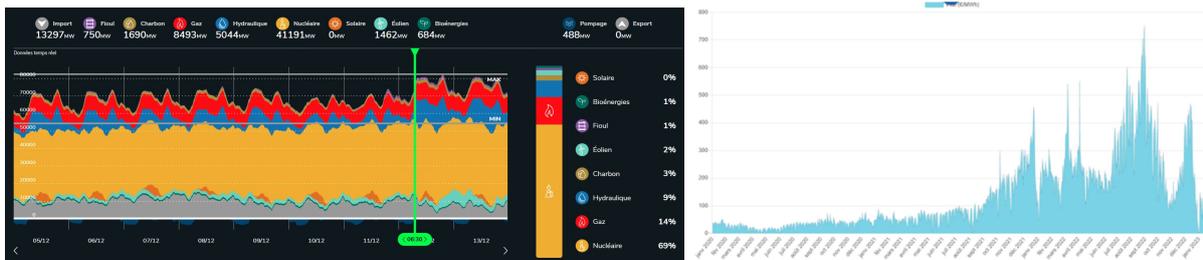
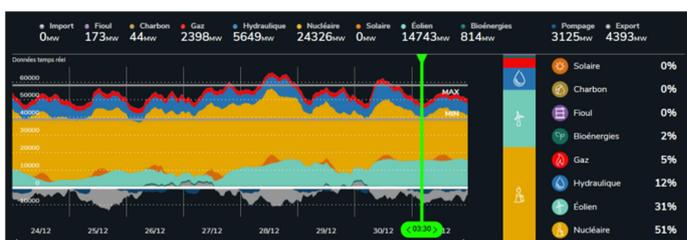


## Les énergies renouvelables intermittentes en décembre 2022

Pendant la période du 5 au 13 décembre, avec une période de froid, la puissance demandée sur le réseau électrique français, aux pointes de la matinée et de 19h, s'est située entre 70 GW et 82,5 GW (atteinte le 12 à 19h). Jusqu'au 12, la production des éoliennes a varié entre 0,9 et 2 GW (pour 18 GW installés !) par manque de vent (anticyclone hivernal typique), celle du solaire, entre 0 GW (les 2/3 du temps) et un maxi de 5 GW (pour 16 GW installés), bien sûr sans aucun intérêt pour le pic de 19h, comme le montrent les micro taches oranges sur le diagramme 1 joint, La production électronucléaire a été de 37 GW à 42 GW (pour 61,4 GW installés) avec le redémarrage de 4 réacteurs pendant la semaine, portant le total à 42 réacteurs sur 56. Les centrales au gaz ont produit entre 6 et 10 GW, celles au charbon entre 1 et 1,8 GW (exactement la capacité des réacteurs de Fessenheim fermés en 2020 par le trio Macron - Philippe - Borne). L'hydraulique a fourni entre 3 et 16 GW. La production française était alors systématiquement inférieure à la demande. Le bilan n'a pu être bouclé pour éviter un black-out, qu'avec de fortes importations, en moyenne 10 GW avec des pointes au-delà des 14 GW, dont plus de la moitié venant d'Allemagne, produits avec de bonnes centrales à charbon... jusqu'à ce que le vent ne commence à souffler le 12 après midi et porte la production éolienne à 6 GW. Ces importations ont coûté très chers à EDF puisque le MWh est monté à 549 € en pointe le 12, avec une moyenne de 413 € sur les 9 jours en revue (graphique 2 ci-dessous), pour un prix de revente ARENH d'EDF à ses compétiteurs de 42 €. Ainsi l'installation de capacités d'ENR intermittentes ne sert à rien par temps froid, là où, justement, la forte demande fixe le niveau de capacité de production fiable à installer.



L'inutilité des éoliennes en France est aussi évidente lorsque le temps se radoucit avec un fort vent d'Ouest... comme pendant la dernière semaine de décembre. La puissance maximale demandée baisse alors et varie entre 52 et 65 GW. Les centrales au gaz sont réduites entre 2 et 2,6 GW, celles au charbon sont arrêtées. Le solaire produit toujours aussi peu. L'hydraulique produit entre 5 et 10 GW laissant les niveaux des barrages remonter. Grâce au fort vent d'ouest, l'éolien produit entre 3 et 15 GW avec une moyenne à plus de 10 GW pendant les 4 derniers jours de l'année. Mais à quoi sert cette production ? A baisser la production électro-nucléaire qui passe de 42 GW (avec les réacteurs en service depuis le 12 décembre) jusqu'au 17 décembre à 24 GW à 5h le 31 (2 réacteurs sont même volontairement arrêtés). Or les MW (ou les MWh) marginaux nucléaires ne coûtant quasi rien (contrairement, bien sûr, au gaz ou au charbon), la baisse de la puissance nucléaire pour contenir la production éolienne n'économise rien. La valeur de cette production éolienne (proche des 80% du parc éolien pendant les dernières 36 heures de l'année) est donc bien quasi nulle. Nous voyons sur le graphique 3 qu'EDF a donc pu/dû exporter pendant ces derniers 8 jours de 2022 avec des pointes à 12 GW le 25, 10 GW le 28 et 6 GW le 30 et le 31. Mais, comme il y a du vent sur toute l'Europe du Nord, le prix du MWh européen de gros tombe fin décembre : de 108 € le 25, il passe à 51 € le 28, 31 € le 29, 18 € le 30 et 4 € le 31 à comparer au 400 à 500 € lors des importations de début décembre ! Pas vraiment le bon moment pour exporter !



Jean German