

	26/6	19/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	41.6	41.0	0.6	1.5%	65.9
WTI Nymex	39.2	38.4	0.8	2.1%	58.6

Résurgence des cas de COVID-19 dans plusieurs pays et stocks pétroliers freinent la remontée des prix du brut

En moyenne hebdomadaire, le prix du Brent a augmenté la semaine dernière de 0,6 \$/b à 41,6 \$/b et le WTI de 0,8 \$/b à 39,2 \$/b. La résurgence des cas de Covid-19 aux États-Unis et dans certains pays européens, l'incertitude autour de la reprise économique et l'augmentation des stocks pétroliers freinent la remontée des prix du brut, qui ont fini la semaine dernière en baisse (**Fig. 1**). Le consensus Bloomberg sur le prix du Brent pour 2020 est en légère baisse à 39,0 \$/b et 46,9 \$/b pour 2021 (**Fig. 3**)

Cette semaine, le FMI a revu à la baisse ses perspectives pour l'économie mondiale pour 2020 et 2021. Selon les projections, le PIB mondial devrait se contracter de 4,9 % en 2020 avant de rebondir de 5,4 % en 2021. Légèrement moins pessimiste que l'OCDE, qui prévoyait le mois dernier une baisse du PIB mondial en 2020 comprise entre -6 % et -7,6 %, le FMI note dans son rapport que les risques de détérioration restent toutefois importants. Le FMI alerte également sur le niveau de la dette publique mondiale qui, compte tenu des mesures de soutien, devrait atteindre un niveau record de 101,5 % du PIB cette année (et 103,2 % en 2021), soit une augmentation de 19 points de pourcentage par rapport à l'année précédente.

En ce qui concerne la demande de pétrole, les données GPS confirment une bonne reprise des déplacements en voiture dans la plupart des pays et un retour au niveau du début de l'année (sauf au Royaume-Uni et au Japon – **Fig. 13**). Les statistiques de l'EIA aux États-Unis montrent également une forte augmentation de +9 % de la demande d'essence cette semaine, qui reste néanmoins inférieure de plus de 1 mb/j à la moyenne sur les cinq dernières années (**Fig. 10**). Les statistiques de suivi des vols montrent également une reprise du trafic aérien depuis la mi-avril, bien qu'assez lente, avec un niveau d'activité encore très en retrait par rapport au début de l'année (**Fig. 14**). Ces données sont conformes aux derniers scénarios des agences (AIE, EIA et OPEP), qui prévoient une reprise progressive de la demande de pétrole au cours du second semestre de cette année, mais qui restera inférieure de 5 à 6 mb/j à celle de l'année dernière. (**Fig. 15**). Toutefois, cette reprise pourrait être compromise par la réapparition de nouveaux clusters Covid-19 dans certains États américains et dans certaines régions d'Europe, impliquant à nouveau la mise en place de mesures de confinement et de restriction de déplacement pour une partie de la population.

La situation des stocks pétroliers reste préoccupante avec, pour la semaine du 19 juin, une augmentation des stocks américains de +1,4 mb (**Fig. 7**). En incluant la réserve stratégique de pétrole (SPR), l'augmentation des stocks sur cette semaine est de +3,4 mb. Le stockage en mer reste également important (194 mb) selon les données du consultant Vortexa (**Fig. 6**), et les stocks commerciaux des pays de l'OCDE ont atteint 3 140 mb en avril dernier, selon l'AIE, soit +208 mb au-dessus de la moyenne des cinq dernières années (**Fig. 8**). Sur la base du dernier scénario de l'AIE, il est possible d'estimer l'évolution des stocks OCDE pour les mois à venir. Les stocks devraient atteindre un pic au mois de juin avant de diminuer progressivement au second semestre pour revenir dans la moyenne des cinq dernières années. Ceci suppose toutefois que la reprise de la demande ne soit pas remise en question et que l'OPEP+ continue de contrôler la production de pétrole (**Fig. 11**). En utilisant notre modèle de prix du brut mettant en relation le niveau des stocks pétroliers et le prix du Brent, nous estimons qu'en moyenne le prix du Brent devrait se rétablir, *ceteris paribus*, à environ 51 \$/b au cours du second semestre de l'année (**Fig. 12**). Il est à noter que, sur le premier semestre 2020, le modèle donne un prix moyen du Brent de 40 \$/b, proche de la valeur observée de 42 \$/b et cela malgré la forte variabilité des prix observée durant cette période.

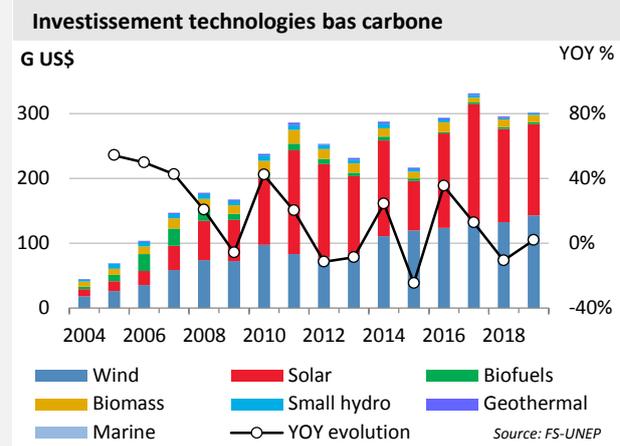
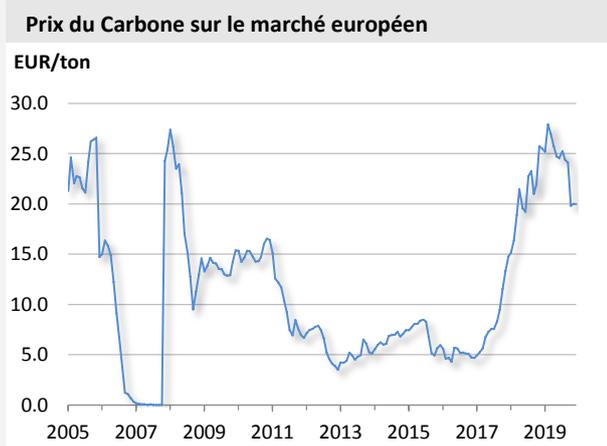
Aux États-Unis, selon les statistiques hebdomadaires de l'EIA, la production de pétrole brut serait en hausse de + 500 kb/j à 11 mb/j pour un nombre de plateformes de forage en activité en baisse à 188 (**Fig. 9**). Cette reprise de la production américaine, après près de 13 semaines de baisses consécutives, doit être interprétée avec prudence, car la situation des producteurs américains reste très difficile (Chesapeake Energy Corp vient de déposer son bilan), même si, selon la dernière enquête menée par la Fed de Dallas, plus de la moitié des dirigeants des compagnies pétrolières texanes qui avaient réduit leur production prévoit maintenant de reprendre leur activité d'ici juillet.

Sur le marché des produits pétroliers en Europe, les prix des produits ont évolué en ordre dispersé : à la baisse pour l'essence et le jet et à la hausse pour le diesel (**Fig. 4**). Dans ce contexte, les marges de raffinage diminuent. Pour la septième semaine consécutive, la marge européenne de raffinage (Brent FCC) est négative à -0,36 \$/b (**Fig. 5**)

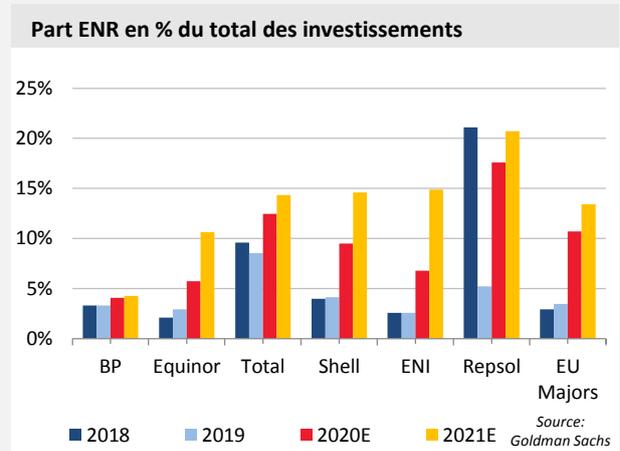
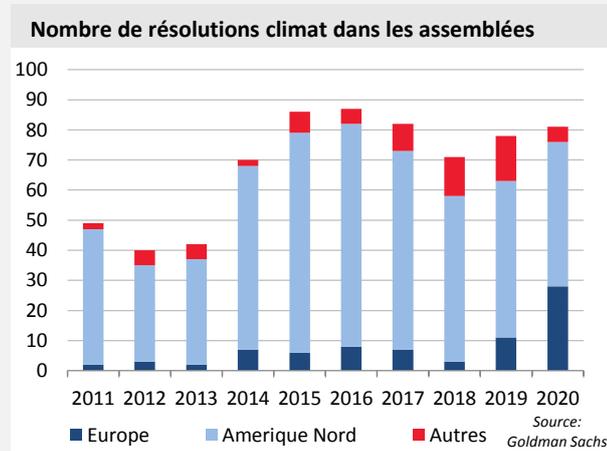
	26/6	19/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	41.6	41.0	0.6	1.5%	65.9
WTI Nymex	39.2	38.4	0.8	2.1%	58.6

La stratégie ENR des Majors Pétrolières face à la crise économique

Dans un contexte de grave crise économique annoncée, avec la montée des déficits budgétaires et du chômage, la question du respect des engagements climatiques est revenu au premier plan de l'actualité ces derniers mois. En effet, la crise financière de 2008-2009 avait eu un impact assez négatif sur la transition énergétique avec un effondrement des prix européens du carbone et une baisse des investissements particulièrement pour certaines technologies ENR, notamment dans les secteurs des biocarburants et du captage, stockage du CO2.



Afin de ne pas reproduire ce schéma, de nombreux gouvernements européens (et l'Europe avec le Pacte Vert) ont conditionné leurs soutiens et leurs plans de relance aux entreprises, au respect des engagements de l'accord de Paris, voire à l'accélération de la transition écologique. Cette volonté de relancer l'économie au travers de la transition énergétique, se traduit également par une pression croissante des associations de protection de l'environnement lors des assemblées générales des actionnaires des grands groupes pétroliers européens. Le nombre de résolutions climat lors de ces assemblées est ainsi en forte hausse, avec un taux de vote qui dépasse 30% selon Goldman Sachs (la dernière résolution climat présentée en avril par onze actionnaires du groupe Total a reçu 16,8 % de votes favorables).



On estime que depuis 2015, les grandes compagnies pétrolières européennes (BP, Eni, Equinor, Shell, Total) n'ont réduit leurs émissions Scope 1 et Scope 2 que d'environ 7% (source Bloomberg). Cependant ces derniers mois, elles ont annoncé vouloir accélérer leurs objectifs de réduction d'émission de GES avec des objectifs (Scope 1 à 3) à zéro émission nette d'ici 2050. Certaines sociétés ont également annoncé des objectifs de réduction d'intensité carbone à court terme significatifs (Shell : 30% en 2035 puis 65% en 2050). Selon les plans annoncés, les émissions Scope1-3 devraient ainsi diminuer de 15 % en moyenne en 2030. Pour y parvenir, la part des investissements des grandes entreprises dans les énergies renouvelables devrait continuer à augmenter de manière significative. On estime qu'elle est passée de 2 à 5 % en 2018-19 à environ 10 à 15 % en moyenne en 2020-21. Une part qui devrait continuer d'augmenter, compte tenu de la baisse importante des investissements dans les hydrocarbures (-30% cette année en moyenne). En incluant le gaz naturel comme combustible à faible intensité carbone (son intensité carbone est 23% moindre que le pétrole), les grandes compagnies pétrolières consacraient actuellement environ 50 % de leurs investissements à la transition vers une économie à moindre intensité carbone.

Cependant, pour atteindre l'objectif global de zéro émission nette en 2050, il faudra, sur le long terme et pour l'ensemble des secteurs, investir dans des technologies de décarbonation profondes et coûteuses (électrification massive, biocarburants 2G, CCS/CCUS, capture directe, hydrogène...), investissements qui pourraient malheureusement être reportés en raison de la crise économique actuelle et de ses implications.

	26/6	19/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	41.6	41.0	0.6	1.5%	65.9
WTI Nymex	39.2	38.4	0.8	2.1%	58.6

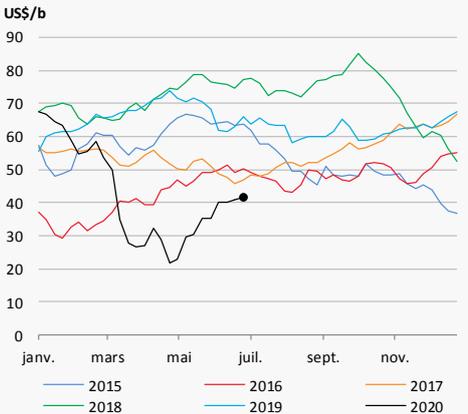
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



Evolution du prix du pétrole brut

2



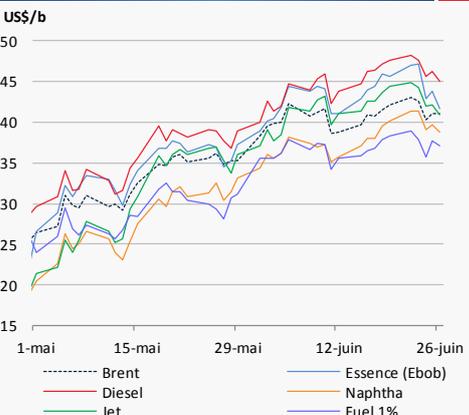
Consensus sur l'évolution du prix du Brent

3



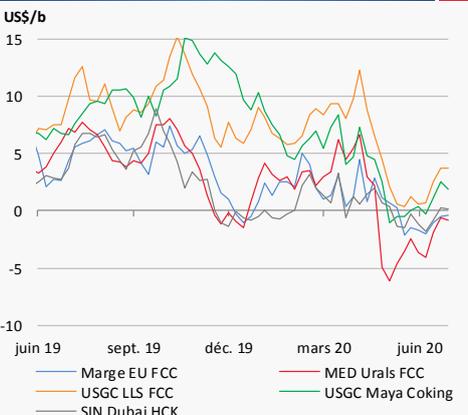
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



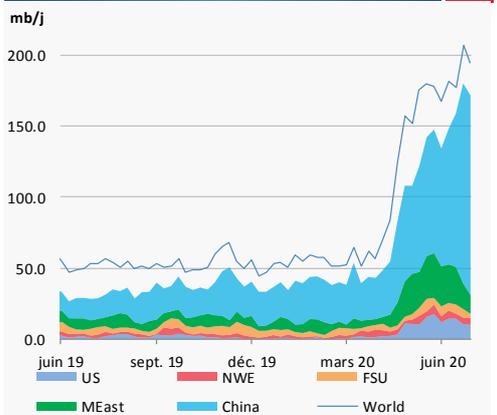
Marges de Raffinage

5



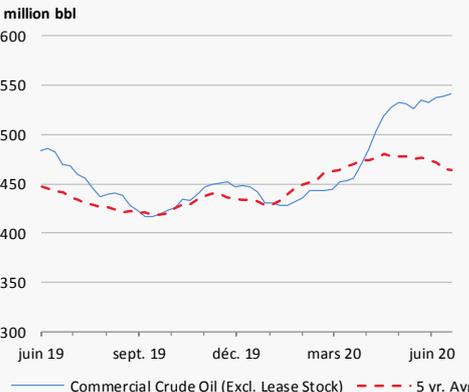
Stock pétrole en mer

6



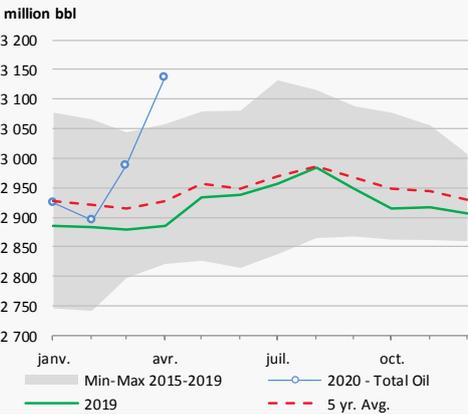
Stocks Pétrole Brut USA

7



AIE Stocks Commerciaux pétrole (OCDE)

8



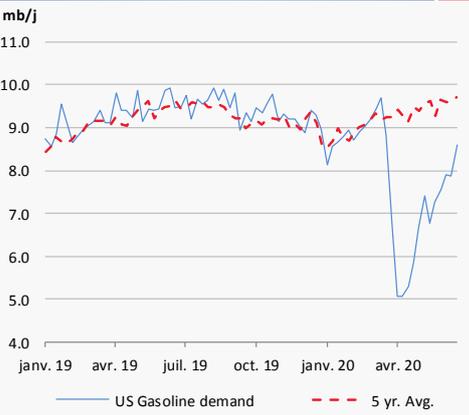
US Production de pétrole brut

9



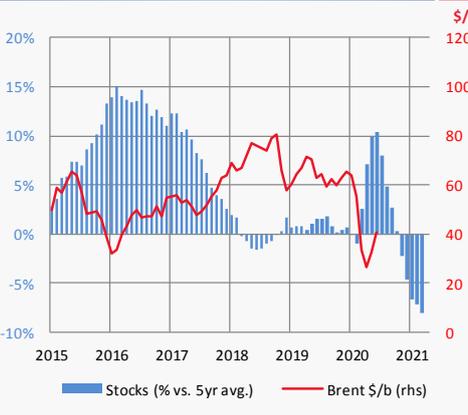
Consommation Essence USA

10



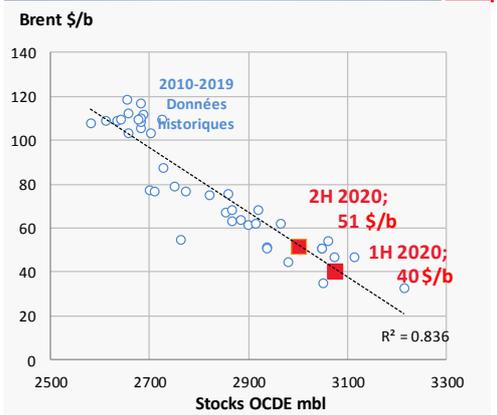
Prix du brut et Stocks

11



Prix du Brent vs. Stocks OCDE

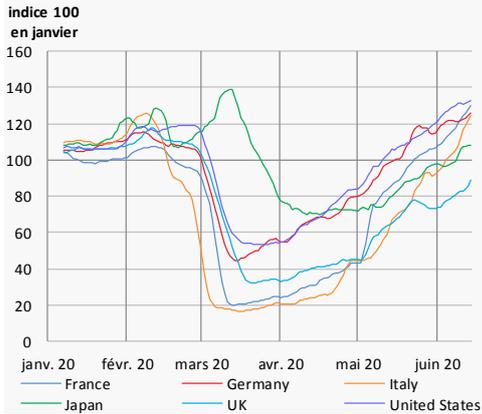
12



	26/6	19/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	41.6	41.0	0.6	1.5%	65.9
WTI Nymex	39.2	38.4	0.8	2.1%	58.6

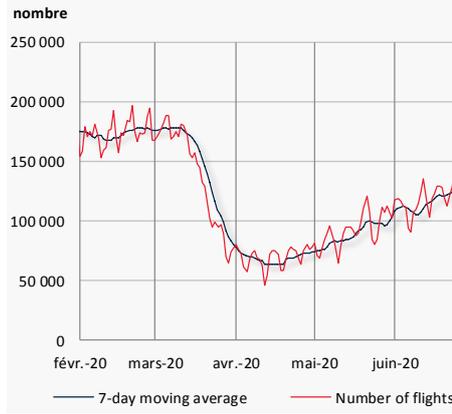
Evolution des déplacements en voiture

13



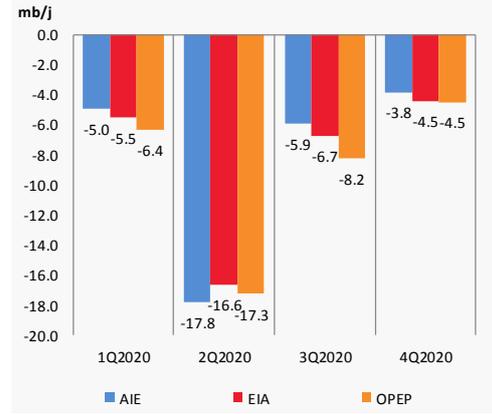
Statistiques de suivi des vols aériens

14



Croissance de la demande de pétrole

15



AIE Juin 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.6	45.4	37.5	44.7	45.9	43.4	45.1	45.1	47.1	46.9	46.0	-4.2	2.7
non-OCDE	52.2	48.5	43.9	49.9	51.0	48.3	50.5	51.5	51.6	51.8	51.4	-3.9	3.0
<i>Dont Chine</i>	13.7	11.9	13.5	13.8	13.9	13.3	13.9	14.1	14.0	14.1	14.0	-0.4	0.8
Demande totale (mb/j)	99.8	93.9	81.4	94.6	96.9	91.7	95.6	96.6	98.7	99	97.4	-8.1	5.70
Offre non-OPEP	65.5	66.6	61.1	60.7	61.4	62.5	62.8	63.1	63.6	63.6	63.3	-3.1	0.8
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.4	5.2	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	-0.2	0.1
Offre OPEP (Brut)	29.5	28.2	26.0	24.0	24.4	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	-3.8	0.0
Offre totale (mb/j)	100.5	100.3	92.3	89.8	91.0	93.3	93.7	94.1	94.5	94.5	94.2	-7.1	0.9
Differences (+/-)	0.7	6.3	10.9	-4.7	-5.9	1.6	-1.9	-2.5	-4.2	-4.2	-3.2	1.0	-4.8

EIA -STEO Juin 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.4	44.8	36.8	42.9	44.0	42.1	44.5	44.4	45.8	46.0	45.2	-5.2	3.0
non-OCDE	53.5	49.7	47.0	52.0	52.8	50.4	53.5	54.7	54.9	55.0	54.5	-3.1	4.1
<i>Dont Chine</i>	14.5	13.1	12.7	14.2	14.6	13.6	15.2	15.5	15.2	15.4	15.3	-0.9	1.7
Demande totale (mb/j)	100.9	94.5	83.8	94.9	96.8	92.5	98.1	99.1	100.7	101.0	99.7	-8.3	7.2
Offre non-OPEP	66.0	67.1	62.0	62.1	62.5	63.4	62.7	64.1	64.8	65.4	64.2	-2.5	0.8
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.3	4.8	4.7	4.7	4.9	4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	-0.5	-0.1
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.3	25.8	25.1	26.6	26.5	28.3	28.5	28.5	28.5	28.4	-2.8	2.0
Offre totale (mb/j)	100.6	100.8	92.6	92.0	93.8	94.8	95.7	97.3	98.0	98.6	97.4	-5.9	2.6
Differences (+/-)	-0.2	6.2	8.8	-3.0	-3.1	2.2	-2.3	-1.8	-2.7	-2.3	-2.3	2.5	-4.5

OPEP June 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.9	45.3	34.9	44.4	46.2	42.7					0.0	-5.2	
non-OCDE	51.8	47.1	46.4	47.9	50.1	47.9					0.0	-3.9	
<i>Dont Chine</i>	13.1	10.3	12.5	12.4	13.3	12.1					0.0	-1.0	
Demande totale (mb/j)	99.7	92.4	81.3	92.3	96.3	90.6					0.0	-9.1	
Offre non-OPEP	65.0	66.5	61.4	59.3	60.0	61.8					0.0	-3.2	
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.3	5.3	5.2	5.1	5.2					0.0	0.0	
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.2	26.0	24.0	24.4	25.7					0.0	-3.7	
Offre totale (mb/j)	99.6	100.1	92.7	88.5	89.5	92.7					0.0	-6.9	
Differences (+/-)	-0.0	7.7	11.4	-3.8	-6.8	2.1					0.0	2.1	