

Pas d'action supplémentaire de l'OPEP+, le Brent reste ferme *Brent spot, oct. 2021 : 81,6 \$/b (Sept. : 74,4 \$/b)*

Le prix spot du Brent à plus de 82 \$/b, proche des plus hauts de 2018 (Fig. 1). Le prix du Brent poursuit sa progression se situant en moyenne hebdomadaire à 82 \$/b, soit une hausse de près de 5 % (WTI à 78,5 \$/b, +4 %). La fermeté des prix du pétrole est attribuée cette semaine à plusieurs facteurs dont : la poursuite de la politique OPEP+ qui n'a pas souhaité augmenter sa production au-delà de ce qui est prévu ; les déclarations américaines concernant un recours éventuel aux stocks stratégiques ; le contexte énergétique qui pousse à une demande accrue de produits pétroliers pour la production d'électricité ; le relatif optimisme retrouvé des marchés financiers (Fig. 2) après l'accord intervenu aux Etats-Unis pour repousser le délai de fixation du plafond de la dette. Ces éléments ont permis de compenser l'effet baissier des statistiques américaines marquées par la hausse des stocks et de la production de pétrole.

L'OPEP+ ne modifie pas sa politique de hausse progressive de l'offre (+ 0,4 Mb/j par mois). Les pays de l'OPEP+ réunis le 4 octobre dernier ont décidé de maintenir leur politique décidée le 18 juillet dernier en dépit des pressions américaines en particulier pour aller au-delà de leurs engagements¹. Cette réticence des pays de l'OPEP+ est justifiée par deux facteurs : 1/ le risque épidémique n'est pas encore sous contrôle au niveau mondial (marqué par ce lien entre contaminations et décès au taux de 2% environ ; Fig. 3) ; 2/ Le retournement attendu de l'équilibre offre-demande, qui repassera en excédent en 2022. L'OPEP+ a donc choisi de ne pas intervenir dans l'urgence face à une situation jugée conjoncturelle.

Pas d'usage « immédiat » des stocks stratégiques aux Etats-Unis. Mercredi dernier, la secrétaire américaine à l'énergie, Jennifer Granholm, a déclaré que le gouvernement fédéral disposait de plusieurs outils pour ralentir la hausse des prix de l'énergie, notamment une libération potentielle de pétrole des réserves stratégiques (SPR : 617 Mnb contre près de 700 Mnb en 2016) et une interdiction des exportations. Le département américain de l'Énergie a toutefois précisé le lendemain qu'il ne prévoyait pas de recourir à ces mesures pour freiner la flambée des prix du carburant (Fig. 4), ce qui a entraîné une hausse du prix du pétrole le jour même. Au-delà de cette communication ambiguë, les statistiques hebdomadaires de l'EIA pour la semaine du 1 octobre ont eu un effet baissier pour le marché en raison de la hausse des stocks de pétrole et d'essence. La production américaine (11,3 Mb/j) a retrouvé, en 24 jours environ, son niveau d'avant le passage de l'ouragan Ida (Fig. 5).

Prix du pétrole et contexte énergétique. Pour comprendre l'influence du contexte actuel pour le marché pétrolier, il est nécessaire de rappeler la situation du marché énergétique. Les prix de l'énergie atteignent des sommets que ce soit pour le charbon, le gaz naturel ou l'électricité (Fig. 6). En Europe, le prix spot du gaz se situe autour de 90 €/MWh en moyenne sur octobre, valeur 5 à 9 fois supérieure aux moyennes annuelles observées depuis 2014 (entre 10 et 23 €/MWh). La cotation moyenne spot de l'électricité en octobre s'établit à 185 €/MWh contre 30 à 50 €/MWh pour les prix moyens annuels dans le passé. Il apparaît par ailleurs que les prix de l'électricité dépassent régulièrement les coûts de production obtenus à partir des centrales au gaz. Cela pourrait indiquer une tension spécifique sur le marché de l'électricité (offre insuffisante, demande forte) qui n'est pas liée à la flambée des prix du gaz naturel, mais qui en serait au contraire en partie la raison. Le lien inverse, à savoir « prix du gaz naturel et du CO2 » définissent le prix de l'électricité n'est néanmoins pas à exclure (voir annexe). En tout état de cause, quelle que soit la relation d'influence des marchés « gaz vers elec. » ou « elec. vers gaz », voire un mixte des deux, le contexte actuel est favorable à une utilisation plus importante du pétrole dans les centrales électriques au cours actuel de l'ordre de 80 \$/b (Fig. 7). Le prix compétitif du pétrole pour la production d'électricité se situe désormais entre 90 et 120 \$/b sur l'hiver en tenant compte des cotations des marchés à terme² du gaz (Fig. 8) et du CO2.

L'Arabie saoudite et l'Irak préparent l'avenir pétrolier. Deux informations importantes ont été reportées cette semaine concernant l'offre future de pétrole. La première vient d'Amin Nasser, le directeur général de Saudi Aramco, lors du « Energy Intelligence Forum ». Il a annoncé l'extension progressive des capacités de production d'ici 2027 pour atteindre 13 Mb/j contre 12 Mb/j actuellement (production de 9,5 Mb/j en juillet dernier). Cela tend à confirmer la réalité de ces chiffres parfois contestés. La deuxième, révélée par Argus, concerne l'aboutissement proche des négociations entre les sociétés pétrolières et l'Irak pour accroître la capacité de production de 5 à 8 Mb/j d'ici 2027 (en retrait par rapport aux

¹ Après la réunion du 18 juillet, les pays de l'OPEP+ avaient notamment décidé d'augmenter, à partir du mois d'août, leur production à hauteur de 0,4 Mb/j chaque mois jusqu'à atteindre 5,8 Mb/j, écart entre la production de juin dernier (38,1 Mb/j) et la production de référence pour calculer les ajustements (43,9 Mb/j).

² Ces prix sont une photographie à un instant donné et peuvent fortement évoluer en fonction de l'évolution du contexte.

objectifs antérieurs de 12 Mb/j initialement ramenés à 9 MB/j en 2014 ; production actuelle de 4 M/j). Ces pays anticipent un monde futur qui pourrait avoir besoin de plus de pétrole OPEP même si la demande mondiale décroît.

Figure 1 : Prix du Brent depuis 2020

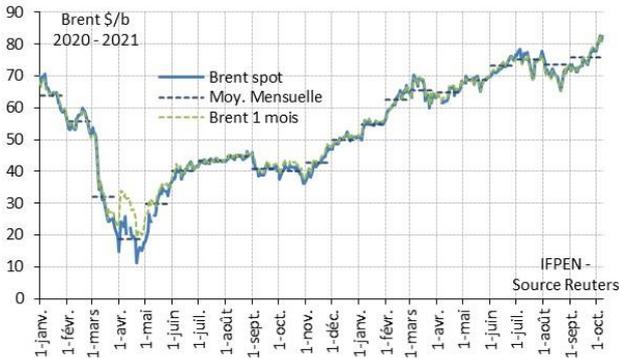


Figure 2 : Euro Stoxx50, S&P 500, Shanghai



Figure 3 : Contaminations et décès hors Euro5, US, Chine

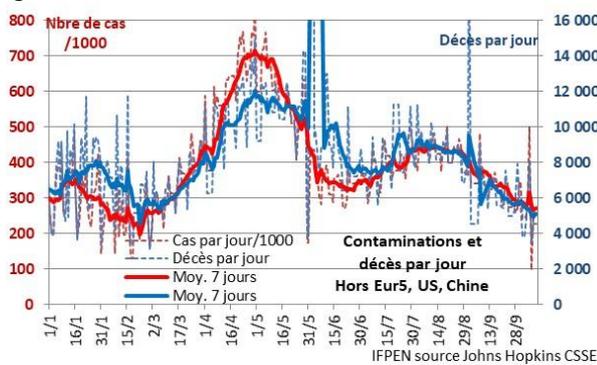


Figure 4 : Prix de l'essence et du gazole aux Etats-Unis

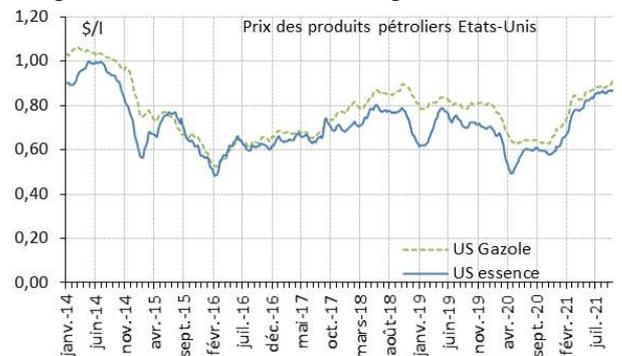


Figure 5 : Bilan pétrolier des Etats-Unis

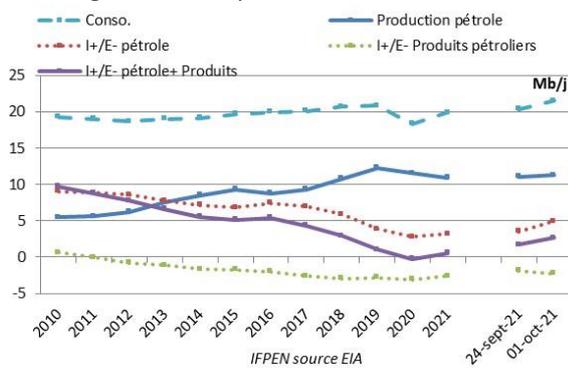


Figure 6 : Prix du gaz, coûts et prix Elec. Europe

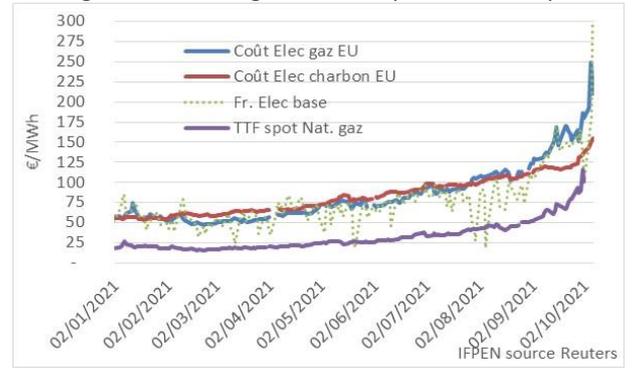


Figure 7 : Coûts de production et prix de l'électricité

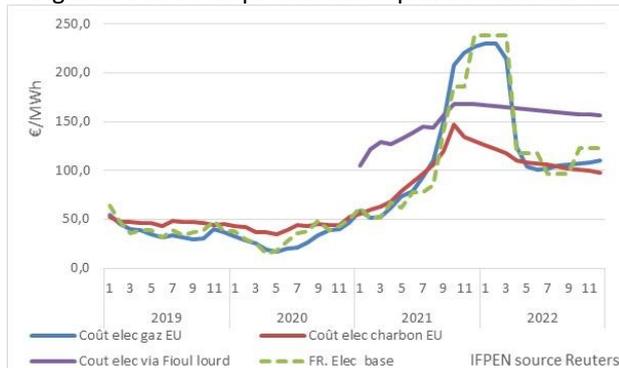
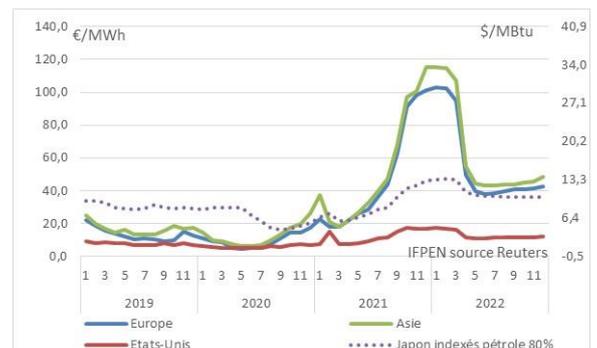


Figure 8 : Prix mensuel du gaz par régions (spot et à terme)



Equilibre Offre / Demande – Prix – Croissance économique

	sept-21	2018	2019	2020	21Q1	21Q2	21Q3	21Q4	2021	22Q1	22Q2	22Q3	22Q4	2022	21-20	22-21
Offre/Demande (Mb/j)																
OCDE		47,9	47,9	42,2	42,3	43,9	45,7	46,0	44,5	45,4	45,7	46,6	46,2	46,0	2,3	1,5
non-OCDE		51,1	51,8	48,7	51,1	51,2	51,5	52,7	51,6	52,8	53,2	53,6	54,0	53,4	2,9	1,8
Dont Chine		13,0	13,5	13,8	14,6	15,2	14,9	15,2	14,9	15,1	15,6	15,5	15,5	15,4	1,1	0,5
Demande totale		99,0	99,7	90,9	93,4	95,1	97,2	98,8	96,1	98,2	98,9	100,3	100,2	99,4	5,2	3,2
non-OPEP+		45,1	47,2	45,9	44,7	46,1	46,9	47,4	46,3	47,3	48,0	48,5	48,7	48,1	0,4	1,8
OPEP (LGN)		5,5	5,4	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	0,1	0,2
Offre OPEP (brut)		31,4	29,6	25,7	25,3	25,5	27,1	28,3	26,5	28,3	29,1	29,5	29,5	29,1	0,8	2,6
Offre OPEP 10 PP		18,5	18,4	17,2	17,1	17,4	17,3	18,1	17,5	18,1	18,5	18,6	18,6	18,5	0,3	1,0
Offre OPEP +		55,3	53,4	47,9	47,4	48,0	49,7	51,5	49,2	51,9	53,0	53,5	53,5	53,0	1,2	3,8
Offre totale		100,4	100,5	93,8	92,1	94,1	96,6	99,0	95,5	99,2	101,0	102,1	102,2	101,1	1,7	5,6
Offre-Demande (Mb/j)		1,3	0,9	2,9	-1,2	-1,0	-0,7	0,2	-0,7	1,0	2,1	1,8	2,0	1,7		
Brent																
\$/b		71,2	64,2	41,8	60,8	68,8	73,5	81,9	71	81	79	77	75	77	+/- %	8,5
€/b		60,4	57,4	36,5	50,5	57,1	62,3	70,3	60	69	68	66	64	66	64,3	10,6
€/l		0,38	0,36	0,23	0,32	0,36	0,39	0,44	0,38	0,44	0,43	0,42	0,40	0,42	64,3	10,6
Produits pétroliers																
Super SP95-E10		1,48	1,48	1,34	1,43	1,50	1,55	1,61	1,50	1,61	1,60	1,58	1,57	1,59	+/- %	12,0
Gazole		1,44	1,44	1,26	1,34	1,39	1,44	1,50	1,39	1,49	1,48	1,47	1,45	1,47	10,6	
taux change																
US\$/€		1,18	1,12	1,14	1,21	1,21	1,18	1,17	1,19	1,16	1,16	1,16	1,17	1,16	4,1	-2,1
Croissance économique %																
	2018	2019	2020					2021					2022			
Monde	3,6	2,8	-3,2					6,0					4,9			
OCDE	2,2	1,6	-4,6					5,6					4,4			
NON OCDE	4,5	3,7	-2,1					6,3					5,2			

Hypothèses : accord OPEP+ d'avril et estimation après juillet 2021 pour l'OPEP+ ; Sources : Reuters, / AIE / FMI / WEO / EIA / OPEC

Figure 9 : Production non OPEP+ et OPEP+ de pétrole et LGN

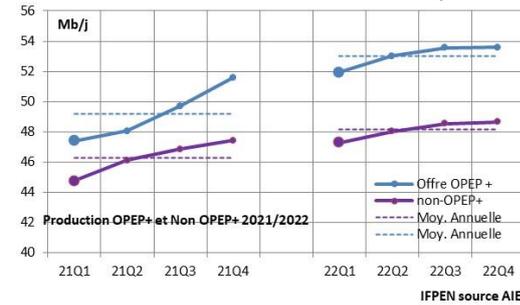


Figure 10 : Bilan pétrolier annuel et par trimestre

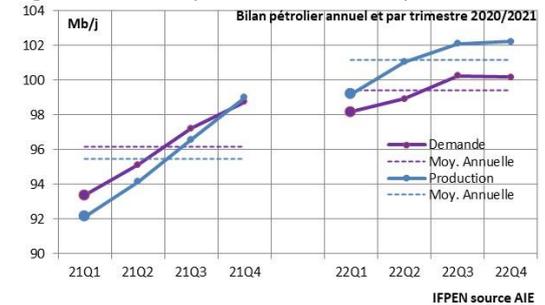


Figure 11 : Cotations des produits pétroliers en Europe

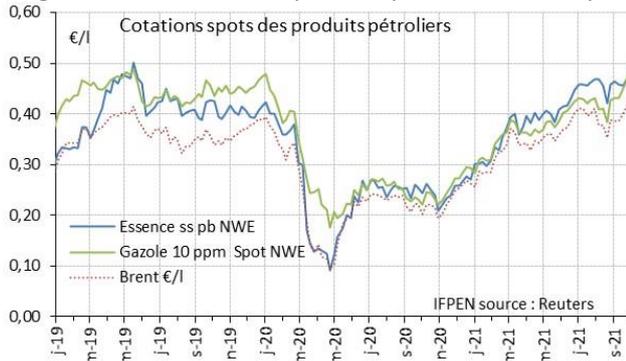


Figure 12 : Prix du Brent et des produits pétroliers en France

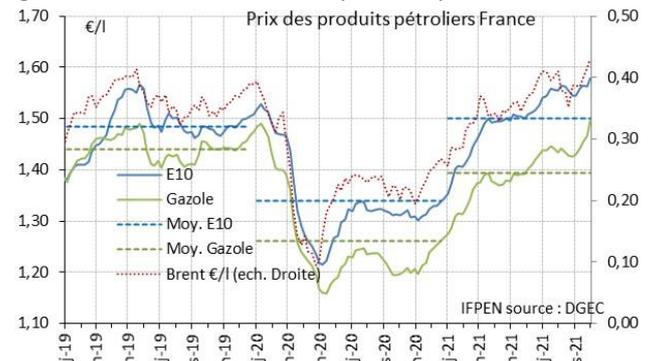
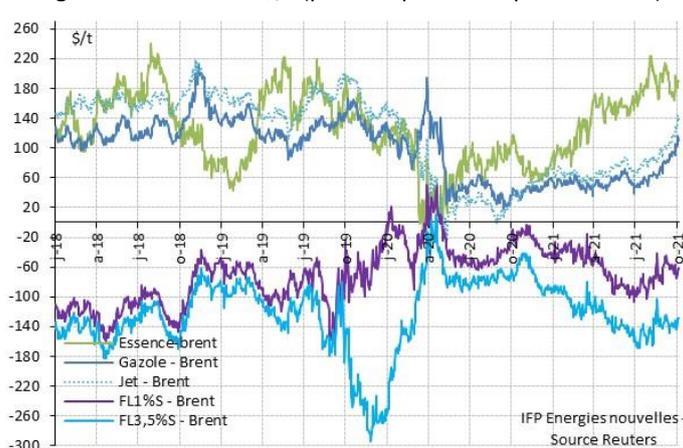


Figure 13 : Ecart en \$/t (prix des produits - prix du Brent)

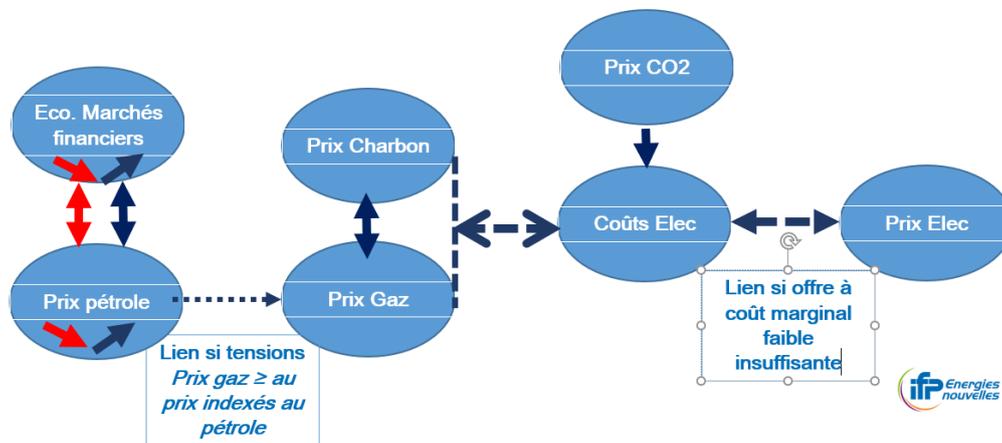


Annexe : Les liens traditionnels entre énergies

Le fonctionnement le plus courant des marchés est représenté par la figure ci-dessous. Le lien se fait via le secteur électrique par le biais du prix du gaz, du prix du charbon et du prix du CO2 qui influent ou sont influencés par le prix de l'électricité (dans les situations où l'offre à coût marginal faible, ENR et nucléaire, ne suffit pas à répondre à la demande d'électricité).

En situation de tensions sur le marché gazier, le prix indexé sur le pétrole devient la référence pour le marché gazier. Cela résulte de la part importante de ce type de contrat en Asie. S'il y a tensions en Asie et en Europe la compétition via le GNL aligne les prix entre les deux régions, d'où une influence « pétrole » en Europe (et en Asie). La dérégulation a permis de réduire ce lien en Europe qui ne permettait pas de refléter la situation réelle du marché gazier. Une tension sur le marché pétrolier entraînerait automatiquement une hausse, pas toujours justifiée, des prix du gaz. Ce lien se manifeste toutefois à nouveau via la compétition avec l'Asie.

Fig. 14 : Influences traditionnelles entre énergies



Les liens en cours entre énergies

Les pressions haussières du prix du gaz, en proie à un contexte sous tension (stocks faibles, moins d'exportations russes - Fig. 15 & 16-, demande chinoise importante...) pourraient, dans un cadre classique, être à l'origine des hausses des prix de l'électricité (Fig. 17). Mais, compte-tenu de l'ampleur de la hausse des prix de l'électricité, qui dépassent parfois les coûts de production, on ne peut exclure d'emblée une relation inverse, voire une combinaison des deux : faute d'offre suffisante pour répondre à la demande d'électricité, les prix de l'électricité s'envolent tirant à la hausse la demande de gaz et de charbon et in fine le prix de ces deux énergies (Fig. 18). La situation actuelle de tensions sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité suggère de rechercher des solutions du côté de l'offre de gaz ou/et d'électricité mais aussi de la demande à moyen terme (gestion, efficacité renforcée).

Dans les deux cas cette pression rend compétitive la production d'électricité via les centrales au fioul. Cela renforce la pression sur le marché pétrolier en proie par ailleurs à des tensions liées en partie à la gestion OPEP+. Les évolutions erratiques des marchés financiers influencent également le prix du pétrole.

Figure 15 : Taux de remplissage des stocks en Europe

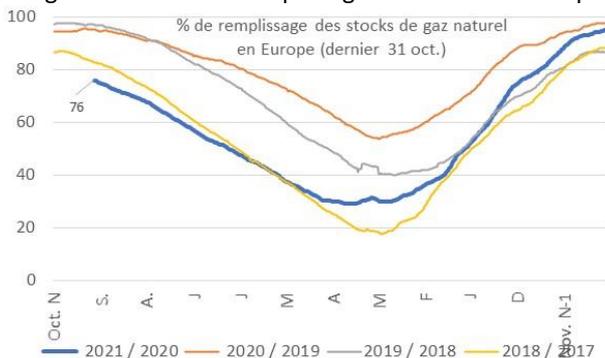
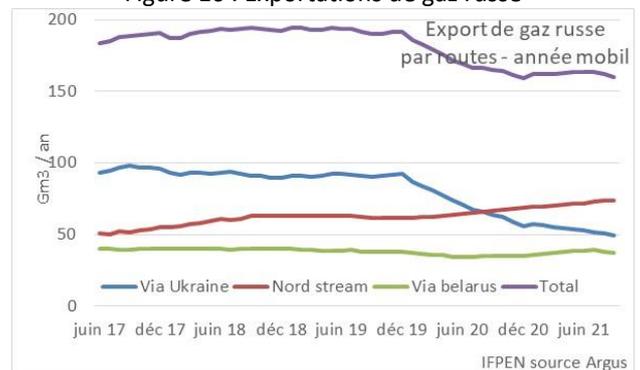


Figure 16 : Exportations de gaz russe



Pistes de réflexion

La hausse tendancielle des capacités EnR est parfois avancée pour expliquer la tension sur le marché de l'électricité. En analysant l'évolution des capacités électriques de l'Union Européenne entre 2010 et 2019 (base WEO 2020), il apparaît que celles-ci ont progressé de 160 GW (+ 19 %) dont 188 GW pour les renouvelables hors hydro (+ 8GW) entraînant un recul de 42 GW pour les unités pilotables fossiles (- 26 GW) et nucléaire (- 15 GW). Cette évolution pourrait expliquer la pression actuelle sur le marché de l'électricité.

Mais il apparaît que le temps d'utilisation de ces centrales se situait à environ 3000 heures par an en 2019 pour les centrales au gaz et au charbon, à 1300 heures/an pour les centrales au pétrole et à 6700 heures/an pour le nucléaire. Cela signifie qu'il serait possible de faire fonctionner plus longtemps les centrales fossiles, de façon bien sûr temporaire, pour faire face une tension sur l'offre d'électricité. Mais ce recours ne peut se faire que par une augmentation du prix de ces énergies et par ricochet du prix du CO2. C'est peut-être la situation qui se produit actuellement. Dans cette configuration, le prix de l'électricité a tendance à entraîner (ou renforcer) la hausse des prix du gaz et du charbon.

Si cette causalité n'est pas avérée, il convient de rechercher, les raisons des tensions du côté de l'offre de gaz en particulier (facteurs conjoncturels et structurels avec la baisse des investissements).

Fig. 17 : scénario 1 : les marchés du gaz et du charbon influencent le marché l'électricité et du pétrole

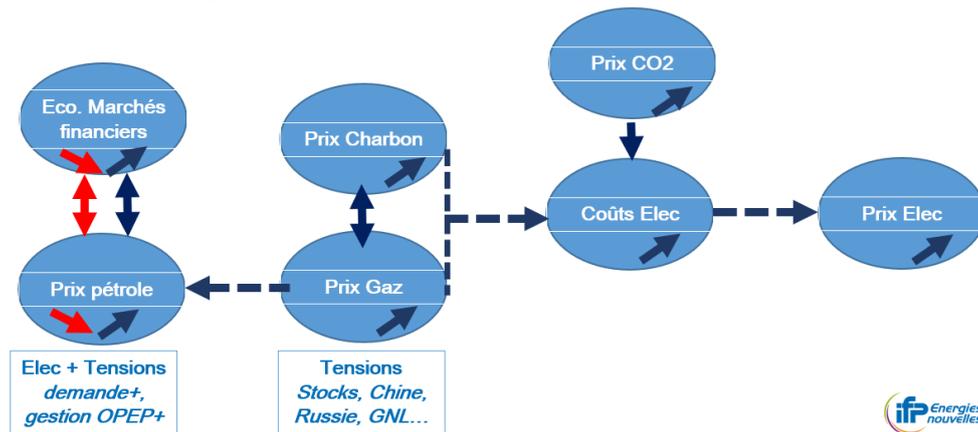


Fig. 18 : scénario 2 : le marché de l'électricité influence les autres marchés

