
Les systèmes énergétiques à l'épreuve du réchauffement climatique : le cas du Texas

En février dernier la tempête Uri déferlait sur les USA provoquant une vague de froid de grande ampleur sur le pays et notamment au Texas qui subissait alors un blackout de quatre jours.

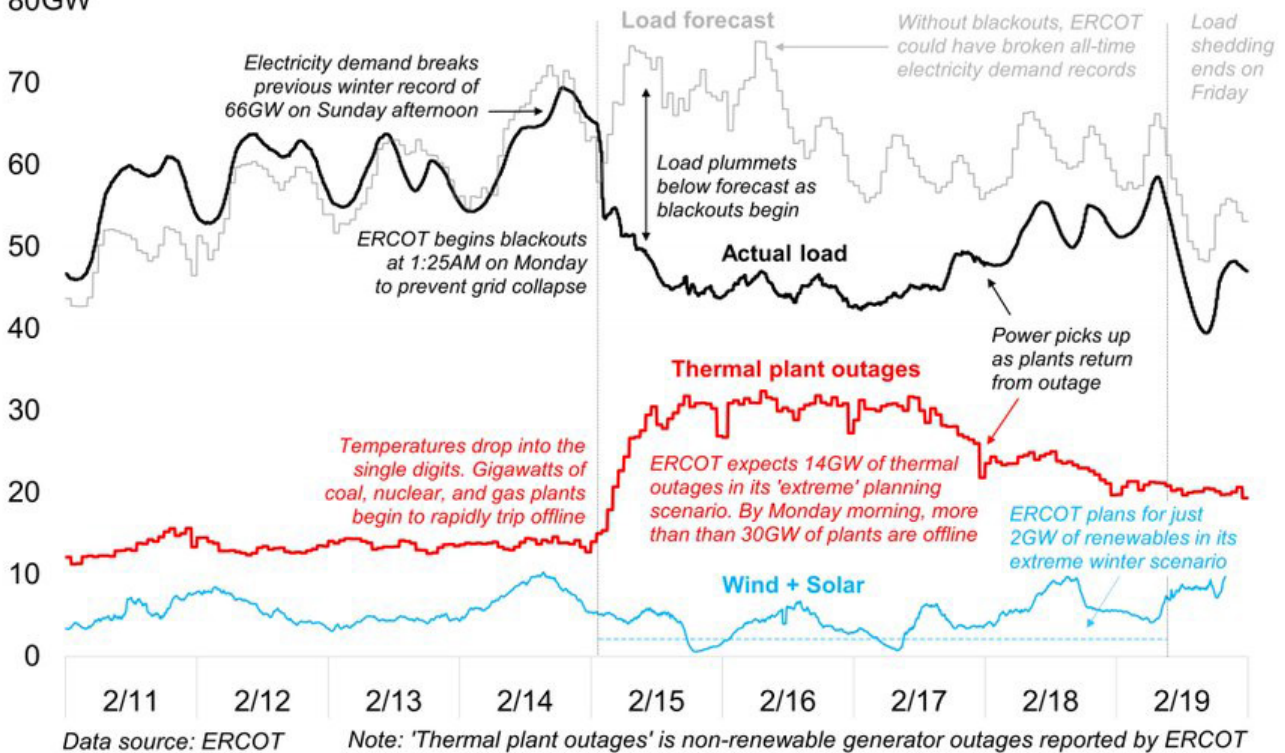
Chronologie des évènements

Le 15 février, peu après minuit, 8 GW de centrales à gaz cessent de fonctionner pour cause de pénurie ou de gel des équipements, notamment les capteurs et les vannes permettant l'arrivée du gaz. Idem pour 2 GW d'éolien à cause de faibles vents et d'équipements gelés. Dans le même temps, la demande d'électricité projetée ne cesse de grandir, car la chute des températures mène à une forte demande de chauffage électrique (60% des maisons texanes y ont recours¹). À 1 h 25, une chute de la fréquence en dessous de 60 Hz (fréquence du réseau électrique américain) due à une consommation excédant la production oblige l'Electric Reliability Council Of Texas (ERCOT) qui ne peut plus faire venir d'autres moyens de productions en ligne à réduire la charge du réseau en coupant le courant chez certains consommateurs. Tout au long de la crise, **le délestage représente 15 à 20 GW** et les **moyens de production non disponibles environ 30 GW** (cf. graphique 1). **Cette situation durera quatre jours** et se répercutera sur d'autres services essentiels dépendant de l'électricité tels que le traitement des eaux ou les services médicaux. On estime à plusieurs centaines le nombre de morts durant ce « *Big Freeze* »².

Extreme Weather, Extreme Outages Pushed Texas into Blackouts

ERCOT electric load, load forecasts, thermal plant outages, and renewables

80GW



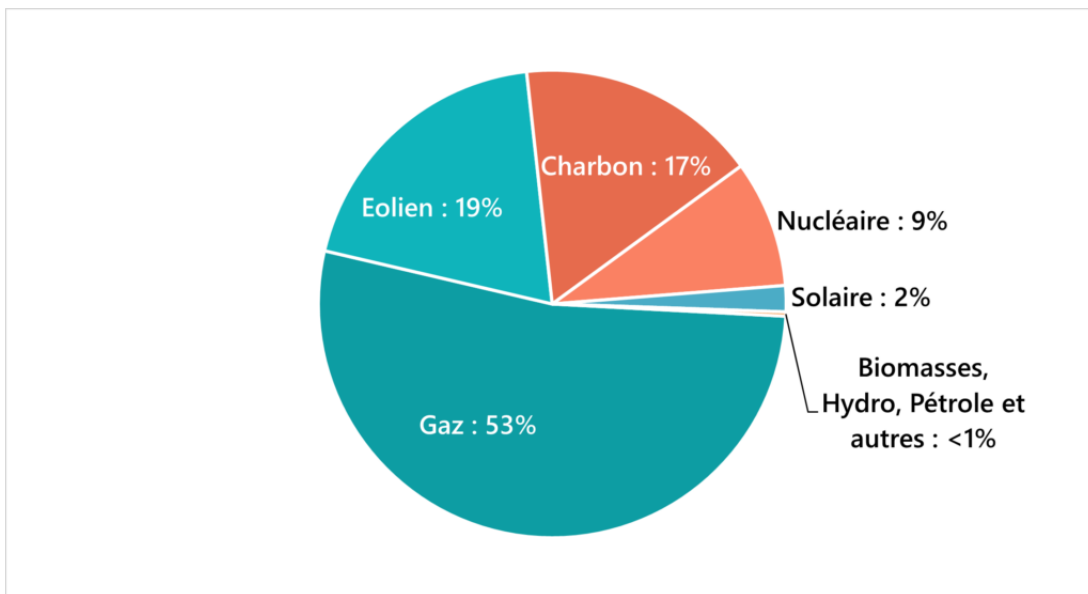
Graphique 2. Historique de la charge du réseau, des pénuries des centrales thermiques et de la production renouvelable durant l'épisode du Big Freeze (Source : [Brian Bartholomew via Twitter](#))

D'un point de vue économique, ces quatre jours de crise laissent au système électrique texan **une facture colossale d'environ 50 milliards de dollars**³. Certains clients ayant souscrit à des offres en tarification dynamique en ont subi les conséquences immédiatement en devant payer des factures record, le prix du MWh ayant plafonné à 9000\$ pendant les quatre jours. Du reste ces coûts gigantesques se reporteront *in fine* sur les factures des consommateurs durant les décennies à venir.

Les scientifiques ne s'accordent pas tous sur le fait que le réchauffement climatique soit en lien direct avec une fréquence accrue de telles vagues de froid dans le futur, certains arguant par exemple en faveur d'un réchauffement des hivers⁴. Néanmoins, à en croire le dernier rapport du GIEC, **les événements climatiques extrêmes sont amenés à se multiplier et à gagner en ampleur partout sur la planète**⁵. Ainsi la catastrophe du « Big Freeze » pose la question de l'adaptation du réseau électrique texan, de ses mécanismes de marché et de régulation aux événements extrêmes qui pourraient s'intensifier dans les décennies à venir.

Les spécificités du système énergétique Texan

Dans un premier temps, il est important de revenir aux spécificités du système énergétique texan pris dans son ensemble. Concernant la production d'électricité, **une grande partie du mix (53%) repose sur le gaz naturel**, viennent ensuite le charbon, l'éolien puis le nucléaire⁶ (cf. graphique 2).



Graphique 2. Mix

électrique Texan (source : [EIA](#))

La prédominance du gaz dans le mix texan s'explique entre autres par le fait que **l'État en est un très gros producteur** : avec 25% de la production nationale, le Texas est le 3e plus gros producteur de gaz derrière la Russie et... les USA. De plus, l'ouverture de la production d'électricité à la concurrence au début des années 2000 a favorisé l'arrivée des centrales à gaz, relativement compétitives du fait de leur proximité avec les puits et des faibles prix du gaz. La part importante d'éolien s'explique du fait des aides accordées aux renouvelables par l'État⁷.

Durant la crise, c'est avant tout le secteur gazier et par extension la production d'électricité au gaz qui a fait le plus défaut. En effet, malgré la sous-performance de tous les moyens de production d'électricité, **le gaz a représenté 2/3 du déficit total**. Plusieurs raisons expliquent le fait qu'**environ 40% de la production gazière était inopérante durant la crise** : le **gel des puits de gaz et des pipelines alimentant les centrales**, non préparés pour les températures hivernales extrêmes ; les **centrales à gaz construites « en plein air »** pour lutter contre les surchauffes en été et **l'interdépendance des systèmes électrique et gazier** qui a fait que la

défaillance de l'un a accentué celle de l'autre... À cela s'ajoute le fait d'une part qu'environ **14 GW de centrales thermiques étaient en maintenance**, car elles prévoyaient un hiver doux. D'autre part certains producteurs de gaz, notamment dans le bassin Permien, avaient signé des **contrats d'électricité interruptibles pour alléger leur facture**⁸ : quand ERCOT a dû délester, il a coupé le courant à certains puits ce qui en retour a davantage réduit l'approvisionnement en gaz pour les centrales thermiques⁹.

Du côté de la demande, la majorité du pic de charge est venu d'une **augmentation de 250% des besoins du secteur résidentiel pour le chauffage**, en raison notamment d'une mauvaise isolation des bâtiments et d'une législation peu incitative en matière d'efficacité énergétique. Finalement, un dernier point clé est que le Texas n'est **quasiment pas interconnecté avec les Etats voisins** ce qui complique encore plus la situation en cas d'évènement extrême. Ces faibles interconnexions permettent au Texas d'échapper à la réglementation fédérale en vigueur dans les autres états et d'avoir ainsi son propre modèle de marché.

Le modèle de marché *energy-only* et la réglementation texane face aux évènements extrêmes

Les incidents survenus sur le réseau électrique texan ne peuvent pas être compris indépendamment du modèle de marché théorique de ce dernier : **le marché *energy-only***. Un tel marché suppose que le réseau de transport/distribution soit opéré par une entité publique indépendante, ici ERCOT, et que la production et la vente d'électricité soit ouverte à la concurrence, les prix étant fixés sur le marché de gros ou de gré à gré. C'est le cas au Texas comme en France depuis la libéralisation du secteur de l'énergie dans les deux pays au début des années 2000. Cependant, le principe du marché *energy-only* est de **rémunérer uniquement l'énergie effectivement produite**, là où le modèle français et son mécanisme de capacité rémunèrent également la mise à disposition de capacités de production électrique ou d'effacement pour couvrir la consommation lors des périodes les plus tendues pour le système.

Dans la théorie, le marché *energy-only* produit, dans les périodes de forte demande et d'offre limitée, **des prix assez hauts pour inciter les centrales aux coûts marginaux de production les plus élevés** à entrer en ligne et donc à **maintenir l'adéquation entre la production et la consommation**. En pratique, c'est le régulateur du secteur électrique texan, la *Public Utility Commission of Texas* (PUCT) qui fixe le niveau des prix dans les situations « de rareté » de l'offre pour inciter les producteurs à entrer sur le marché. En effet, certaines centrales fossiles baseront leur rentabilité quasiment uniquement sur ces heures de pic de consommation durant lesquelles les prix de l'électricité sont extrêmement élevés. Elles peuvent également nouer des contrats bilatéraux de sécurité d'approvisionnement avec des fournisseurs pour se garantir un revenu suffisant.

Si ce modèle a permis **des prix relativement bas pour les consommateurs** et **l'installation d'une capacité de production suffisante**, notamment de centrales à gaz, il a **échoué à inciter économiquement à leur entretien** notamment leur **adaptation à des conditions hivernales extrêmes**¹⁰. Ainsi malgré des prix « incitatifs » les centrales « gelées » n'ont pas pu produire. **Le « Big Freeze » de février dernier n'était pas une première**, en 2011 une vague de froid avait poussé ERCOT à délester plus de 3 millions de personnes et des recommandations avaient été émises au niveau du régulateur fédéral, la Federal Energy Regulation Commission (FERC), quant au besoin d'adapter les infrastructures. De plus, des gains conséquents auraient pu être réalisés par les producteurs inopérants durant les 100 heures où les prix ont été fixés par la PUCT à 9000?\$/MWh. **Ces profits auraient largement dépassé les coûts « d'hivérisation »**¹¹.

Quelles pistes d'amélioration pour le futur ?

La question de l'adaptation des modèles de marché au changement climatique se pose donc. Au-delà des événements extrêmes « prévisibles » comme le pic de consommation estival, référence dimensionnante du réseau texan, il semble maintenant nécessaire de considérer **le risque d'évènements « hors du commun » plus difficilement envisageables**. La probabilité de tels événements est **sous-estimée par les acteurs du réseau**, car ces derniers se basent sur les précédents historiques. Or l'augmentation de la fréquence de ces aléas météorologiques semble probable et l'ampleur de ces événements pourrait également augmenter en raison du réchauffement climatique.

Le fait qu'un marché de capacité (souvent opposé au modèle *energy-only*) puisse radicalement changer la donne et ait comblé l'immense gouffre entre la demande et l'offre demeure très incertain. Néanmoins, le « Big Freeze » devrait pousser les régulateurs du secteur électrique, mais également du secteur de la production **gazière à mieux considérer et questionner le fonctionnement de leurs marchés respectifs ainsi que leurs interactions** de manière à y intégrer la probabilité d'évènements extrêmes et la sauvegarde de l'intérêt public. Cette approche nécessite également de **considérer le système énergétique texan dans un tout plus large**, c'est-à-dire dans ses relations d'interdépendances avec les infrastructures de transport, les consommateurs, la gestion de l'eau, les autres états, etc.

Est-ce pour autant ce qu'il est en train de se passer au Texas ? Après avoir fait de « l'hivérisation » des infrastructures une priorité absolue suite à la catastrophe de février, le Texas peine à pousser la Texas Railroad Commission, le régulateur du secteur gazier texan, à agir pour forcer au plus vite l'adaptation de l'industrie gazière. Certaines **centrales électriques thermiques ont quant à elles entamé des travaux d'adaptation**. Mais **sans une sécurité**

optimale d’approvisionnement garantie par des infrastructures de production et de transport du gaz robustes aux événements hivernaux extrêmes **cela risque de ne rien changer à la donne**¹²... Malgré les risques, le Lone Star State semble peu prompt à abandonner son modèle actuel.

¹ Busby, Joshua W., Kyri Baker, Morgan D. Bazilian, Alex Q. Gilbert, Emily Grubert, Varun Rai, Joshua D. Rhodes, Sarang Shidore, Caitlin A. Smith, et Michael E. Webber. « Cascading Risks: Understanding the 2021 Winter Blackout in Texas ». *Energy Research & Social Science* 77 (1 juillet 2021)

² Mulcahy, Shawn. « At Least 111 People Died in Texas during Winter Storm, Most from Hypothermia ». *The Texas Tribune*, 25 mars 2021.

³ Gimon, Eric. « Lessons from the Texas Big Freeze ». *Energy Innovation*, mai 2021, 22.

⁴ Irfan, Umair. « Scientists Are Divided over Whether Climate Change Is Fueling Extreme Cold Events ». *Vox*, 18 février 2021.

⁵ IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*

⁶ Busby, Joshua W., Kyri Baker, Morgan D. Bazilian, Alex Q. Gilbert, Emily Grubert, Varun Rai, Joshua D. Rhodes, Sarang Shidore, Caitlin A. Smith, et Michael E. Webber. « Cascading Risks: Understanding the 2021 Winter Blackout in Texas ». *Energy Research & Social Science* 77 (1 juillet 2021)

⁷ Joël Spaes. « Le froid à l’attaque de la dérégulation du secteur énergétique au Texas ». *Techniques de l’Ingénieur (blog)*, 2 mars 2021

⁸ Busby, Joshua W., Kyri Baker, Morgan D. Bazilian, Alex Q. Gilbert, Emily Grubert, Varun Rai, Joshua D. Rhodes, Sarang Shidore, Caitlin A. Smith, et Michael E. Webber. « Cascading Risks: Understanding the 2021 Winter Blackout in Texas ». *Energy Research & Social Science* 77 (1 juillet 2021)

⁹ Ces producteurs de gaz n’avaient malheureusement pas rempli le formulaire associé à leur contrat de fourniture d’électricité permettant de se déclarer comme « infrastructure critique » et donc d’éviter d’être déconnecté en cas d’urgence.

¹⁰ Petitet, Marie, Burcin Unel, Rolando Fuentes, et Frank A Felder. « Climate and Power System Reliability in the Aftermath of the Texas Blackouts », 2021, 5.

¹¹ Gimon, Eric. « Lessons from the Texas Big Freeze ». *Energy Innovation*, mai 2021, 22.

¹² Ferman, Mitchell. « Texas Senators Blast Regulator for Power Grid Winterization Loophole Lawmakers Wrote into Law ». *The Texas Tribune*, 28 septembre 2021.



Auteur : Nathan GRENIER-BELLEGARDE - Consultant



Contact au sujet de cet article : **Maxime SELIER** - Manager
maxime.selier@yele.fr



Contact au sujet de cet article : **Thibault JANVIER** - Manager
thibault.janvier@yele.fr