mb/d pour un ultime de 60 Gb (creaming curve)

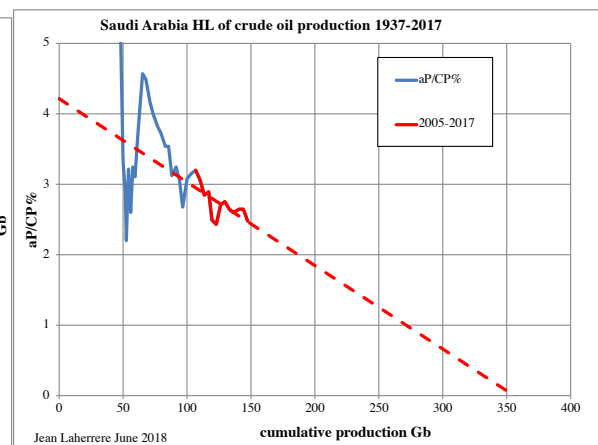
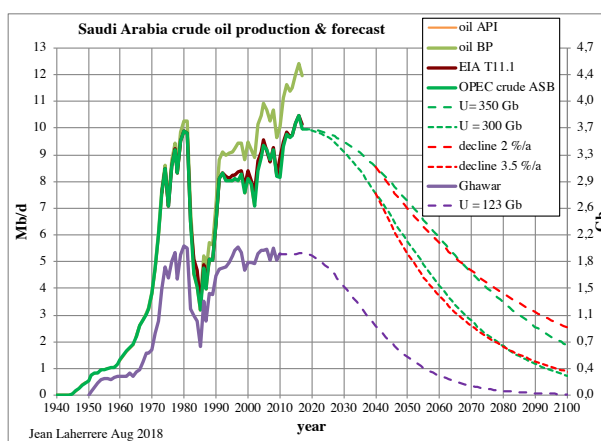


## -Nigéria

Le pic de la production de brut a été en 2005 et le déclin va continuer à 3 %/a pour un ultime de 60 Gb

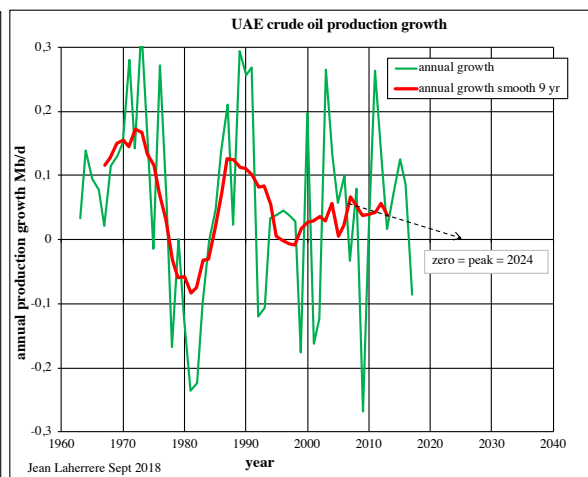
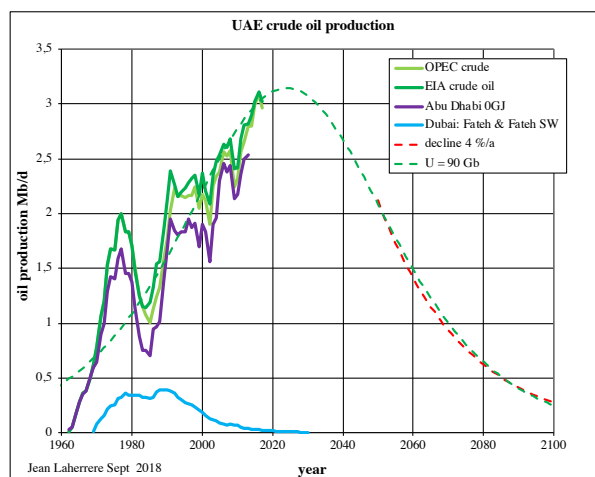


## -Arabie Saoudite



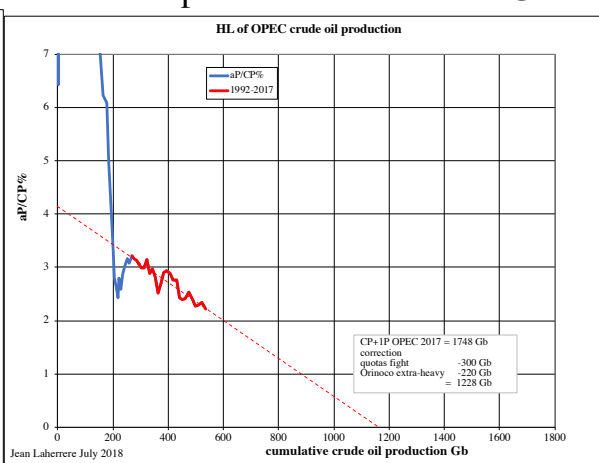
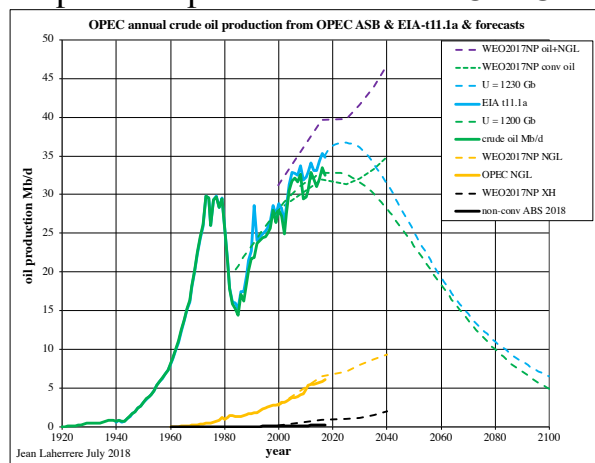
## -Emirats Arabes Unis

Le pic de la production de brut de l'UAE est estimé vers 2025 avec un ultime de 90Gb



## -OPEC

Le pic de la production de brut OPEC sera vers 2025 pour un ultime de 120 Gb



## -Synthèse

Table 2 : country before peak

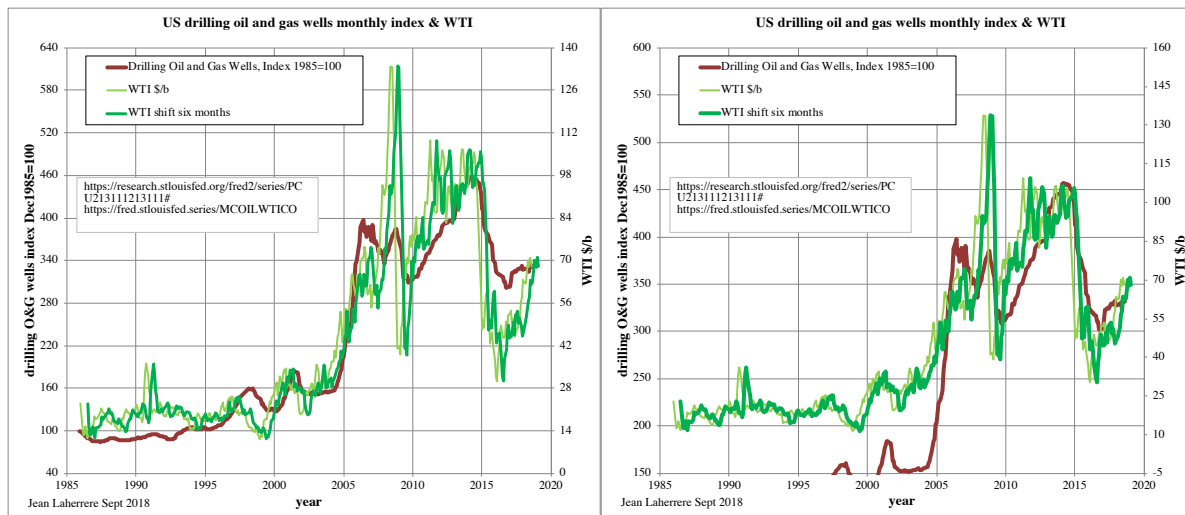
Table 3 : country with 5 % decline rate since (and peak)

Table 2
country before peak
Brazil
Canada with oilsands
Iraq
Kazakhstan
UAE
Venezuela Orinoco

Table 3		
country with 5% decline rate to end since		peak
Algeria	2015	2007
Angola	2016	2008
Australia	2000	2000
Azerbaijan	2009	2009
Brazil	2050	2040
Canada crude	2014	1973
China	2015	2014
Ecuador	2014	2014
Equatorial Guinea	2005	2004
Indonesia	2016	1991
Kazakhstan	2035	2025
Libya	2030	1970
Mexico	2013	2004
Netherlands	1987	1987
Norway	2016	2002
Oman	2016	2016
US	2025	2015

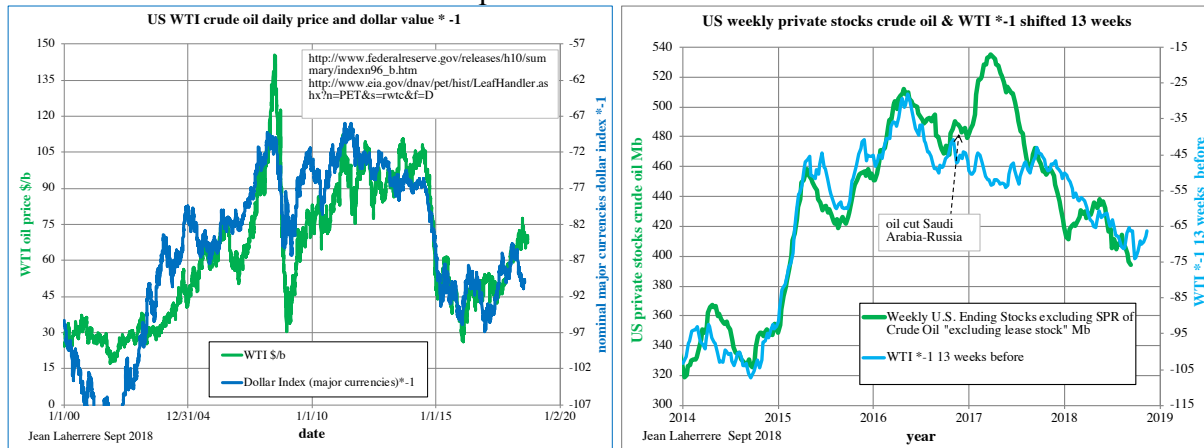
## -Annexe

Prix du brut et coût des forages US : le cout six mois après suit le prix



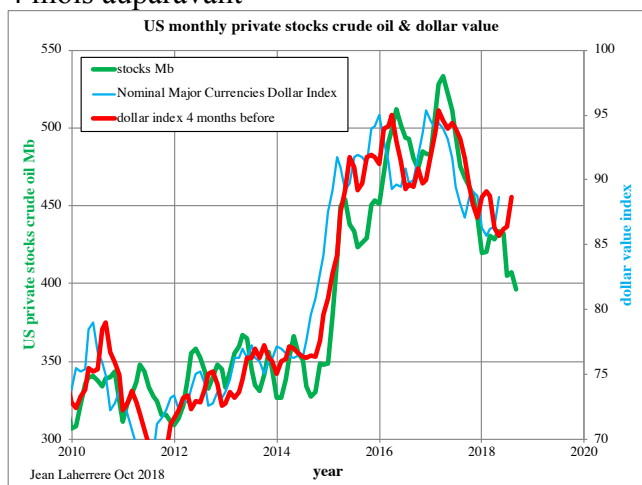
Le prix du brut WTI depuis 2004 suit la valeur inverse du dollar: depuis quelques mois la corrélation est moins bonne

Le stockage US privé du brut suit bien 13 semaines après le prix inverse du brut WTI, sauf durant l'accord Arabie-Russie sur la production



Le WTI dépend de la valeur du dollar donc le stockage dépend de la valeur du dollar.

Depuis 2010 le US stock de brut privé mensuel corrèle grossièrement avec la valeur du dollar 4 mois auparavant



## -Population

-Laherrère J.H. 2004 «Present & future energy problems» HEC (Hautes Etudes Commerciales) MBA, Sustainable Development Seminar, Jouy-en-Josas France, September 8-9 <http://www.hubbertpeak.com/laherrere/HEC-long.pdf>

*Bourgeois-Pichat head of the INED (Institut National d'Etudes Demographiques) in 1988 modeled the world population with two symmetrical curves, one for the industrial countries and one for the developing countries. In 1999, I used 3 cycles adding a lack of education and no comfort countries in order not to go to complete extinction*

Figure 50: World population forecast in 1999

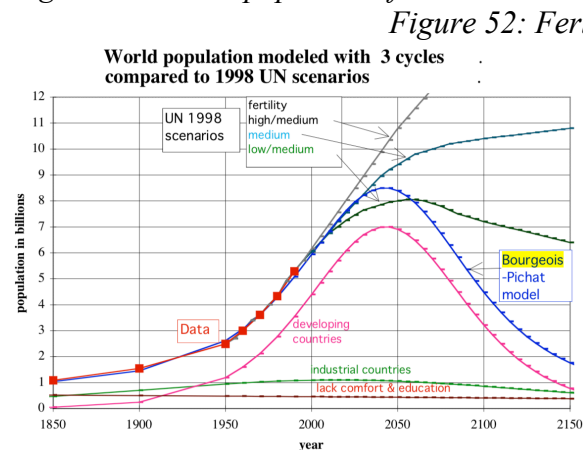
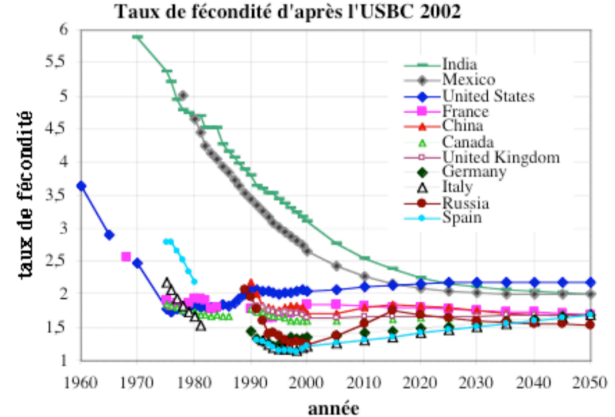


Figure 52: Fertility rate forecasts by USBC (Census Bureau)



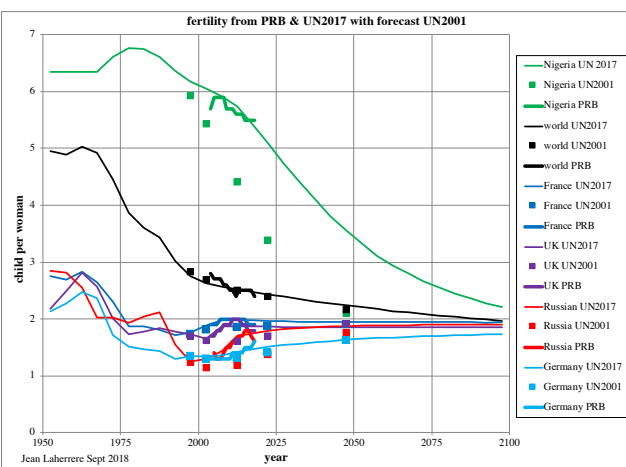
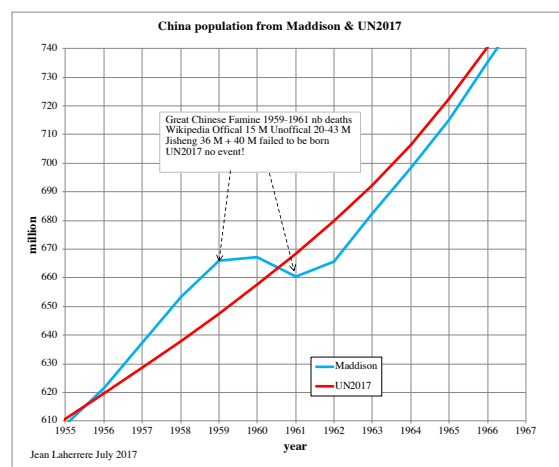
*Bourgeois-Pichat J. 1988 "Du XXe siècle au XXIe siècle, l'Europe et sa population après l'an 2000" Popul 1 [http://www.persee.fr/doc/pop\\_0032-4663\\_1988\\_num\\_43\\_1\\_17010](http://www.persee.fr/doc/pop_0032-4663_1988_num_43_1_17010) forecasted the end of humanity in 2400*

En 2002 USCB prévoyait en 2020 une fécondité US (bleu) plus forte que la fécondité Mexicaine (noir)

PRB 2018 fertilité US = 1,8 , fertilité Mexique = 2,2

Les UN font du politiquement correct : on efface la Grande famine de Chine 1959-1961, qui apparaît dans les chiffres de Maddison

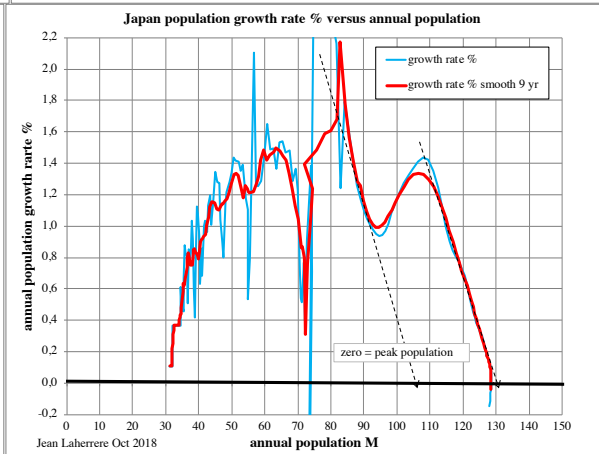
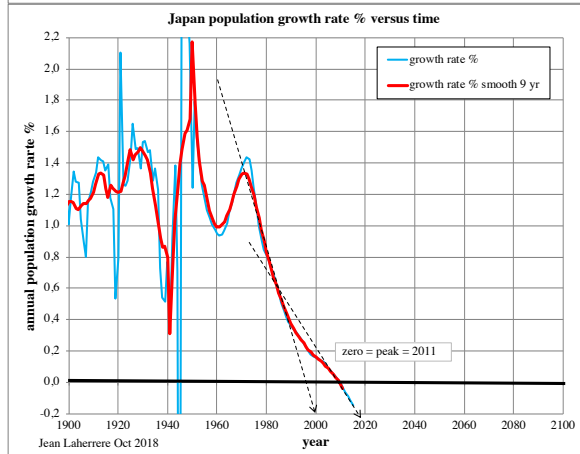
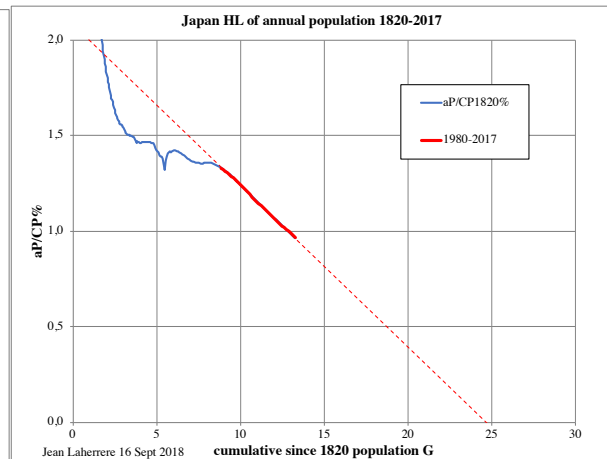
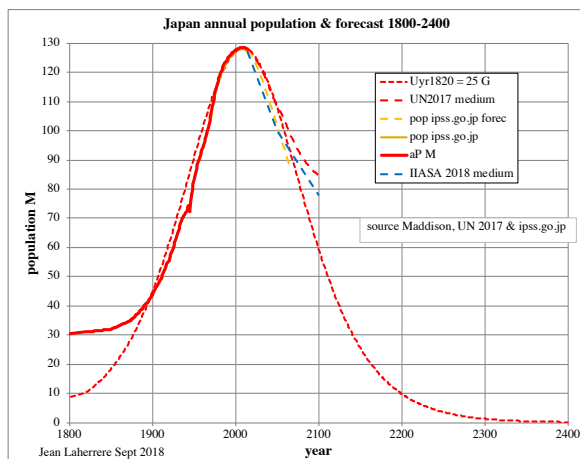
Pour UN2017, la fécondité mondiale sera égale après 2100 au taux de remplacement = 2,1 enfant par femme: c'est utopique !



## -Japon

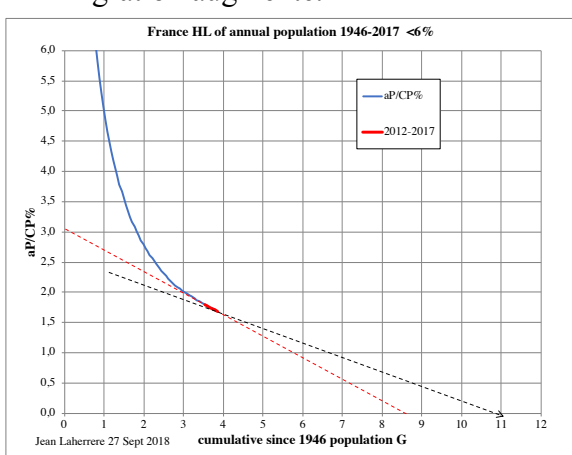
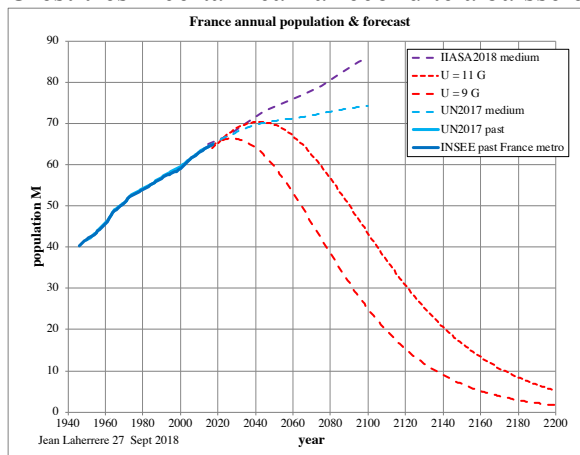
HL marche bien en phase avec les prévisions du Japon et UN2017 : cela veut dire que la méthode HL est valable pour la population



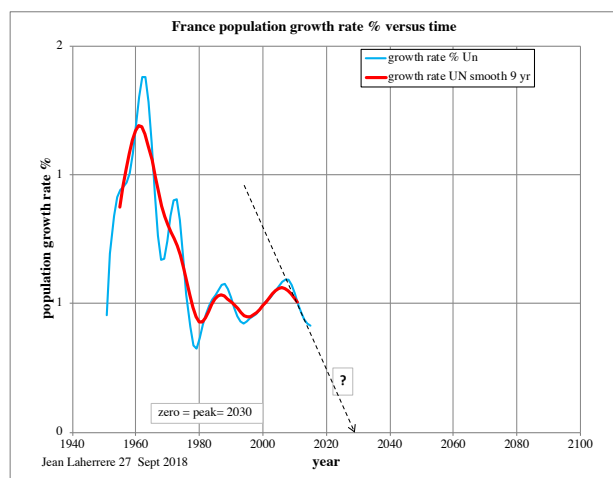
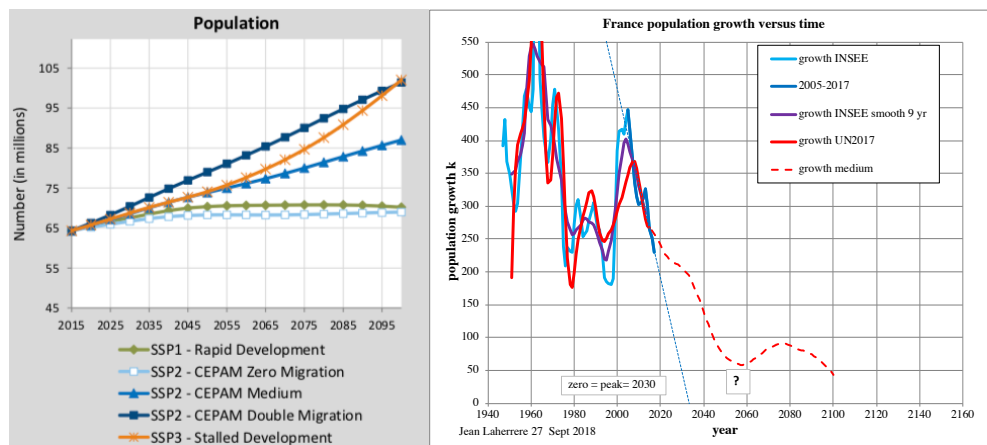


-France

C'est très incertain car la fécondité a baissé et l'immigration augmente.



IIASA 2018 forecast

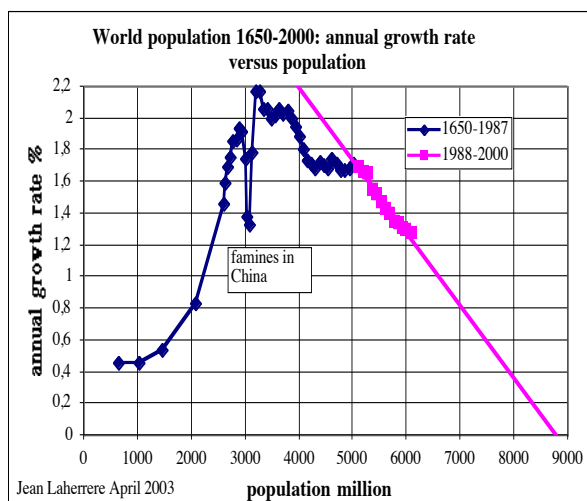
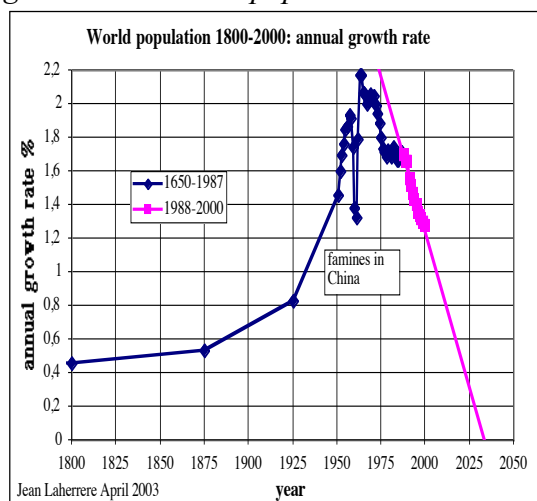


-monde

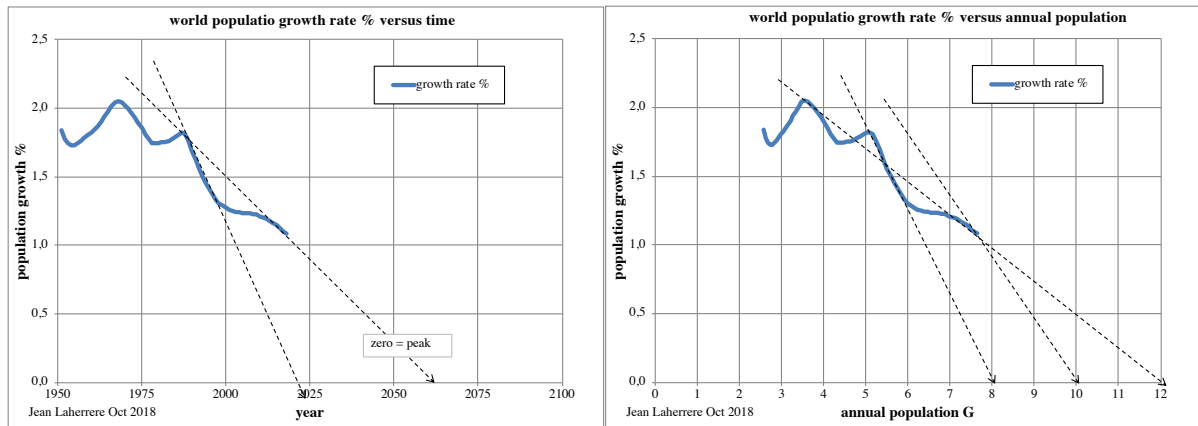
Ca marchait très bien en 2003

Figure 4: World population 1800-2000: annual growth rate with linear trend towards 2030

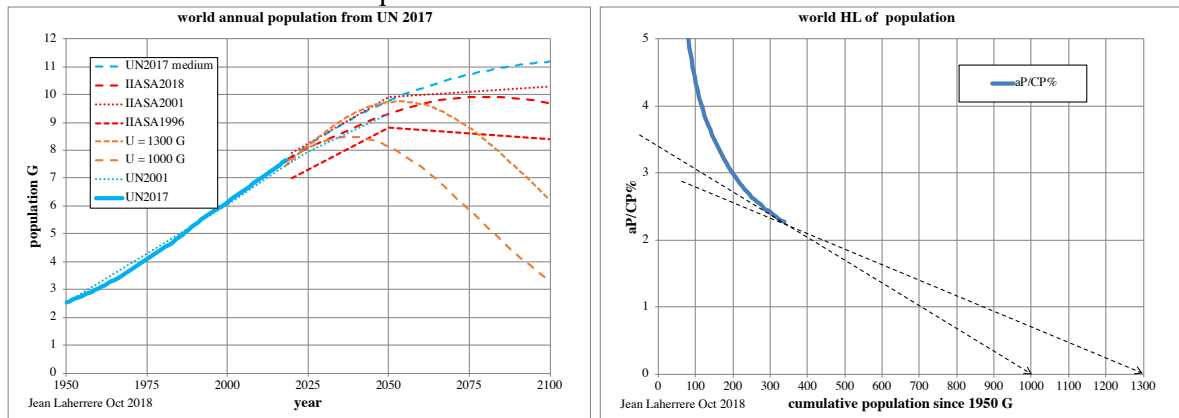
Figure 5: World population 1800-2000: annual growth rate versus population with linear trend towards less than 9 billion



Moins bien en 2018 car la fécondité n'a pas baissé en Afrique : ce n'est plus pic en 2030 à 9 G mais pic en 2065 à 12 G

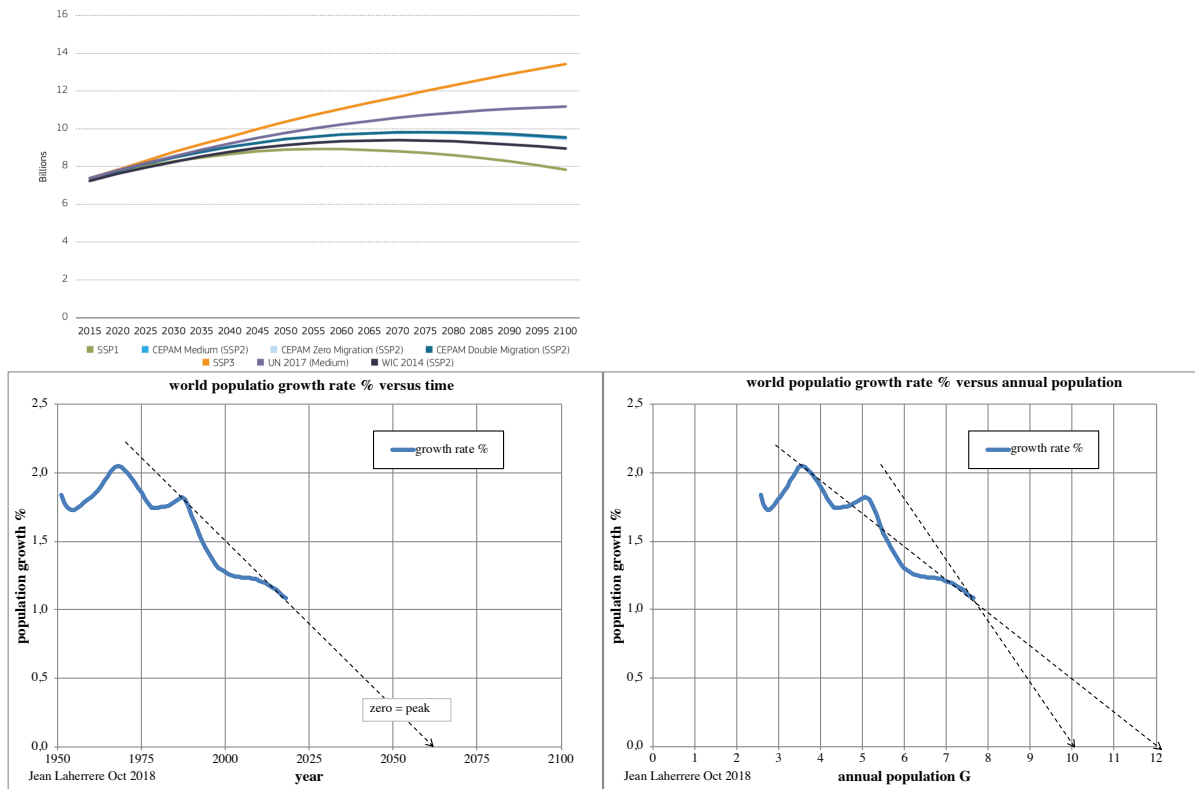


L'ultime à 1300 G donne un pic à 10 G en 2060



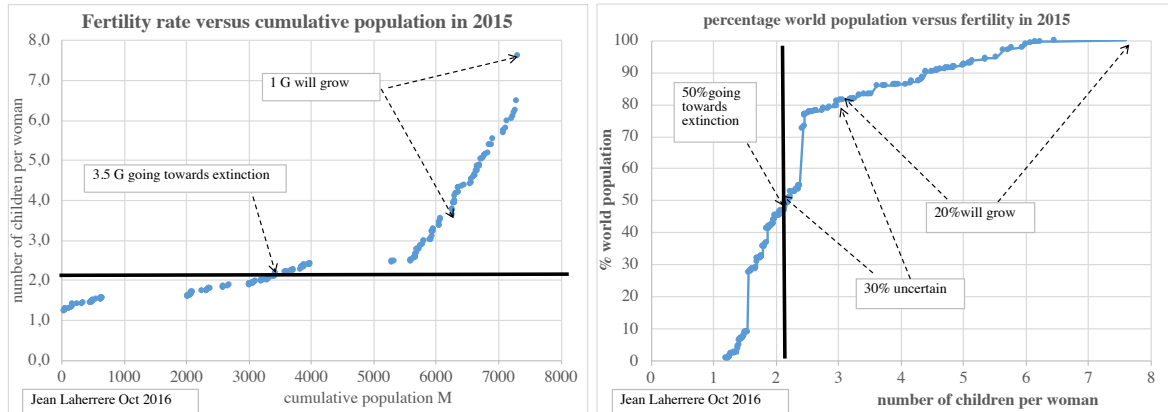
## IIASA forecast

FIGURE 11.1: Comparison of different scenarios for world population growth over the 21st century (Source: own calculations)

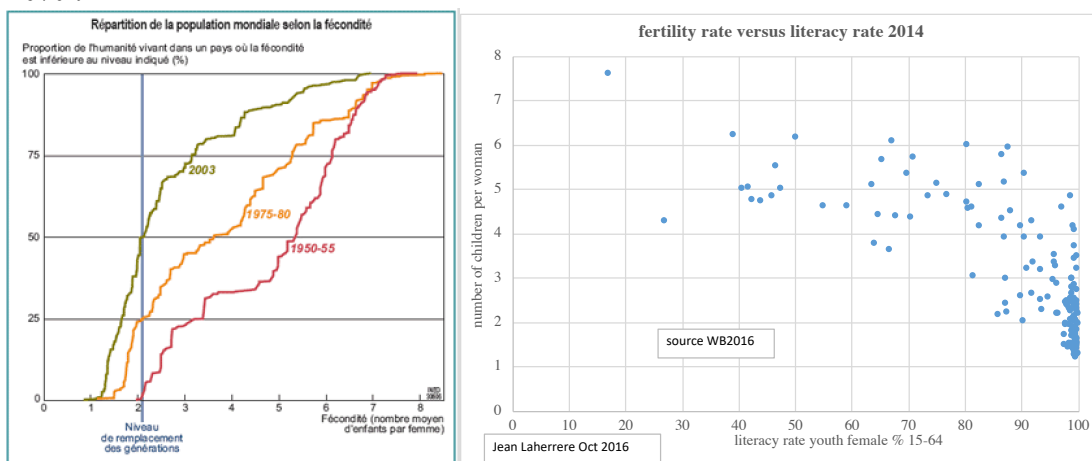


## -Conclusion

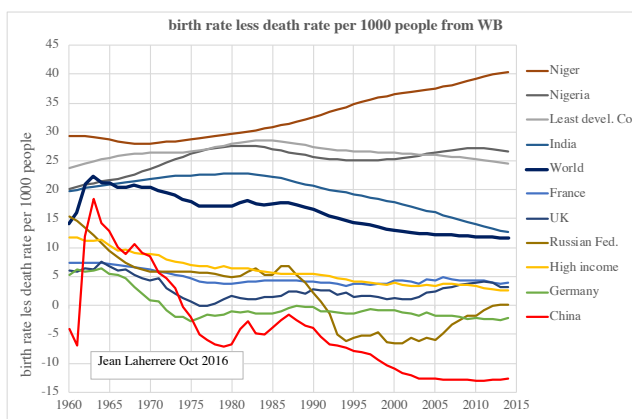
En 2015 3,5 G ont une fécondité inférieure au taux de remplacement et sont condamnés à disparaître, alors que 1 G ont un taux bien supérieur et survivront, car la fécondité est liée à l'éducation des femmes et tant que les adeptes de Boko Haram tueront les fillettes qui vont à l'école, le Niger et le Nigéria auront un taux de fécondité bien supérieur à ceux des NU.



La baisse de la fécondité est rapide pour les 80% du monde de 1950 à 2003, très peu pour les 10% !



La transition démographique des pays développés a été de passer de forte natalité à faible natalité par l'éducation et de forte mortalité à faible mortalité par la médecine et l'hygiène. Dans les pays en développement les ONG ont apporté les antibiotiques, mais pas malheureusement la pilule: la mortalité a fortement baissé, mais peu la natalité. Pour les « least developed countries » (gris), le taux naissances moins décès reste autour de 25 pour 1000 : ils resteront quand les autres disparaîtront.



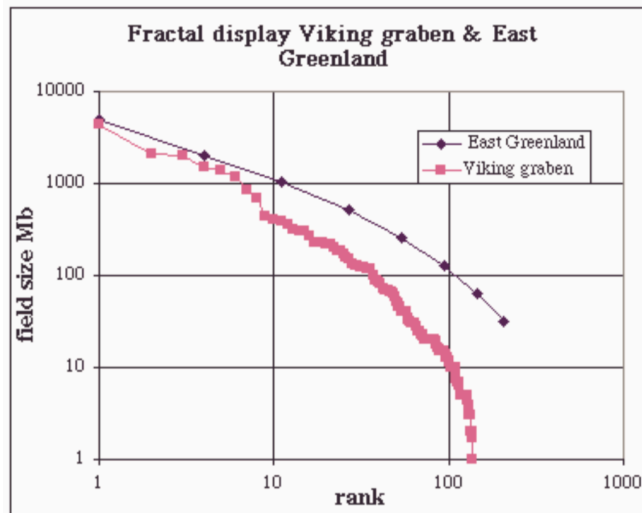
## -USGS

### -East Greenland

IIASA2001 <http://webarchive.iiasa.ac.at/Research/ECS/IEW2001/pdf/Papers/Laherrere-long.pdf>

Comparaison distribution des champs de pétrole en échelle fractale (taille-rang log-log)  
Viking Graben et East Greenland USGS2000

Figure 76:



There are less than 40 oilfields larger than 100 Mb in the Viking grabens, whereas East Greenland is assumed to contain about 100 oilfields over 100 Mb (and the probability is supposed to be 100%!)

### Papier Nice 2010

#### -Estimation dû à découvrir par l'USGS

*L'étude 2000 de l'USGS a fait un travail considérable de définir les principaux Systèmes Pétroliers du monde, car ce travail n'existait pas, seul l'inventaire des bassins tectoniques avait été fait.*

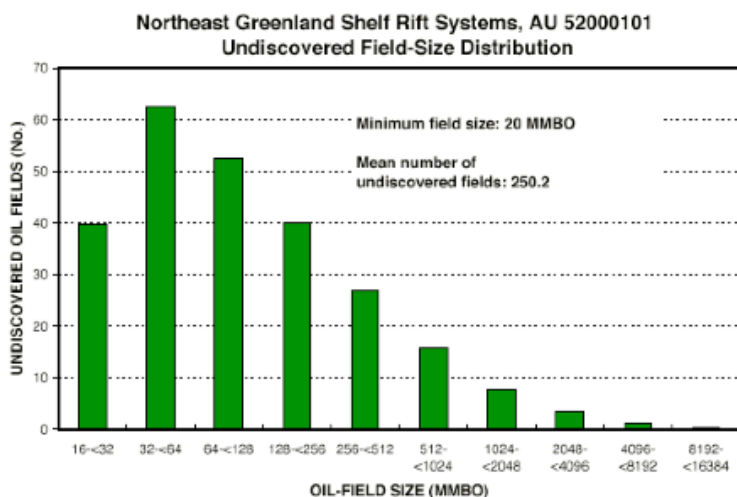
*Mais pour estimer ce qui reste à découvrir, au lieu d'utiliser la technique dite Delphi ou un panel de géologues très expérimentés avec chacun donnant séparément leur estimation après une étude complète des découvertes et du potentiel global, puis la confrontant avec la moyenne (technique utilisée par l'USGS de Ch. Masters), l'équipe de T.Ahlbrandt a demandé à un seul géologue son estimation en terme de distribution en nombre et volume (soit 6 valeurs sur une feuille dite de la 7e approximation), laissant à l'ordinateur de faire la synthèse?*

*Ainsi pour le Groenland Nord-Oriental le seul géologue (M.E. Henry) a deviné (sans aucun document sismique ni aucun puits) le nombre de champs à découvrir et leur taille*

	mini	median	maxi
Nombre de puits	1	250	500
Taille du champ Mb	20	85	12 500

*A partir de cette estimation simpliste et non justifiée une simulation de Monte Carlo avec 50 000 passages a rendu la synthèse très authentique avec une valeur moyenne de 47 Gb soit presque autant que la Mer du Nord, occupant le second rang à découvrir après le Zagros au MO!*

*-Figure 74: USGS 2000: distribution du pétrole à découvrir pour le Groenland nord-oriental après simulation Monte Carlo*



### Seventh approximation sheet

<b>SEVENTH APPROXIMATION--BASIC INPUT DATA FORM</b>					
<b>IDENTIFICATION INFORMATION</b>					
Date:.....					
Assessment Geologist:.....					
Region:.....					Number: .....
Province:.....					Number: .....
Total Petroleum System:.....					Number: .....
Assessment Unit:.....					Number: .....
Notes from Assessor:.....					
<b>CHARACTERISTICS OF ASSESSMENT UNIT</b>					
What is the minimum field size?..... mmboe grown (6000 cfg = 1 bo)					
Oil (<20,000 cfg/bo overall) <b>or</b> Gas (≥20,000 cfg/bo overall):....					
Number of discovered fields exceeding minimum size:.....		Oil:		Gas:	
Established (>13 fields)		Frontier (1-13 fields)		Hypothetical (no fields)	
Median size (grown) of discovered oil fields (mmbo):					
1st 3rd discovered		2nd 3rd		3rd 3rd	
Median size (grown) of discovered gas fields (bcfg):					
1st 3rd discovered		2nd 3rd		3rd 3rd	
<b>Assessment-Unit Probabilities:</b>					
Attribute			Probability of occurrence (0-1.0)		
1. <b>CHARGE:</b> Adequate petroleum charge for an undiscovered field ≥ minimum size.....					
2. <b>ROCKS:</b> Adequate reservoirs, traps, and seals for an undiscovered field ≥ minimum size.....					
3. <b>TIMING:</b> Favorable geologic timing for an undiscovered field ≥ minimum size.....					
<b>Assessment-Unit GEOLOGIC Probability</b> (Product of 1, 2, and 3):.....					
4. <b>ACCESS:</b> Adequate location for necessary petroleum-related activities.....					
<b>UNDISCOVERED FIELDS</b>					
<b>Number of Undiscovered Fields:</b> How many undiscovered fields exist that are ≥ minimum size?:					
(uncertainty of estimating fixed but unknown values)					
Oil fields:.....min. no. (>0)      median no.      max no.					
Gas fields:.....min. no. (>0)      median no.      max no.					
<b>Sizes of Undiscovered Fields:</b> What are the anticipated sizes ( <b>grown</b> ) of the above fields?:					
(inherent natural variability in the sizes of undiscovered fields)					
Oil in oil fields (mmbo):..... min. size      median size      max. size					
Gas in gas fields (bcfg):..... min. size      median size      max. size					

Figure 3. Basic input data form for the Seventh Approximation.

L'USGS a refait une nouvelle étude en 2007 sur le Groenland Est avec cette fois de la sismique et avec un travail d'équipe: la définition des bassins a beaucoup changé et le pétrole à découvrir a été réduit à 9 Gb « Oil and gas resource potential of the East Greenland shelf: prototype for the USGS Circum-Arctic resource appraisal by Gautier & Pierce»!  
Mais cette fois le détail du calcul n'est pas communiqué et il semble que le nombre mini puisse être zéro!

#### East Greenland Rift Basins

mean	USGS 2000	USGS 2008 CARA
Oil Gb	47,1	8,9
Gas Tcf	80,7	86,2
NGL Gb	4,2	8,1

En 2007 (FS07-3077) on n'ajoute que les « mean » : c'est correct

**Table 1.** East Greenland Rift Basins Province assessment results.

[MMBO, million barrels of oil. BCFG, billion cubic feet of gas. MMBNGL, million barrels of natural gas liquids. Results shown are fully risked estimates. For gas accumulations, all liquids are included as NGL (natural gas liquids). F95 represents a 95-percent chance of at least the amount tabulated; other fractiles are defined similarly. Fractiles are additive under the assumption of perfect positive correlation. TPS, total petroleum system; AU, assessment unit. Gray shading indicates not applicable]

Total Petroleum Systems (TPS) and Assessment Units (AU)	AU Probability	Field Type	Total Undiscovered Resources											
			Oil (MMBO)				Gas (BCFG)				NGL (MMBNGL)			
			F95	F50	F5	Mean	F95	F50	F5	Mean	F95	F50	F5	Mean
North Danmarkshavn Salt Basin AU	0.65	Oil	0	1,989	11,793	3,274	0	3,827	26,779	7,255	0	264	2,123	570
		Gas					0	23,820	107,409	32,756	0	2,284	10,730	3,237
South Danmarkshavn Basin AU	0.72	Oil	0	3,228	13,996	4,384	0	6,325	32,081	9,700	0	449	2,603	761
		Gas					0	19,344	83,621	26,251	0	1,844	8,362	2,598
Northeast Greenland Volcanic Province AU	0.26	Oil	0	0	2,757	497	0	0	6,212	1,105	0	0	492	87
		Gas					0	0	16,551	3,003	0	0	1,651	297
Thetis Basin AU	0.49	Oil	0	0	2,095	537	0	0	4,908	1,184	0	0	397	93
		Gas					0	0	12,489	3,206	0	0	1,251	317
Liverpool Land Basin AU	0.29	Oil	0	0	1,122	209	0	0	2,528	464	0	0	200	37
		Gas					0	0	6,740	1,255	0	0	672	124
Jameson Land Basin AU	0.07	Oil	Not quantitatively assessed											
		Gas												
Jameson Land Basin Subvolcanic Extension AU	0.04	Oil	Not quantitatively assessed											
		Gas												
Total Conventional Resources						8,901				86,179				8,121

En 2013 on ajoute les F95, F50 et F5 = incorrect

Province Name	Province Pr	Oil in Oil Fields (MMBO), F95	Oil in Oil Fields (MMBO), F50	Oil in Oil Fields (MMBO), F5	Oil in Oil Fields (MMBO), Mean
East Greenland Rift Basins	0,72	0,00	5 217,62	31 763,93	8 902,13

L'approche USGS est valable pour obtenir la description des systèmes pétroliers mais leur estimation de ce qui reste à découvrir tient surtout de la boule de crystal, car les géologues qui font ces estimations n'ont ni toutes les données confidentielles, ni la pratique de l'exploration passée.

Comment peut-on prévoir les champs à découvrir sans faire l'inventaire des champs découverts ?

De plus leur étude est un véritable boîte noire : on a le résultat, mais pas le détail de l'étude. Le principal reproche à adresser à l'USGS est que depuis 2000 ils utilisent la même méthode malgré ses échecs et ne se remettent jamais en cause

Leurs géologues n'ont jamais foré de puits secs : ils ignorent les post-mortem

Leur méthode est essentiellement du Monte Carlo : <https://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-ff/downloads/Monte%20Carlo%20Outputs/>

## Monte Carlo sur le Subsalt du Gabon

<https://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-ff/downloads/Monte%20Carlo%20Outputs/em72030101.pdf>

72030101  
Gabon Subsalt  
Monte Carlo Results

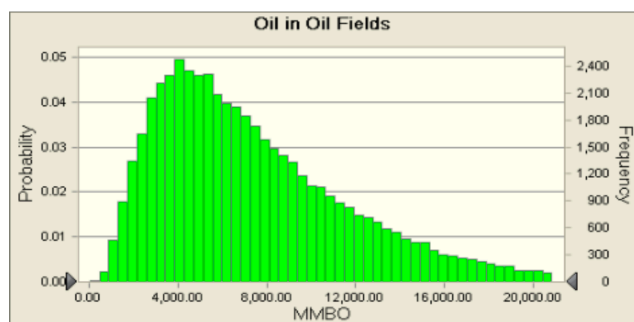
Forecast: Oil in Oil Fields

Summary:

Entire range is from 19.45 to 44,740.62

Filter range is from 0.00 to Infinity

After 50,000 trials, the standard error of the mean is 21.17



Statistics:	Forecast values
Trials	50,000
Mean	7,588.90
Median	6,492.18
Mode	---
Standard Deviation	4,733.56
Variance	22,406,591.64
Skewness	1.34
Kurtosis	5.56
Coefficient of Variability	0.6237
Minimum	19.45
Maximum	44,740.62
Range Width	44,721.17
Mean Standard Error	21.17

C'est l'ordinateur qui a fait tout le boulot à partir de 6 chiffres au pif de la feuille 7th approximation

En 2000 estimation des réserves mondiales de pétrole conventionnel à découvrir, l'USGS n'ajoute « undiscovered » & « reserve growth que pour le « mean » car l'agrégation des F95 et F5 est incorrect

	Oil				Gas					NGL				
	Billion Barrels				Trillion Cubic Feet				BBOE	Billion Barrels				
	F95	F50	F5	Mean	F95	F50	F5	Mean	Mean	F95	F50	F5	Mean	
World (excluding United States)														
Undiscovered conventional	334	607	1,107	649	2,299	4,333	8,174	4,669	778	95	189	378	207	
Reserve growth (conventional)	192	612	1,031	612	1,049	3,305	5,543	3,305	551	13	42	71	42	
Remaining reserves*				859				4,621	770				68	
Cumulative production*				539				898	150				7	
Total				2,659				13,493	2,249				324	
United States														
Undiscovered conventional	66		104	83	393		698	527	88	combined with oil				
Reserve growth (conventional)				76				355	59	combined with oil				
Remaining reserves*				32				172	29	combined with oil				
Cumulative production*				171				854	142	combined with oil				
Total				362				1,908	318					
World Total (including United States)														
				3,012				15,401	2,567					



Laherrère J.H. 2000 “Is the USGS 2000 assessment reliable ? “ Cyberconference by the World Energy Council, May 19, Strategic Options <http://www.energyresource2000.com>, or <http://www.oilcrisis.com/laherrere/usgs2000/>

Le « reserve growth » pour le monde est complètement faux, car l’USGS utilise le « reserves growth » calculée à partir des réserves US prouvées et l’applique aux réserves mondiales (Petroconsultants 1996) qui sont des 2P (prouvées + probables) qui sont par définition supposées ne pas grossir.

C’est une erreur grossière qui n’a pas été relevée par la plupart des utilisateurs des estimations USGS.

<https://pubs.usgs.gov/fs/2016/3083/fs20163083.pdf>

## Bazhenov

**Table 2.** Assessment results for the Bazhenov Continuous Oil and Bazhenov Shale Gas Assessment Units (AUs) in the West Siberian Basin Province.

[MMBO, million barrels of oil; BCFG, billion cubic feet of gas; MMBNGL, million barrels of natural gas liquids. Results shown are fully risked estimates. For gas accumulations, all liquids are included within the NGL (natural gas liquids) category. F95 represents a 95-percent chance of at least the amount tabulated. Other fractiles are defined similarly. Fractiles are additive under the assumption of perfect positive correlation. Shading indicates not applicable]

Total petroleum system (TPS) and assessment units (AUs)	AU probability	Accu- mulation type	Total undiscovered resources											
			Oil (MMBO)				Gas (BCFG)				NGL (MMBNGL)			
			F95	F50	F5	Mean	F95	F50	F5	Mean	F95	F50	F5	Mean
Bazhenov Formation TPS														
Bazhenov Continuous Oil AU	1.0	Oil	2,774	10,725	26,716	12,219	1,106	4,286	10,721	4,888	14	58	158	69
Bazhenov Shale Gas AU	1.0	Gas					16,340	63,131	148,563	70,268	340	1,343	3,444	1,546
Total undiscovered resources			2,774	10,725	26,716	12,219	17,446	67,417	159,284	75,156	354	1,401	3,602	1,615

L’USGS estime les réserves du Bazhenov à 12 Gb bien moins que l’East Greenland de 2000

## Paris Basin

<https://pubs.usgs.gov/fs/2015/3016/pdf/fs2015-3016.pdf>

**Table 2.** Assessment results for unconventional (continuous) and conventional oil and gas resources in the Paris Basin.

[MMBO, million barrels of oil. BCFG, billion cubic feet of gas; MMBNGL, million barrels of natural gas liquids; TPS, total petroleum system; AU, assessment unit. Results shown are fully risked estimates. For gas accumulations, all liquids are included under the NGL (natural gas liquids) category. F95 represents a 95 percent chance of at least the amount tabulated. Other fractiles are defined similarly. Fractiles are additive under assumption of perfect positive correlation. Shading indicates not applicable.]

Total petroleum systems (TPS) and Assessment Units (AUs)	AU probability	Accumulation type	Total undiscovered resources											
			Oil (MMBO)				Gas (BCFG)				NGL (MMBNGL)			
			F95	F50	F5	Mean	F95	F50	F5	Mean	F95	F50	F5	Mean
Toarcian-Domerian TPS														
Toarcian-Domerian Continuous Oil AU	1.0	Oil	24	113	346	140	2	9	29	11	0	0	0	0
Lotharingian-Sinemurian TPS														
Lotharingian-Sinemurian Continuous Oil AU	1.0	Oil	18	72	181	82	1	6	15	7	0	0	0	0
Permo-Carboniferous Composite TPS														
Permo-Carboniferous Tight Gas AU	0.9	Gas					0	1,657	5,503	2,074	0	12	43	15
Total unconventional resources			42	185	527	222	3	1,672	5,547	2,092	0	12	43	15
Mesozoic Composite TPS														
Mesozoic Reservoirs AU	1.0	Oil	10	17	31	18	1	2	3	2	0	0	0	0
		Gas					12	35	111	45	0	0	1	0
Total conventional resources			10	17	31	18	13	37	114	47	0	0	1	0
Total undiscovered resources			52	202	558	240	16	1,709	5,661	2,139	0	12	44	15

ISSN 2327-6916 (print) ISSN 2327-6932 (online) <http://dx.doi.org/10.3133/fs20153016>

L’USGS estime les réserves à découvrir du Bassin de Paris à 240 Mb à comparer à une production cumulée fin 2015 de 300 Mb le BEPH (maintenant BRESS) a cessé en 2015 de donner les productions annuelles par champ.

## DNV GL

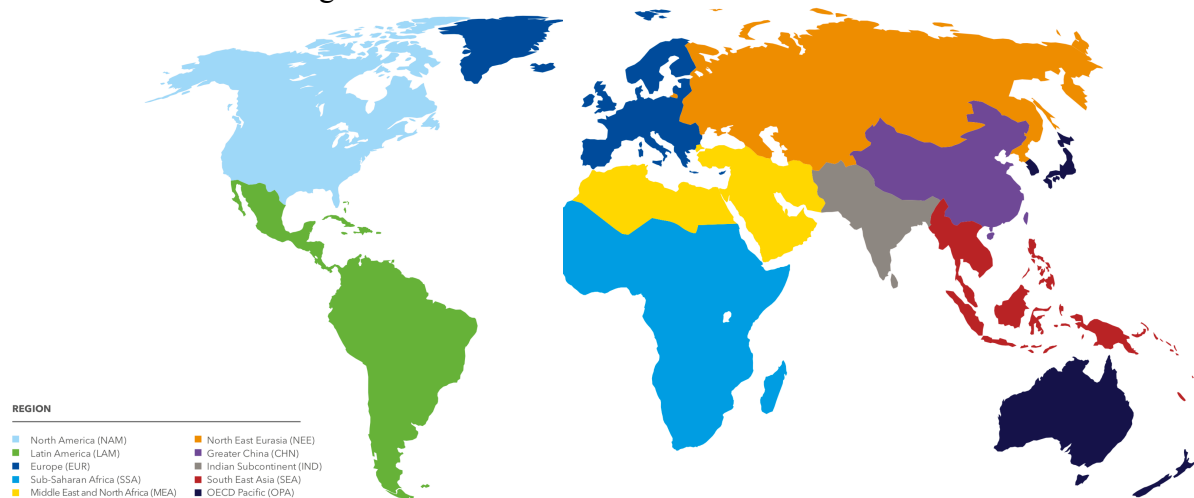
Les origines partagées de DNV GL remontent à 1864, lorsque **Det Norske Veritas** (DNV) a été fondée comme organisation de membres à Oslo. Les associations d'assurance mutuelle pour le transport maritime de Norvège se sont regroupées pour établir des normes et procédures homogènes, utilisées pour évaluer les risques pour assurer les navires individuellement. Le groupe avait pour objectif de proposer « une classification et une imposition fiable et uniformisée des navires norvégiens.

Trois années plus tard en Allemagne, un groupe de 600 propriétaires, constructeurs et d'assureurs de navires se sont regroupés dans **Germanischer Lloyd** (GL), une association à but non lucratif basée à Hambourg.

Aujourd'hui, DNV GL a une position solide en tant qu'acteur mondial dans les industries maritime, pétrolière et gazière, de l'énergie ainsi que dans le secteur agroalimentaire et de la santé pour répondre non seulement aux nouveaux défis, mais aussi aux attentes des entreprises et de la société.

**Rapport ETO2018** = Energy Transition Outlook 2018- a global and regional forecast to 2050

Division en 10 régions

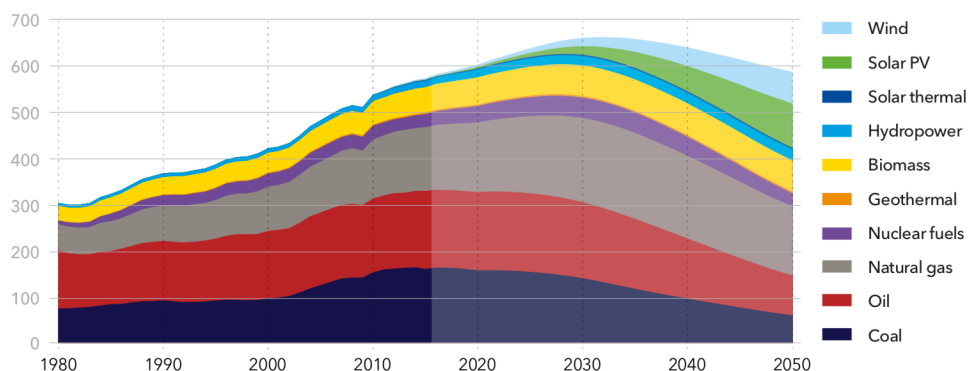


NAM est US+Canada, alors que pour moi doit inclure Mexico vu la connexion pétrole & gaz

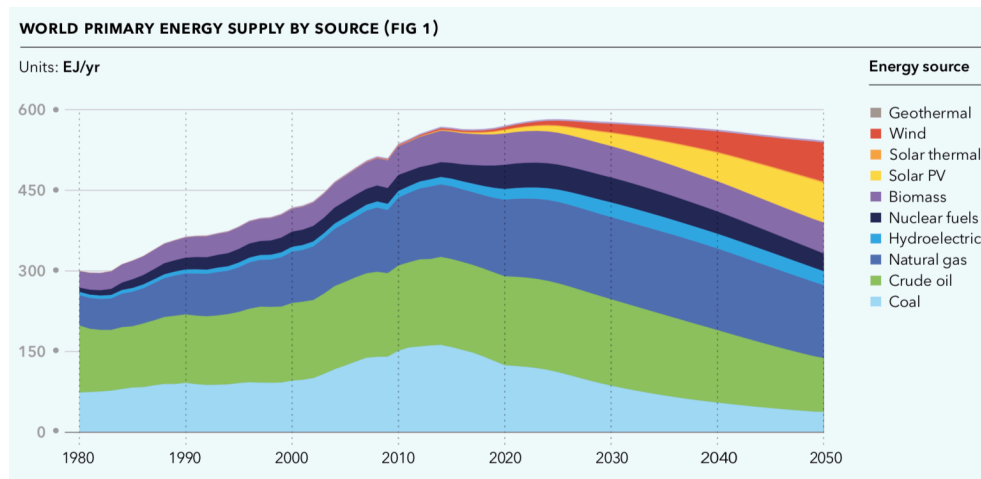
## World energy supply

World primary energy supply by source

Units: EJ/yr



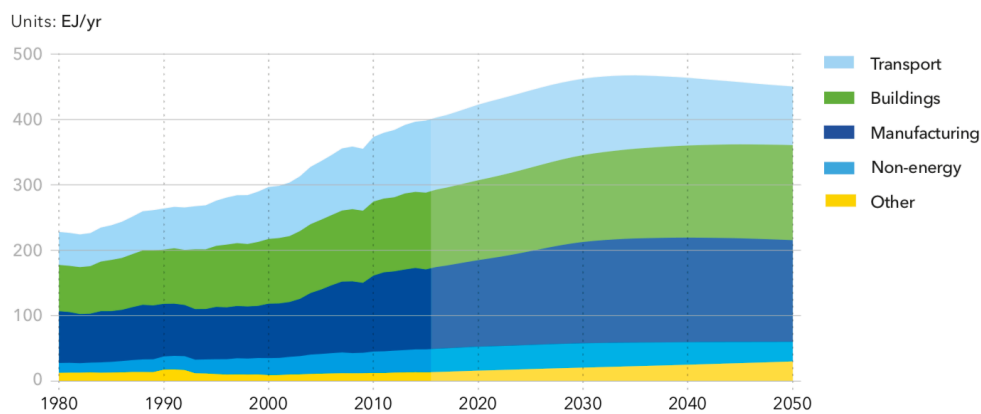
**La prévision ETO2017 était complètement différente:** pic en 2025 <600 EJ, alors qu'en 2018 pic en 2032 à 650 EJ : c'est le charbon qui a grossi !



Les prévisions changent vite et beaucoup, comme le temps

**FIGURE 4**

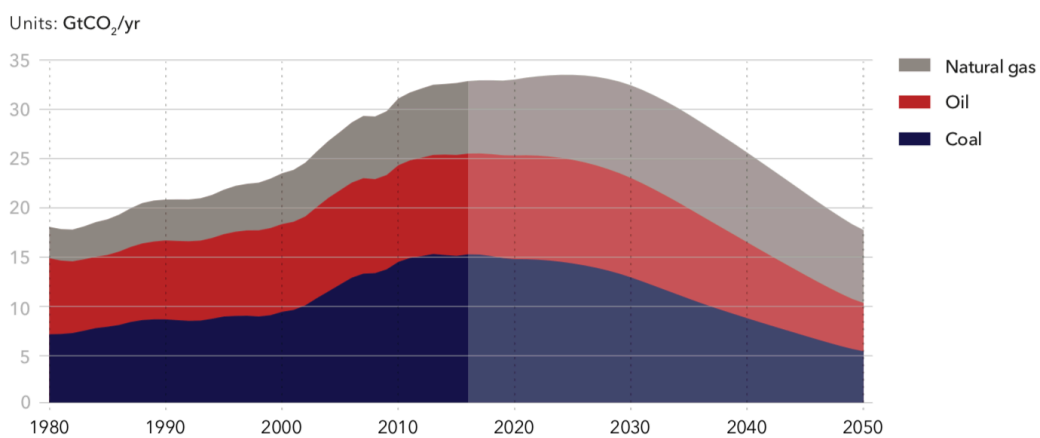
World final energy demand by sector



La demande en énergie du transport va baisser après 2030 ? les prévisions voitures et avions disent le contraire

**FIGURE 9**

World energy-related CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuels

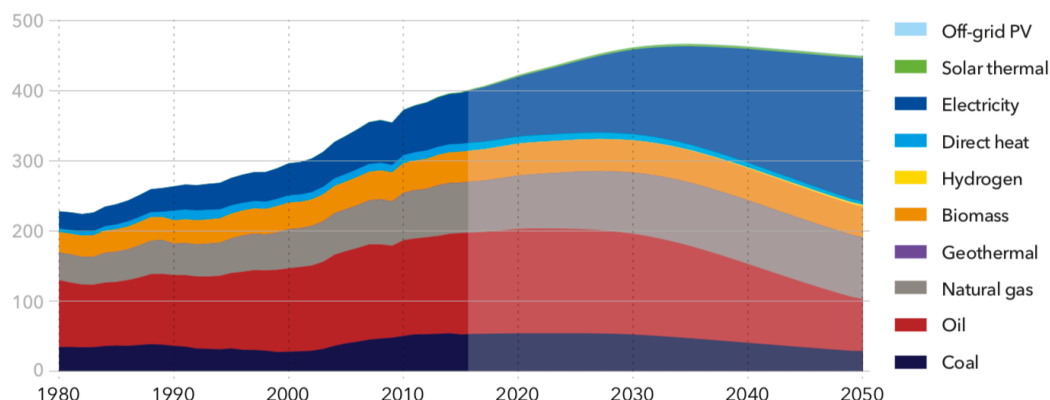


Cela montre que IPCC RCP 8,5 & RCP6 sont irréalistes

**FIGURE 10**

World final energy demand by carrier

Units: EJ/yr



Grosse demande électricité : ça ne vient pas du transport qui baisse

### HOW MUCH ENERGY DOES THE AVERAGE PERSON NEED?

In 2014, the US Department of Energy released an engaging podcast 'Direct Current' addressing the issue of how much energy the 'average person' in the US consumes (US DoE 2014). The answer they gave was some 157 gigajoules (GJ) of energy consumed per US citizen per year, which the podcasters then converted into the energy equivalent of burritos, sticks of dynamite and even the amount of energy required to send 'Marty' in the film *Back to the Future* back into time. They also noted that, "If coal powered everything, every few days you would consume your body weight in coal". Importantly they compared energy consumption across the various states, finding that Alaskans had the highest per capita energy use per year (the energy equivalent of 70,228 burritos per year) compared with sunny California (at 24,418 burritos).

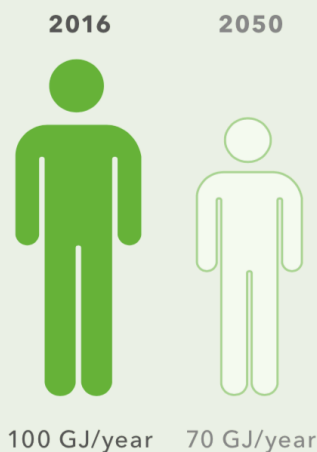
The World Bank also publishes a list of countries by energy consumption per capita (World Bank 2016). They measure not just the end-use consumption of energy, e.g. for transport and heating, but all the energy required as input to produce fuel and electricity for end-users – in other words, the total primary energy supply per person. For the USA in 2016, the World Bank cites a figure of 290 GJ per person per year – very close to our own figures.

But the question we address here is: how much energy does a person *actually* need?

In its 2016 study, "A better life with a healthier planet", Royal Dutch Shell PLC estimated that in order to have a decent quality of life, a person requires access to 100 GJ of energy per year.

With a global population of 7.5 billion, that implies a global energy consumption of 750 exajoules (EJ) per year. However, we estimate global energy consumption in 2016 to be 400 EJ, implying that a great many people lack access to sufficient energy – especially considering that some nations, like the US, consume well above average. According to the UN, one billion people lack access to electricity, and more than three billion still cook with dirty, inefficient fuels.

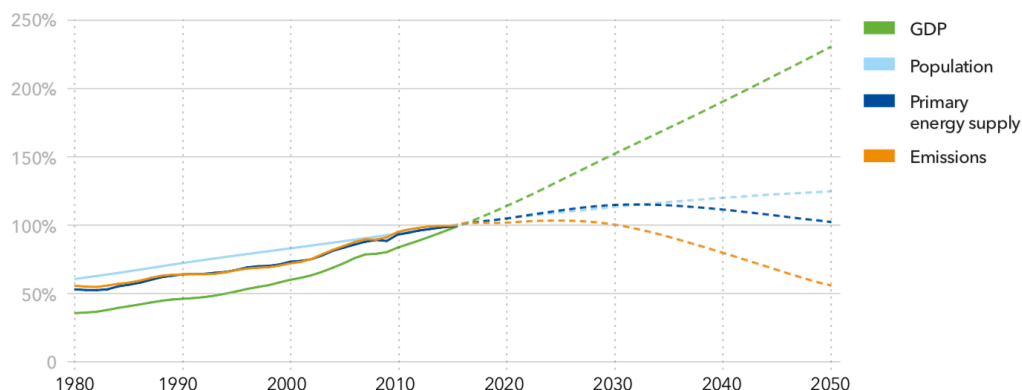
What gives reason for optimism is that, owing to rapid efficiency gains, a decent quality of life will be sustained by a lot less energy by 2050. In fact, we place this figure at around some 70 GJ per person per year. Nevertheless, we acknowledge that access to clean and affordable energy for all (SDG#7) remains a formidable challenge.



**FIGURE 14**

Relationship between world population, GDP, energy supply and emissions

Units: Percentage of 2016 level

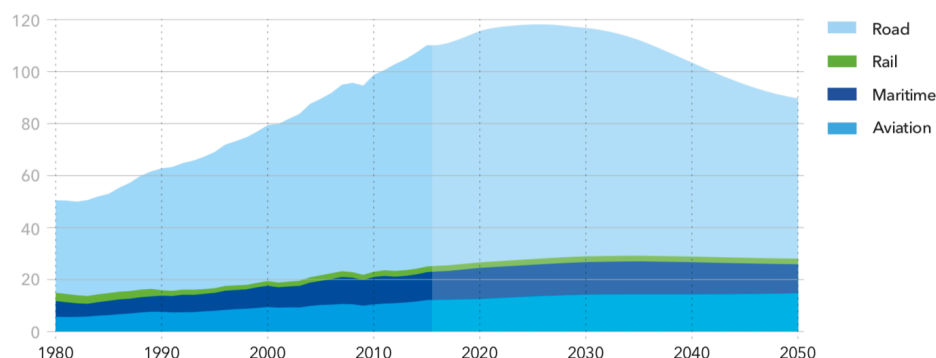


Les émissions vont décliner dès 2030, bien sur le PIB continue à grimper: il faut afficher de la croissance, donc on le manipule (après les arts, la drogue et la prostitution on trouvera un autre sujet) et il y a l'inflation qui revient.

**FIGURE 4.1.2**

World transport sector energy demand by sub-sector

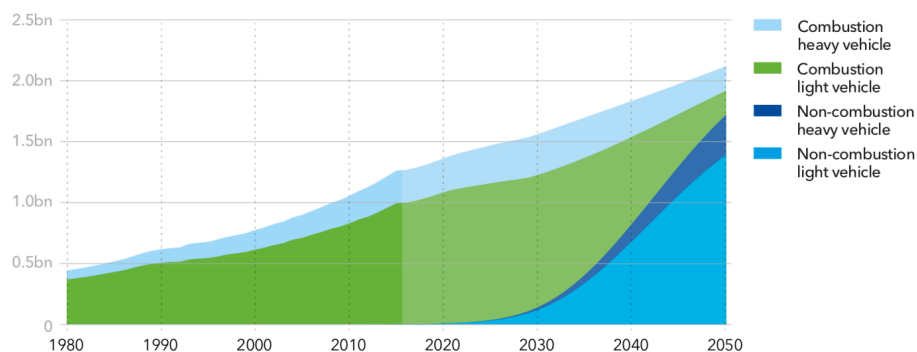
Units: EJ/yr



Le transport décline après 2030 ?

**FIGURE 4.1.5**

Number of vehicles worldwide

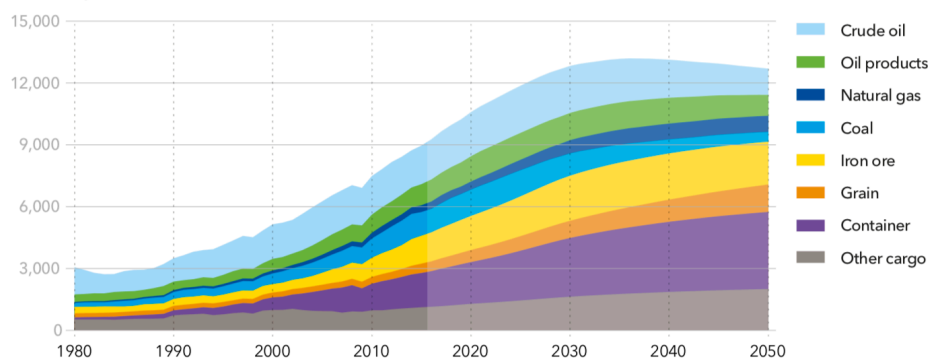


Mais le nombre de voiture augmente après 2030, surtout la non-combustion qui nécessite bien sur de l'énergie: électricité ou hydrogène ou air comprimé ? où est-elle dans 4.1.2 ?  
Je compte sur NM pour m'éclairer !

**FIGURE 4.1.6**

World seaborne trade by segment

Units: Mt/yr

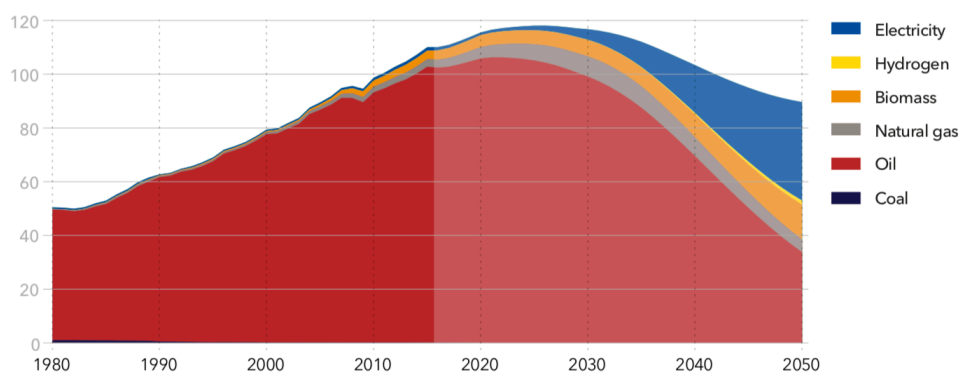


Les containers ont de beaux jours !

**FIGURE 4.1.8**

World transport sector energy demand by carrier

Units: EJ/yr

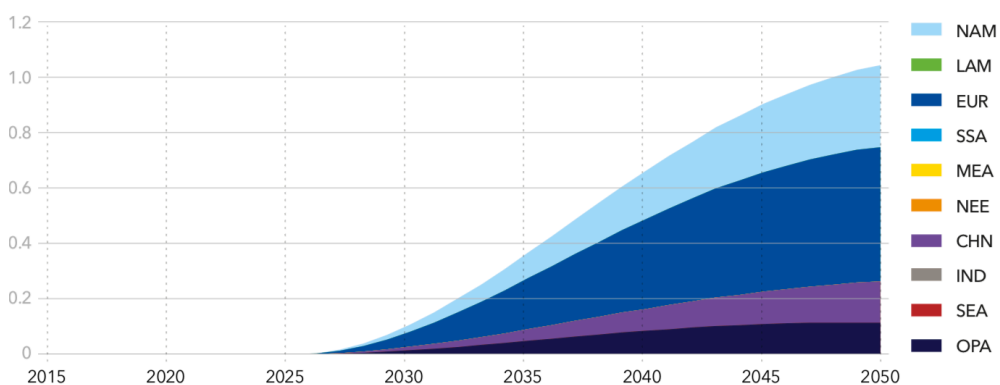


## Hydrogène

**FIGURE 4.1.18**

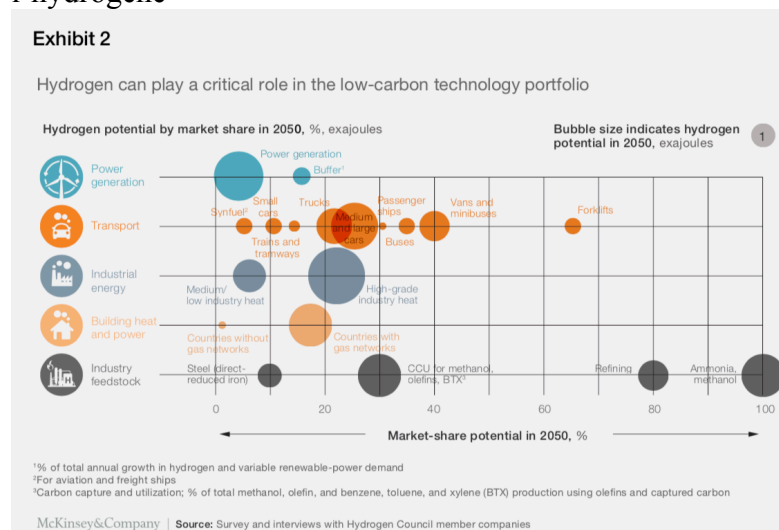
World hydrogen demand in the buildings sector

Units: EJ/yr



*Hydrogen will also appear as a new energy source for heat-related end uses of buildings in four regions where available gas distribution networks make it a viable alternative (Figure 4.1.18)*

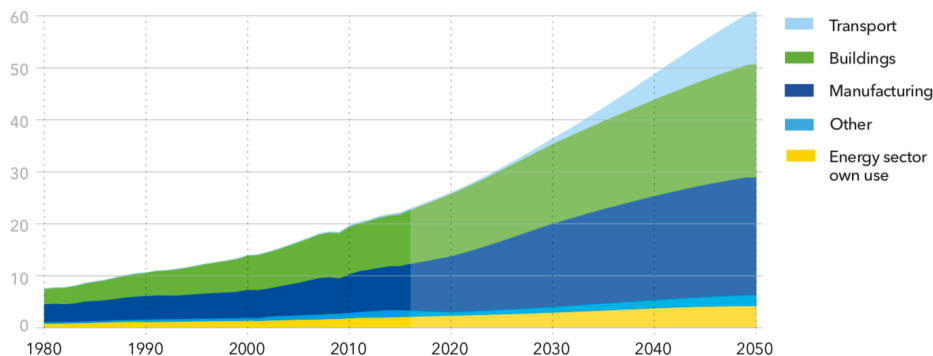
L'hydrogène va s'ajouter au gaz (hythane lancé par Suez en 2011 sur des bus, mais toujours en 2018 en phase expérimentale !) dans les logements. Les dangers sont très supérieurs si on dépasse 20%, ce n'est plus l'immeuble qui va sauter, mais le quartier ! DNV est muet sur ce problème. La molécule d'H est si petite qu'elle traverse toutes les parois, liquéfiée elle d'évapore, elle doit être stockée à des pressions importantes ou sous forme d'hydrure. L'hydrogène est très utilisé dans l'industrie = raffinage, pétrochimie et fabrication ammoniac et la recherche. Il y a en Europe de l'Ouest 1600 km de gazoducs d'hydrogène basse pression. Hythane est seulement 7% plus énergétique que le méthane : ce n'est pas une substitution, mais un modeste ajout !! Les Japonais pensent à une société basée sur l'H (papier IEA : Tezuka) sans en envisager les problèmes. WoodMac a sorti un rapport « Hydrogen the next wave for electric vehicles » où le chauffage des immeubles en 2050 serait à >20% avec de l'hydrogène



**FIGURE 4.2.1**

World electricity demand by sector

Units: PWh/yr



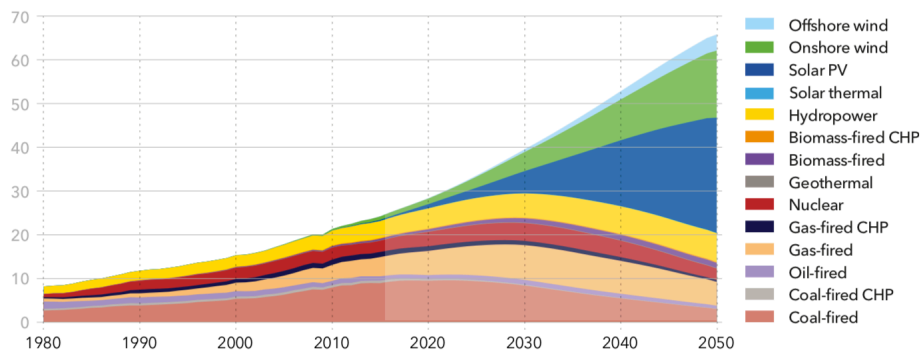
La demande en électricité du transport ne démarre vraiment qu'en 2030 et la demande totale s'accélère après 2020



**FIGURE 4.2.2**

World electricity generation by power station type

Units: PWh/yr



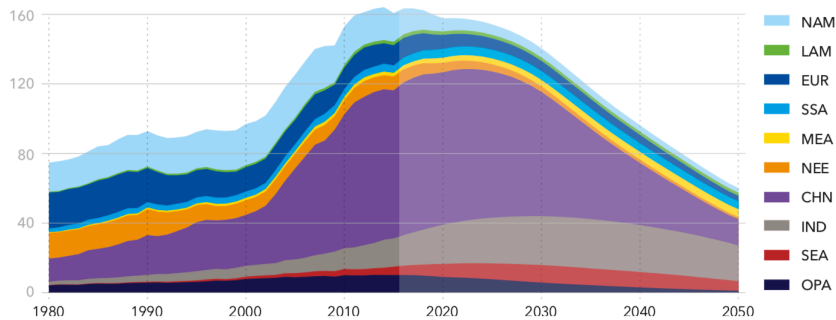
Le solar PV devient le plus gros dès 2035 et contribue à l'accélération de la demande!

## Charbon

**FIGURE 4.3.3**

Coal demand by region

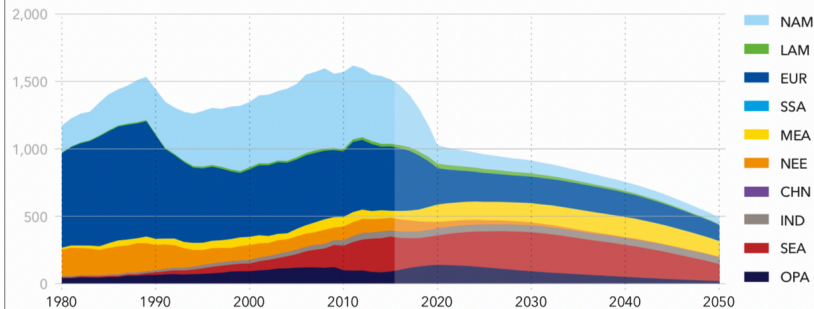
Units: EJ/yr



**FIGURE 4.3.5**

Brown coal production by region

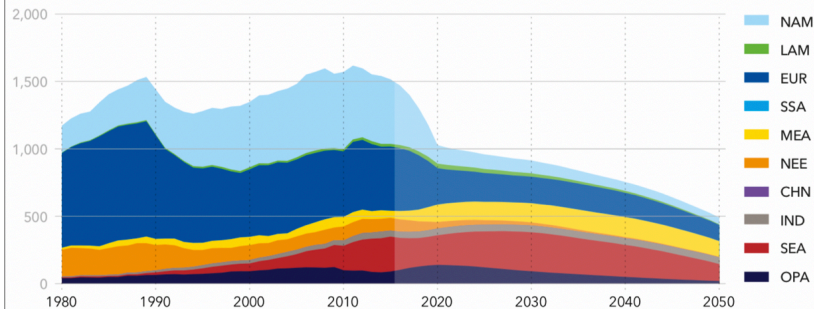
Units: Mt/yr



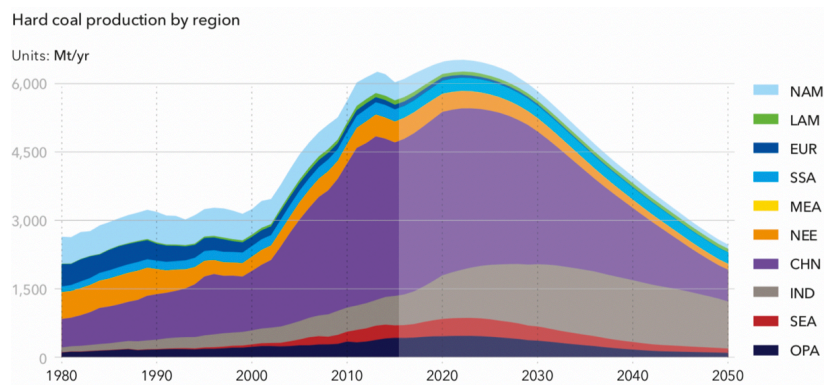
**FIGURE 4.3.5**

Brown coal production by region

Units: Mt/yr

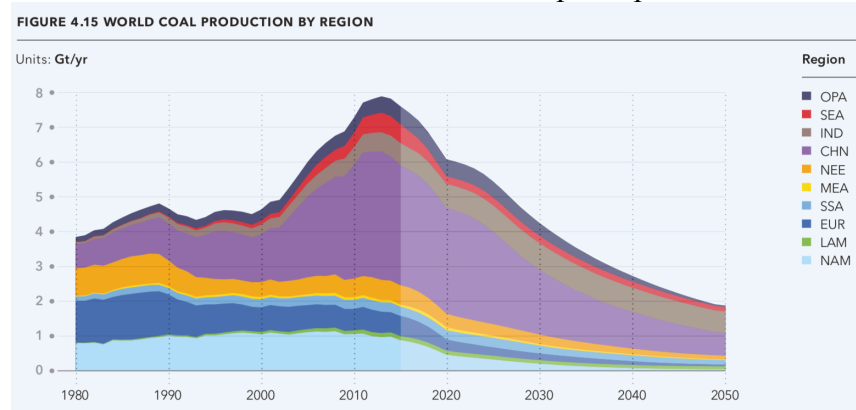




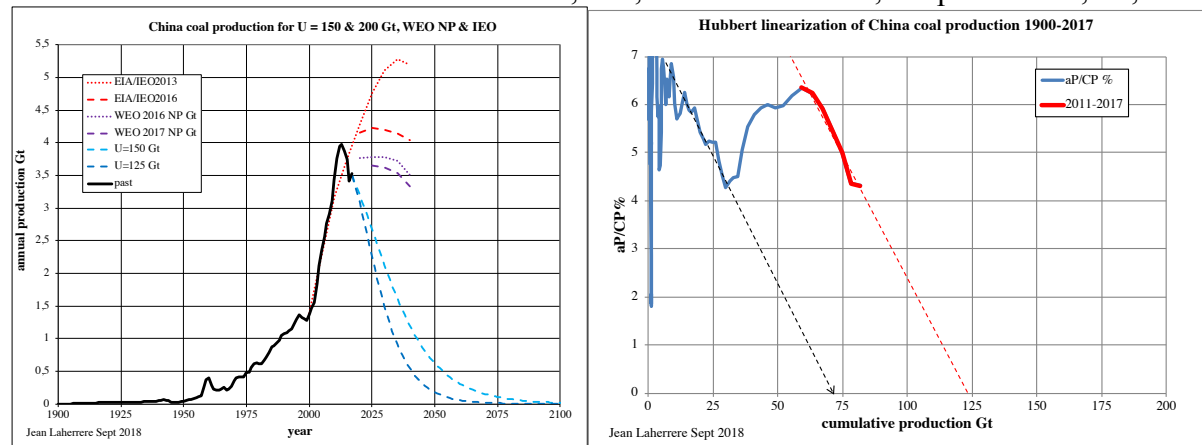


C'est la Chine qui reste le plus grand producteur jusqu'en 2045, dépassée par l'Inde

ETO2017 monde charbon en 2020 = 6 Gt contre 2018 = 1+6,2 = 7,2 Gt,  
en 2030 = 4 Gt contre 5.8 Gt. ETO2018 est plus optimiste !



Prod charbon Chine en 2040 ETO 2018 = 1,5 Gt, ETO 2017 = 1 Gt, ma prévision 0,5-1,2 Gt



## Pétrole

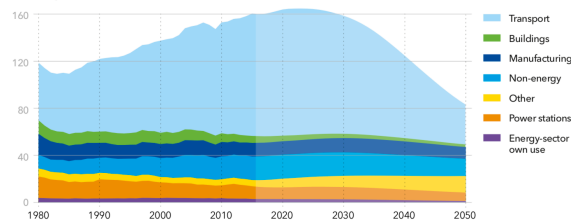
ETO2018 : pic plus élevé 2050=80 EJ

ETO2017 : déclin moindre 2050 = 80 EJ

FIGURE 4.3.7

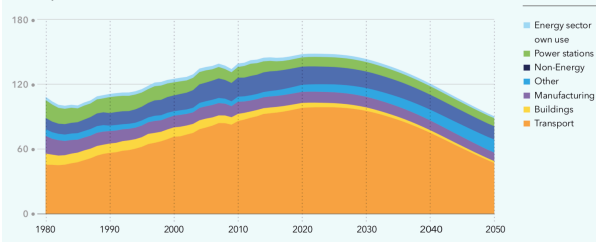
World oil demand by sector

Units: EJ/yr



WORLD OIL DEMAND BY SECTOR (FIG 2)

Units: EJ/yr

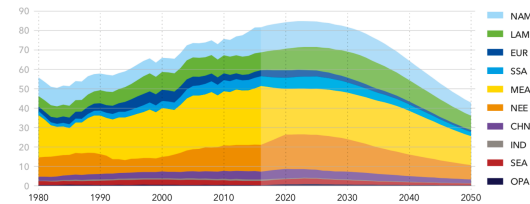


Le transport est majoritaire de loin, mais le non transport est plat jusqu'en 2035

FIGURE 4.3.8

Crude oil production by region

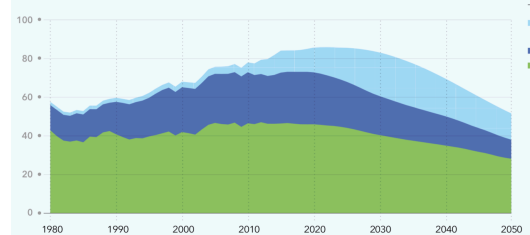
Units: Mb/d



ETO 2017 donnait plus de détail sur le pétrole

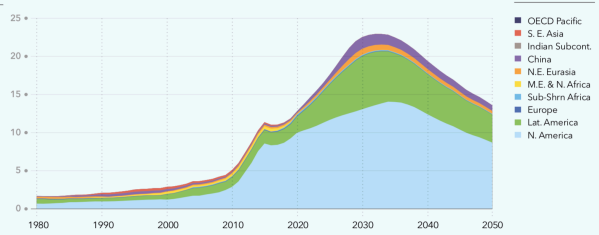
CRUDE OIL PRODUCTION BY FIELD TYPE (FIG 4)

Units: Mbpd



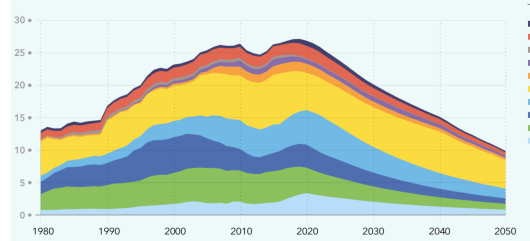
UNCONVENTIONAL ONSHORE OIL PRODUCTION BY REGION (FIG 9)

Units: Mbpd



OFFSHORE OIL PRODUCTION BY REGION (FIG 11)

Units: Mbpd



CONVENTIONAL ONSHORE OIL PRODUCTION BY REGION (FIG 5)

Units: Mbpd

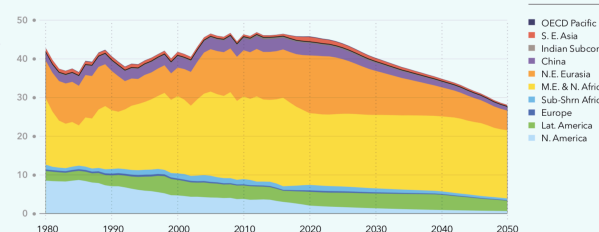
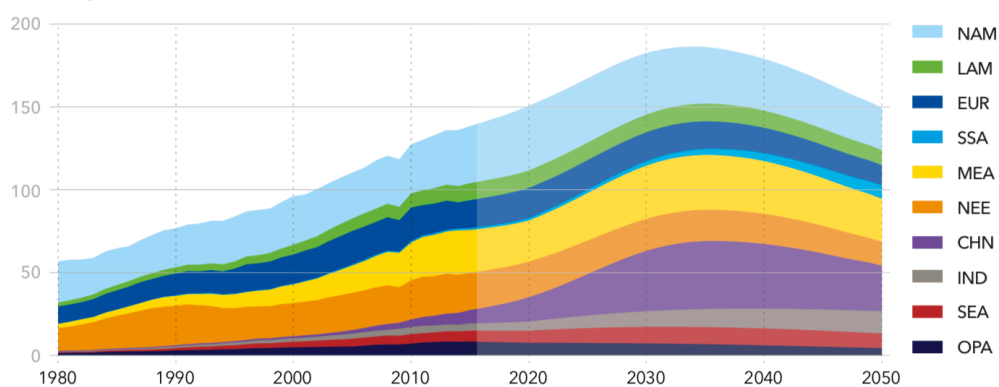


FIGURE 4.3.10

Natural gas demand by region

Units: EJ/yr

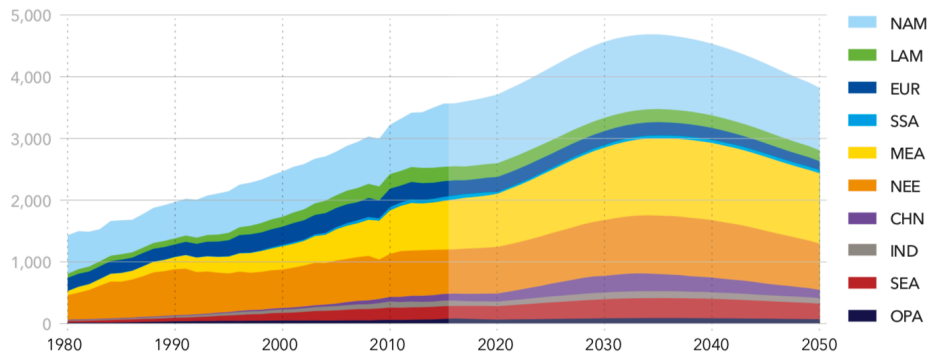


## La consommation de NG en Chine est multipliée par 6 de 2015 à 2035

**FIGURE 4.3.11**

Natural gas production by region

Units: Gm<sup>3</sup>/yr



Production NG NAM (only US+Canada) en 2050 = 1000 G.m3 = 28 Tcf comme en 2015

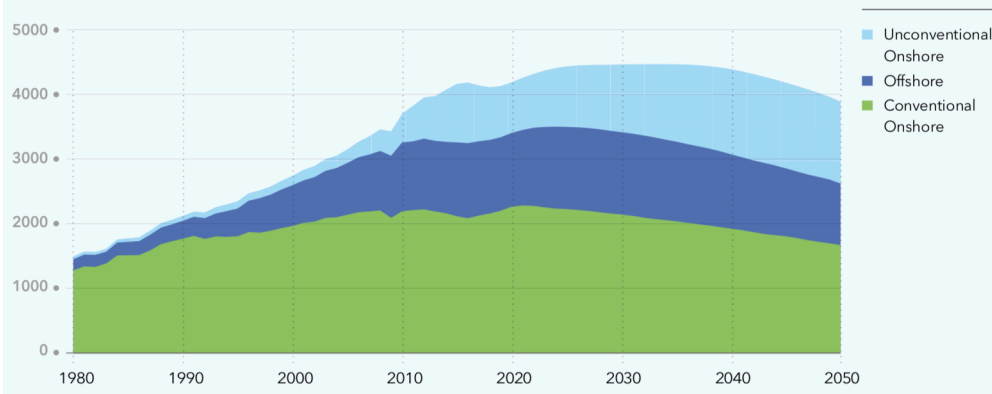
Ma prévision 2050 US = 16 Tcf, Canada = 2,5 Tcf : différence 10 Tcf !

Production monde 2050 = 3900 G.m3 = 110 Tcf contre la mienne = 120 Tcf (marketed)

ETO2017 était différente pour le passé: pour 2010 3.8 T.m3 contre 3.2 pour ETO2018, est ce la même définition ? marketed ou gross-reinjected (+12%) ?

**GAS PRODUCTION BY FIELD TYPE (FIG 13)**

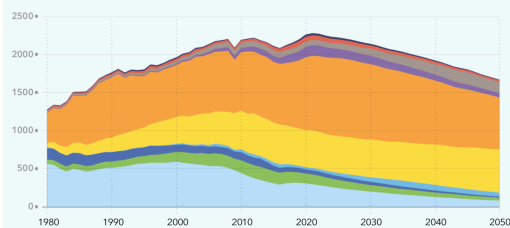
Units: Gm<sup>3</sup>/yr



ETO 2017 was showing more detail on NG onshore production

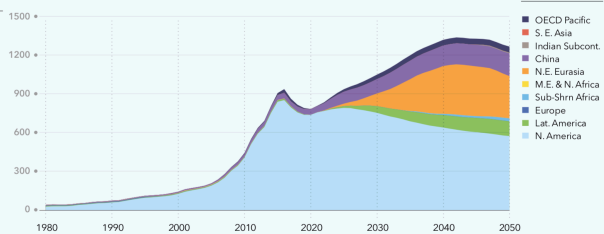
**CONVENTIONAL ONSHORE GAS PRODUCTION BY REGION (FIG 14)**

Units: Gm<sup>3</sup>/yr



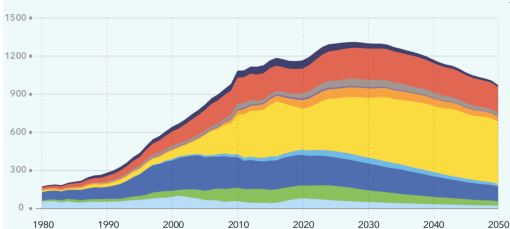
**UNCONVENTIONAL ONSHORE GAS PRODUCTION BY REGION (FIG 16)**

Units: Gm<sup>3</sup>/yr



**OFFSHORE GAS PRODUCTION BY REGION (FIG 19)**

Units: Gm<sup>3</sup>/yr

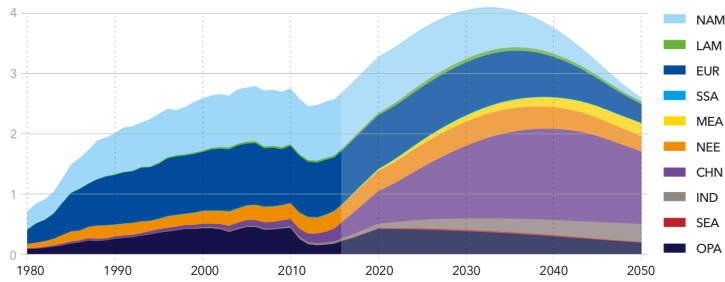


## Nucléaire

FIGURE 4.3.14

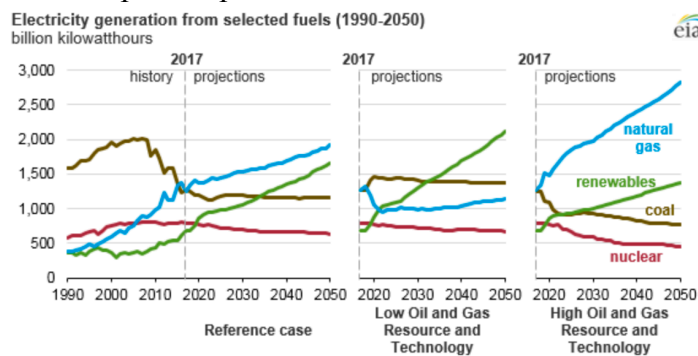
Nuclear electricity generation by region

Units: PWh/yr



En 2050 le nucléaire disparaît pour les US + Canada croyant au gaz de schiste, alors que la Chine fait >50%.

AIE 2018 prévoit pour les US en 2050 seulement une légère diminution pour le nucléaire



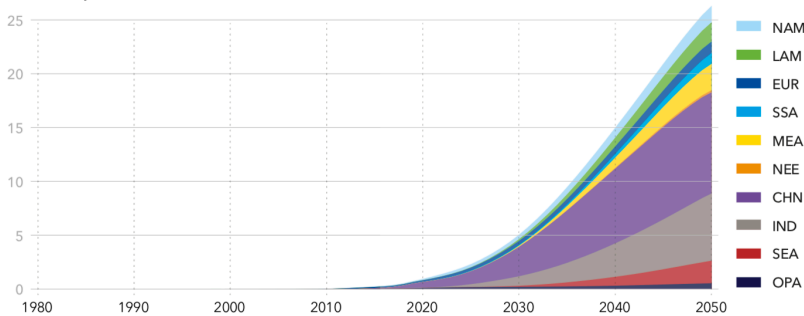
Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2018*

## Solaire

FIGURE 4.3.20

Solar PV electricity generation by region

Units: PWh/yr



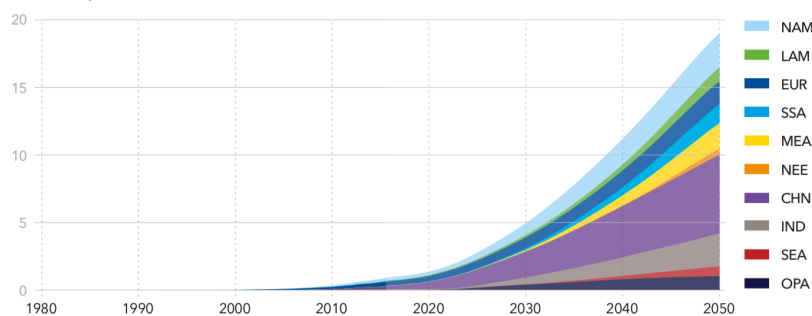
Le solaire PV en 2050 est surtout en Chine et en Inde: à eux 2 production 16 PWh sur 26 = 62%

## Eolien

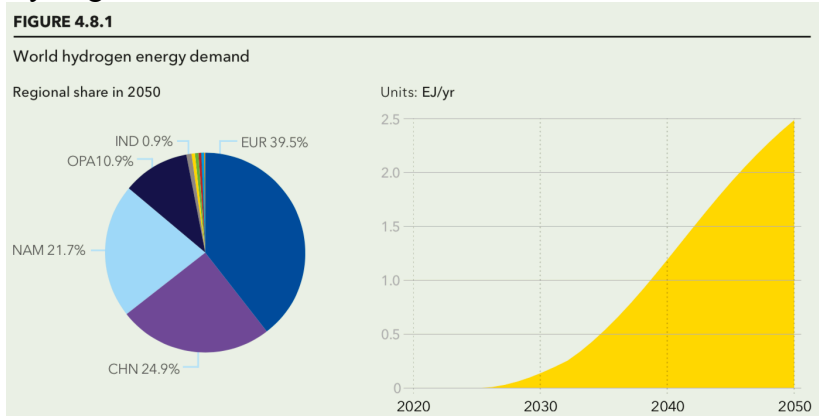
FIGURE 4.3.22

Wind electricity generation by region

Units: PWh/yr



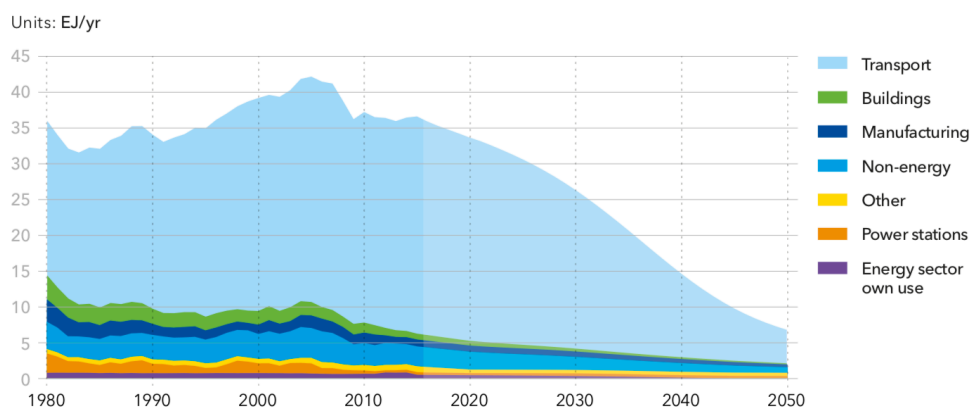
La production éolien 2050 Chine + Inde = 8 PWh (moitié du solar PV) sur 19 = 42 %  
Hydrogène



**TABLE 4.9.2**  
Energy Transition Outlook 2018: Our base forecasts

	2016	2050
<b>Final energy demand (EJ/year)</b>	403	451
Electricity	75	205
<b>Primary energy supply (EJ/year)</b>	581	586
Coal	163	60
Crude oil	168	86
Natural gas	140	149
Nuclear	30	28
Biomass	56	67
Hydropower	14	24
Solar photovoltaic	1	96
Wind	3	68
<b>CO<sub>2</sub> emissions (Gt/year)</b>	36	20
CCS (tonnes CO <sub>2</sub> removed and stored)	21 million	300 million
Fraction of emissions captured	0.1%	2.6%
EV share light vehicles	0.1%	88%
EV share heavy vehicles	0.1%	62%

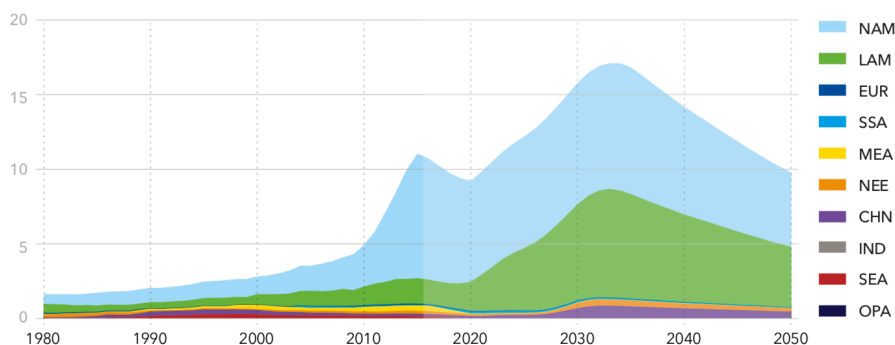
**FIGURE 5.1.3**  
North America oil demand by sector



**FIGURE 5.2.3**

Unconventional crude oil production by region

Units: Mb/d



La définition d'unconventional n'est pas donné et doit inclure dans LAM l'extra-lourd de l'Orénoque, je doute des 7 Mb/d pour LAM en 2033.

*We forecast that the shale revolution will spread to other regions. Latin America is set to start larger-scale production of unconvensionals within the next five years, for example*

*It might be tempting to think that the 2°C budget can be met by producing electricity exclusively from renewables. However, the fact is that the 770 Gt overshoot estimated to 2100 is higher than the combined emissions from all power plants from today until 2090. Thus, even if all electricity produced from today onwards was carbon free, it still would not suffice to eliminate the overshoot.*

*We are forced to conclude that closing the gap to 2°C by increasing the share of renewables alone is not a viable solution.*

*We conclude that closing the gap to 2°C by CCS alone is not a viable solution.*

Interview de Bernard Durand, 10 mai 2018, auteur de l'ouvrage EDP Sciences

**Petroleum, natural gas and coal : nature, formation mechanisms, future prospect in the energy transition** préface de JM Jancovici

<https://www.europeanscientist.com/fr/redactions-choice-fr/interview-de-bernard-durand/>

Mais cette discussion passionnelle masque aux Français que 80% de l'énergie primaire (celle produite à partir de sources naturelles) provient dans le monde des combustibles fossiles (en France, environ 50 % seulement, à cause de l'importance du nucléaire). La question centrale dont il faudrait débattre est en réalité la disponibilité future de ceux-ci, et c'est un des objets de cet ouvrage. Cette question n'a à ce jour jamais fait l'objet d'un véritable débat public, peut-être à cause de son caractère « explosif ».

Dans cet ouvrage, on explique qu'il y a une forte probabilité que cette **disponibilité commence à plafonner, sinon même à diminuer d'ici cinq à dix ans**, alors qu'il y a une forte probabilité que la consommation mondiale augmente d'ici-là, en particulier du fait des pays émergents qui entrent dans la civilisation de l'automobile. Par conséquent, à moins que l'on sache substituer rapidement une autre source d'énergie au pétrole dans sa principale utilisation, qui est le transport, ce qui est loin d'être évident, il faut s'attendre à une montée progressive de ce prix en moyenne, avec d'importantes fluctuations.

Cela étant dit, évaluer les réserves restantes est cependant indispensable pour évaluer les vitesses de production sur le long terme. Or, et c'est un deuxième message que je voudrais faire passer, les valeurs « officielles » qui circulent dans les médias et sans doute aussi dans les ministères me paraissent très surévaluées, comme je l'explique dans cet ouvrage. Alors oui, je tire la sonnette d'alarme.

## Académie des Sciences

-19 avril 2017 La question de la transition énergétique est elle bien posée dans les débats actuels ?

*Pour les éoliennes, le facteur de charge moyen en France (rapport entre l'énergie produite et celle qui correspond à la puissance maximale affichée) est de 23 % ; il est de 13 % pour le solaire photovoltaïque.*

*Pour stocker deux jours de cette consommation, avec une technologie performante lithium-ion comme celle employée sur les automobiles Tesla, il ne faudrait pas moins de 12 millions de tonnes de batteries utilisant 360 000 tonnes de lithium, sachant que 40 000 tonnes de ce métal sont extraites chaque année !*

*La France est, parmi les pays développés, l'un des plus faibles émetteurs de gaz à effet de serre par habitant (environ deux fois moins qu'en Allemagne, trois fois moins qu'aux Etats-Unis). C'est l'un des plus avancés dans la production d'électricité décarbonée (c'est ainsi que la France*

*produit 540 TWh d'électricité avec des émissions de 46 Mt CO<sub>2</sub>/an, alors que l'Allemagne produit 631 TWh d'électricité en émettant 334 Mt CO<sub>2</sub>/an, c'est-à-dire 6,2 fois plus par kilowatt- heure produit). Cette sobriété relative en CO<sub>2</sub> est le résultat de la solution actuellement dominante en France, l'énergie nucléaire, qui fournit 75 % de notre électricité.*

*L'énergie nucléaire est objectivement le moyen le plus efficace pour réduire la part des énergies fossiles dans la production d'énergie électrique.*

*Dans ce cadre général, il y a une véritable contradiction à vouloir diminuer les émissions de gaz à effet de serre tout en réduisant à marche forcée la part du nucléaire. En réalité de nombreuses études montrent que la part totale des énergies renouvelables dans le mix électrique ne pourra pas aller très au-delà de 30-40 % sans conduire à un coût exorbitant de l'électricité et des émissions croissantes de gaz à effet de serre et à la mise en question de la sécurité de la fourniture générale de l'électricité.*

## -mai 2018 Stratégie d'utilisation des ressources du sous-sol pour la transition énergétique française : les métaux rares

LE POTENTIEL EN MATIÈRES PREMIÈRES DE NOTRE SOUS-SOL

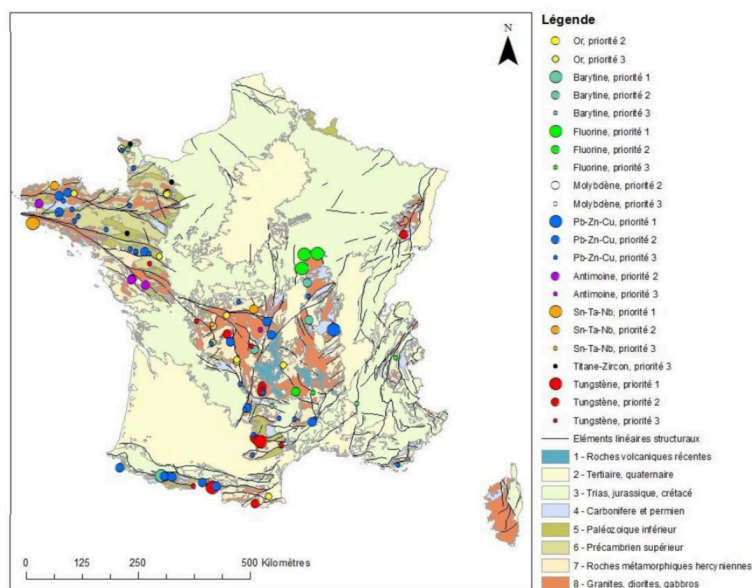


Figure 3 : les 99 cibles minières retenues pour être réévaluées, classées par substance et priorité initiale

Indices classés par priorité en termes d'intérêt, revus en 2015-2016 [Brgm, réf. 11].



Pour la seule production d'énergie solaire et éolienne, et les batteries nécessaires aux véhicules électriques, dans le scénario considéré, les besoins en matériaux pour la France d'ici 2050 se présentent comme suit :

	Pays producteurs principaux (avec leur part mondiale)	Besoins annuels pour le scénario retenu (Milliers de tonnes)	Production mondiale actuelle/an Millions de tonnes	Production européenne actuelle/an Millions de tonnes	Production France actuelle/an millions de tonnes (vc Dom Tom)
Nickel	Philippines (22 %) Russie (11 %) Canada (11 %) France (8 %)	175	2,3	0,2	0,2
Lithium	Australie (41 %) Chili (34 %)	46	0,031	0	0
Cobalt	Congo RDC (50 %)	111	0,110	0	0
Titane	Australie (30 %) Afrique du Sud (20 %)	98,4	4,2	0,3	0,0
Graphite	Chine (68 %)	120	2,5	3,0	0,0
Manganèse	Afrique du sud (28 %) Chine (17 %), Australie (17 %)	271	18	0	0
Béton et agrégats	Asie (70 %)	4 380			19
Acier	Chine (50 %), Europe (12 %)	575	1 630,0	195,0	14,4
Verre	Ir.	146	72	9,8	0,8
Cuivre	Chine (31 %), Chili (13 %)	17	20	0,9	0
Aluminium	Australie (32 %) Chine (25 %)	51	59	2,1	0,9
Terres Rares	Chine (88 %)	1,4	0,143	0	0
Phosphore	Chine (52 %)	51	261	0,0	0,0
Fer		158	1 630	195	14,4
Chrome	Afrique du sud (54 %)	1	8,4	0,3	0,3

Tableau 3.5 : Matériaux nécessaires à la transition énergétique, hors économies d'énergie et stockages stationnaires

Vestas	Danemark	13,2 %
Goldwind	Chine	10,3 %
Enercon	Allemagne	10,1 %
Siemens	Allemagne	8,0 %
Sulzon Group	Inde	6,3 %
GE	U.S.	4,9 %
Gamesa	Espagne	4,6 %
United Power	Chine	3,9 %
MingYang	Chine	3,7 %
Nordex	Allemagne	3,4 %

Tableau 3.7 : Part de marché des différents acteurs de l'éolien

-juin 2018 **La transition énergétique doit tenir compte des réalités scientifiques, technologiques et économiques**

*En France, pour les éoliennes, le rapport entre l'énergie produite et celle qui correspond à la puissance installée est de 23 % ; il est de 13 % pour le solaire photovoltaïque (PV) et de l'ordre de 80 % pour un réacteur nucléaire, soit respectivement pour 1 GW installé : 2 TWh pour l'éolien, 1 TWh pour le photovoltaïque, et 7 TWh pour le nucléaire.*

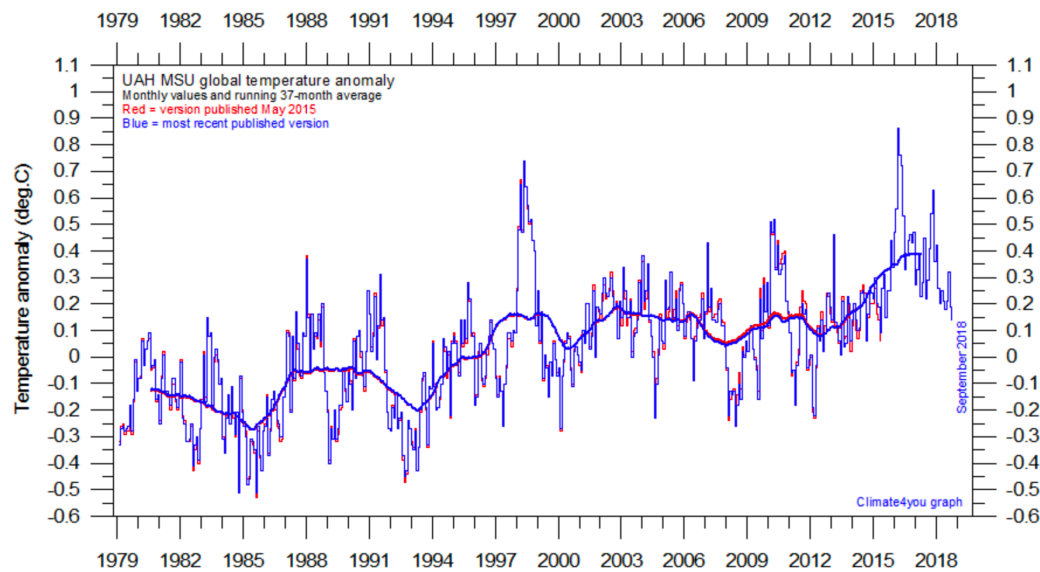
D'où le nucléaire est 7 fois meilleur que le PV et 3.5 fois meilleur que l'éolien.

Ceux qui comparent les capacités sont des escrocs !

Comment peut-on affirmer que l'électricité vendue est verte en France , alors qu'il est impossible de distinguer les sources

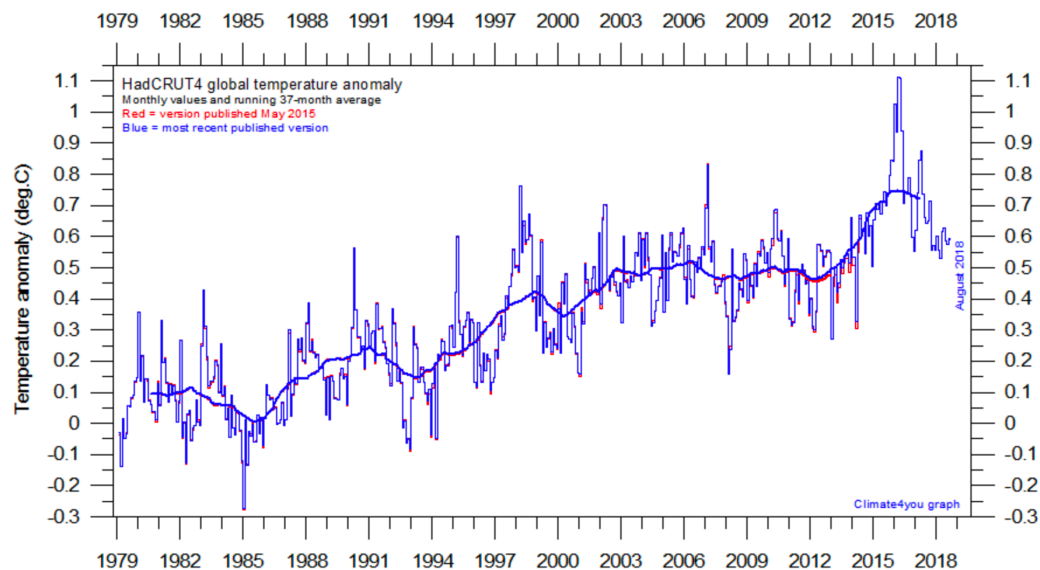
## Températures depuis 1979 <http://www.climate4you.com/> Satellite

Quality class 1: Satellite record of recent global air temperature change



## A terre

Quality class 2: HadCRUT surface record of recent global air temperature change



Meteo France : La température moyenne de 21,2 °C sur la France et sur la saison a été supérieure à la normale\* de 2 °C. *L'été 2018 se classe ainsi au 2e rang des étés les plus chauds, loin derrière 2003 (+ 3,2 °C) mais devant 2017 (+1,5 °C).*

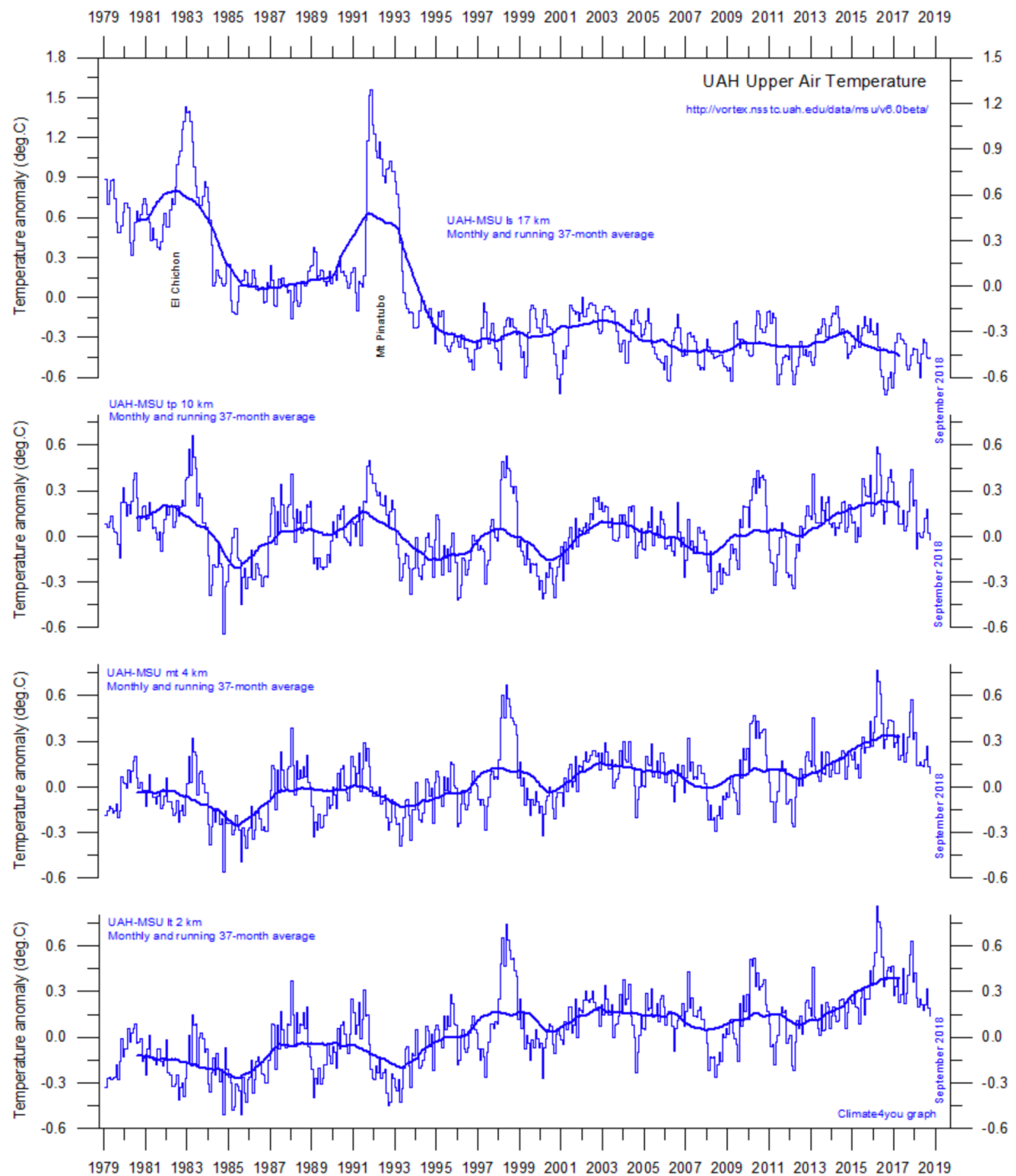
GIEC2018 le réchauffement s'accélère, comme le redoutait récemment Antonio Guterres, secrétaire général des Nations unies.

Pour le monde depuis 1979 (satellite et stations terrestres) le pic de température est 2016 avec El Nino (et non 2003), suivi par 2017 et plus bas 2018

Je vois une bosse qui s'estompe pas une accélération : Guterres retarde !.

L'évolution de la température est très différente avec l'altitude  
 A 17 km on voit le Mt Pinatubo et El Chichon, mais pas El Nino

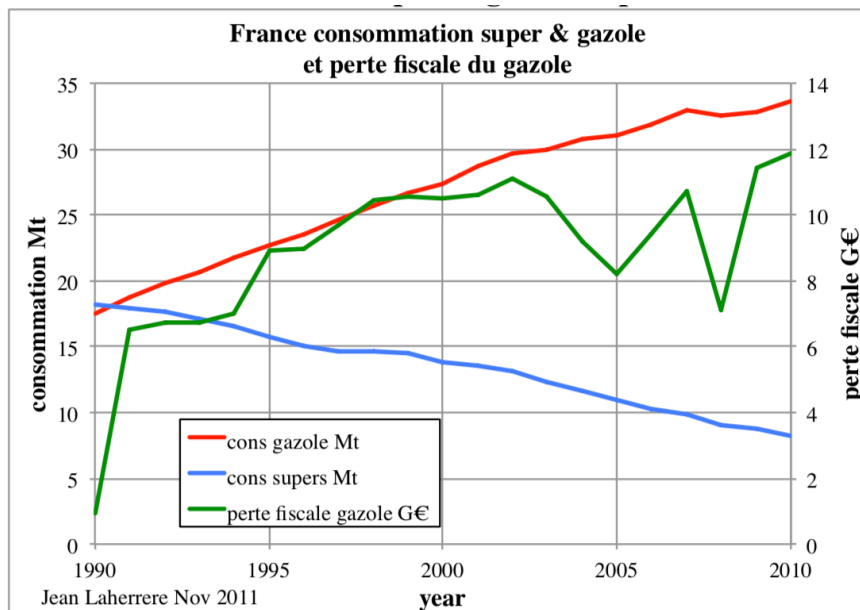
#### Vertical temperature profile of the atmosphere



Global monthly average temperature in different altitudes according to [University of Alabama](#) at Huntsville (UAH). The thin lines represent the monthly average, and the thick line the simple running 37 month average, nearly corresponding to a running 3 yr average. Last month shown: September 2018. Last diagram update: 5 October 2018.

## Le scandale du gazole

### En 2011



En 2017 la consommation de gazole a augmenté en 2017, ainsi que celle de l'essence.

La perte fiscale a diminué à 12,5 G€.

La perte cumulée depuis 1970 est de plus de 500 G€2015

