

## Hiver 2021 : délestage massif sur le réseau électrique texan - Leçons pour la France

Xavier Chavanne\*

@ 61571

**Mots-clés : réseaux, électricité, pointe extrême, vague de froid décennale, générateurs fiables**

***Lors d'une vague de froid décennale en février 2021, des délestages massifs sur le réseau texan pour éviter son effondrement ont causé en quelques jours des centaines de morts et des pertes économiques de l'ordre de 5 % du PIB. Durant plus de 15 ans, les moyens de production pilotables, essentiels durant ces crises où la consommation atteint des records, ont été défavorisés au profit d'autres peu fiables par leur nature, les rendant moins disponibles. L'Europe a connu son dernier coup de froid similaire en février 2012. Depuis, le nombre et la rentabilité des générateurs fiables ont aussi été réduits. Cela pose la question de la capacité de notre système électrique en son état actuel à répondre à un tel événement météorologique.***

### Introduction

Durant la semaine du 15 au 19 février 2021, l'État du Texas aux États-Unis a vécu une des pires situations de son histoire énergétique. Lors d'une vague de froid intense, tout son réseau électrique a failli s'écrouler et le désastre n'a été évité qu'au prix d'un délestage massif tournant pendant plus de 4 jours, représentant de l'ordre du quart des consommateurs à chaque instant.

L'article décrit cet événement et ses conséquences en présentant d'abord la situation du Texas et de son réseau avec ses moyens de production en début d'année 2021. L'enchaînement des faits avant et pendant ce délestage est présenté, accompagné des bilans sombres de cette semaine. La troisième partie concerne les analyses faites au Texas pour expliquer ce drame et les mesures prises pour l'éviter à l'avenir.

Une liste des abréviations utilisées est donnée dans l'Encadré 1.

### 1. Le Texas et son réseau électrique

Le Texas est le plus grand État des États-Unis hors Alaska (650 000 km<sup>2</sup>). Avec la Floride, c'est l'un des États les plus au sud, proche de la zone tropicale. Du sud-est au nord-ouest, sa géographie est très contrastée ; elle va des plaines côtières très arrosées au bord du golfe du Mexique à de larges plateaux arides sur toute sa partie ouest, avec des montagnes à l'extrême ouest. C'est à l'ouest que se situent les gisements les plus importants du Texas — voire des États-Unis — en pétrole, gaz et éolien, mais pas hydroélectricité. Sa population s'élève à 29 millions en 2021, installée majoritairement en grandes aires urbaines dans les plaines : Dallas, Houston, San Antonio, Austin... L'économie est très diversifiée, de l'élevage à la haute technologie (Texas Instruments...) et le spatial en passant par la finance et le tourisme. Il existe aussi une forte industrie autour des

\* Université Paris Cité, IGP.

hydrocarbures depuis l'extraction jusqu'à l'exportation en passant par le raffinage et la pétrochimie. Elle a connu un regain depuis 2008 avec l'exploitation des pétroles légers de roches compactes et le gaz de roche mère — dits de schiste en France. L'État possède avec le bassin du Permien à l'ouest le plus grand gisement pétrolier des États-Unis. Le Texas fournit plus de 40 % de la

production pétrolière du pays et plus du quart de celle de gaz naturel. Le PIB du Texas atteint près de 2 T\$ en 2021, c'est-à-dire quasiment le produit d'un pays comme la France. Cela en fait un des États les plus puissants économiquement des États-Unis, peut-être devenu le plus puissant, assurément le plus dynamique. La société de véhicules électriques Tesla a fait le choix d'y installer

### Encadré 1. ABRÉVIATIONS ET SYMBOLES

La principale unité d'énergie utilisée est le wattheure (Wh, 1 Wh = 3 600 joules). Quand l'énergie est la chaleur, l'unité est accompagnée d'un indice pour préciser sa nature,  $Wh_{ch}$ . Sans précision, l'énergie est l'électricité.

PCS : pouvoir calorifique supérieur. Il représente la quantité de chaleur produite par combustion avec l'oxygène d'une tonne ou d'un mètre cube ( $m^3$ ) d'une matière riche en hydrogène et carbone (charbon, fioul, gaz, biomasse), y compris la chaleur de condensation de l'eau libérée. Les conventions de l'USEIA pour exprimer les quantités d'un hydrocarbure en énergie sont basées sur le PCS.

PCI : pouvoir calorifique inférieur. Le PCS moins la chaleur de condensation de l'eau. L'eau reste sous forme de vapeur.

Pour le gaz naturel, le PCS est supérieur de 10 % au PCI. La chaleur de condensation est rarement récupérée, sauf dans les chaudières modernes pour le chauffage des locaux.

L'unité d'énergie par unité de temps – ou puissance – utilisée est le watt (W). Un générateur électrique fonctionnant à une puissance effective de  $xW$  aura fourni sur 1 heure  $xWh$  d'électricité. Sa puissance de capacité ou crête, i.e. maximale, est noté  $Wc$ . Cette puissance est supérieure ou égale à la puissance effective ou réalisée.

FC : le facteur de charge annuel pour un générateur représente le rapport de sa puissance effective moyenne sur 1 an à sa puissance de crête. FC peut être utilisé pour une période d'une heure.

Les multiples d'unités utilisés suivent les conventions du système international : téra (T) pour milliard, giga (G) pour milliard, méga (M) pour million, kilo (k) pour mille.

STEP : station de transfert d'énergie par pompage.

PIB : produit intérieur brut par an ou richesse produite par an dans un État en dollars (\$).

### LES ORGANISMES CITÉS

USEIA : U.S. Energy Information Administration, une des agences fédérales du département de l'énergie (DOE) des États-Unis chargée de la gestion des données d'énergie du pays. Données internationales aussi disponibles.

ASCE : American Society of Civil Engineers (fondée en 1852; plus de 150 000 membres dans 170 pays).

ERCOT : Electric Reliability Council of Texas.

PUCT : Public Utility Commission of Texas.

RTE : Réseau de Transport d'Électricité (France).

sa dernière giga-usine. Cette usine et les autres industries comme celles liées aux hydrocarbures sont électro-intensives et les tarifs d'électricité très bas au Texas leur donnent un grand avantage.

Population et économie ont fortement crû durant les vingt dernières années. Ce qui n'est pas sans poser de problème sur le réseau.

### 1.1. Caractéristiques du réseau électrique

Le Texas dispose d'un réseau principal (assurant plus de 90 % de la consommation de l'État) géré par Electric Reliability Council of Texas (ERCOT). ERCOT est une organisation indépendante à but non lucratif dont sont membres les acteurs du réseau, exploitants des générateurs, transporteurs, distributeurs, gros consommateurs, fournisseurs au détail, sociétés, coopératives et régies municipales d'électricité. Les parties périphériques du Texas sont alimentées par d'autres réseaux des États-Unis. Les interconnexions entre le réseau d'ERCOT et les réseaux voisins sont très faibles et seulement en courant continu : des capacités de 850 MWc avec le réseau Southwest Power Pool et 450 MWc avec le Mexique voisin. Cette situation résulte d'une volonté d'indépendance vis-à-vis des régulateurs fédéraux, en particulier la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) [ASCE, 2022; USEIA, 2022]. Cela permet aux autorités de simplifier les procédures administratives des projets, ce dont ont profité les installations d'éoliennes et de photovoltaïque (PV) et leur connexion au réseau. Cela explique leur vitesse de développement au Texas, la plus forte de tous les États des États-Unis. L'activité d'ERCOT est supervisée par une agence d'État, Public Utility Commission of Texas (PUCT).

Les prix de vente en gros de l'électricité sont fixés par des mises en concurrence entre membres d'ERCOT sur des marchés qu'il contrôle (marchés de gros la veille pour le lendemain, *day ahead*, et pendant le jour même, *intraday*). Est vendue uniquement l'électricité en mégawattheures (MWh) effectivement produite. Il n'y a pas de marché de capacités disponibles, juste des rémunérations pour certains services système comme le maintien d'une réserve primaire. Le prix de gros par

bloc de temps sur un jour correspond au coût marginal, *i.e.* le coût de production du dernier moyen de production nécessaire pour équilibrer le réseau durant cet intervalle. Ce moyen de production est souvent une centrale au gaz. Vu les imperfections de ces marchés, ERCOT a introduit un mécanisme complexe pour ajouter progressivement une contribution à ce prix en période tendue, *i.e.* lors d'une faible marge des différentes réserves. Cette incitation peut atteindre 9 k\$/MWh. Dans les faits, elle est rarement mise en œuvre, sauf lors de crises. Enfin, en dernier ressort, ERCOT assure l'équilibre du réseau à chaque instant (rôle de dispatcher), en contraignant les centrales de production pilotables disponibles à ajuster leur production. ERCOT doit pour cela anticiper des marges de réserve. Le tout dernier recours consiste en délestages de consommation.

À côté de ces marchés, des contrats à plus ou moins long terme sont passés entre exploitants et gros acheteurs avec des prix fixés en référence aux marchés ou sur d'autres considérations (certificats d'obligation ou volontaires, crédits d'impôts, surtout dans le cas des générateurs éoliens et photovoltaïques).

Les prix mensuels de gros lors des quelques années précédant 2021 sont restés entre 20 et 40 \$/MWh, hors parfois un pic l'été comme en août 2019 avec 120 \$/MWh [USEIA, 2021a]. Les prix annuels furent de 38 \$/MWh en 2019 et 22 \$/MWh en 2020. Ces prix de gros moyens sont faibles si on compare aux prix du gaz acheté pour l'exploitation des centrales au gaz, et en tenant compte de leur rendement. Ces prix sont égaux ou proches de ceux affichés sur le marché de gré à gré au nœud gazier de Henry en Louisiane, entre 7 et 17 \$/MWh<sub>th</sub> de PCS en moyenne mensuelle après 2008 (données de l'USEIA, *Henry Hub price*). Si on estime le rendement de conversion de la chaleur PCS en électricité du parc de centrales à gaz à 40 % (majoritairement à cycle combiné gaz-vapeur, mais utilisé en modulation donc avec un rendement diminué), on a un prix ramené au mégawattheure électrique produit entre 17 et 42 \$/MWh. Ces prix moyens de l'électricité n'excluent pas des prix horaires négatifs,

ainsi que le reporte l'ASCE, lors de forts vents et de faibles consommations.

Les prix mensuels de détail, qui incluent également les coûts d'acheminement, ceux des fournisseurs, les financements et taxes divers, sont plus élevés, allant de moins de 60 \$/MWh pour l'industrie à plus de 110 \$/MWh pour les particuliers avant 2021 [USEIA, 2021b]. Ils font partie des prix les plus faibles aux États-Unis.

## 1.2. Évolutions depuis 2000

### La production

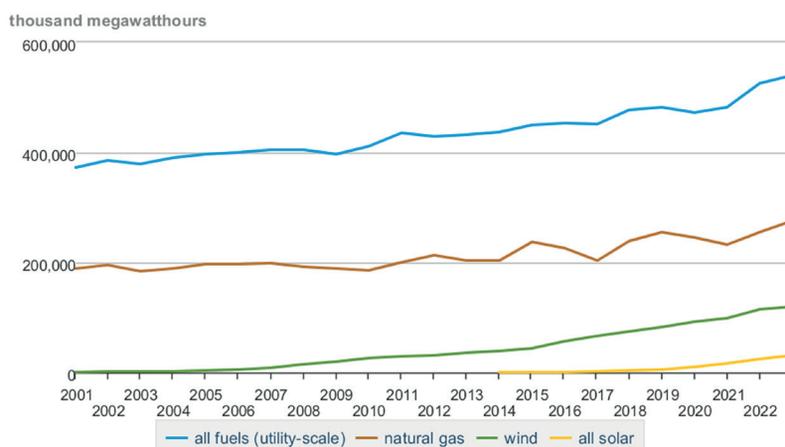
Entre 2001 et 2021, avec le dynamisme économique et l'accroissement de la population, la consommation électrique a fortement crû, de 375 à 480 TWh (cf. Figure 1). L'évolution du parc de production entre fin 2001 et fin 2020 a été très contrastée suivant la filière de production (données d'après [USEIA, 2023]).

- Centrales à gaz : plus de 700 unités à cycle vapeur, cycle diesel, cycle simple à gaz et cycle combiné, ces dernières étant majoritaires.

Elles sont pilotables, ce qui leur assure un rôle clé dans le réseau. Après avoir connu un boom de construction avant 2001, leur capacité a peu changé entre 2003 et 2020, de 79 à 78 GWc, malgré des prix du gaz faibles après 2008. Les prix de vente de l'électricité sont trop bas et les centrales sont sous-utilisées. La production a crû moins vite que la demande (cf. Figure 1). En 2021, elle était de 235 TWh avec un facteur de charge annuel de 35 %.

- Turbines éoliennes : fin 2020, il y avait plus de 13000 turbines installées avec une capacité de 30 GWc, alors que fin 2001 elle était seulement de 0,9 GWc. Leur production est passée de 1 à 100 TWh avec un facteur de charge relativement constant à 35 %. Voir ci-dessous les raisons de cette croissance.
- Centrales au charbon (soit du lignite local, soit de la houille importée) : près de 30 unités. Leur capacité a diminué de 21 GWc fin 2001 à 19 GWc fin 2020. Leur production a encore plus baissé, de 135 à 89 TWh, avec une chute du facteur de charge de 73 à 52 %. Les raisons en sont les mêmes que pour les centrales

Net generation for all sectors, annual



Data source: U.S. Energy Information Administration

Figure 1. Quelques productions électriques au Texas entre 2001 et 2021 : production totale ou consommation (bleu), celles des centrales au gaz (brun), des éoliennes (vert) et du photovoltaïque (jaune)

Source : USEIA DOE

à gaz : prix de l'électricité trop bas et sous-utilisation en participant à l'équilibre du système électrique.

- Centrales nucléaires : depuis 2001, l'État en possède quatre pour une capacité de 5,1 GWc. Leur production a légèrement augmenté de 38 à 41 TWh avec le facteur de charge (de 85 à 93 %). Elles fonctionnent en base du fait des faibles coûts du combustible et des coûts fixes à amortir.
- Centrales photovoltaïques : depuis quelques années, elles connaissent une très forte croissance (cf. Figure 1). Leur capacité, de près de 0 en 2013, est passée à 4,9 GWc fin 2020 et 8,8 GWc fin 2021. La production en 2021 a été de 14,9 TWh avec un facteur de charge annuel estimé à 25 %.
- Autres (hydroélectricité, géothermie, biomasse, fioul, déchets...) : en 2021, leur capacité représentait moins de 2 GWc pour une production inférieure à 10 TWh. Hydroélectricité et géothermie sont limitées naturellement. Les régions d'altitude sont arides et l'activité tectonique est très faible; il n'y a pas de volcanisme. Les centrales à biomasse et déchets représentent moins de 500 MWc de capacité.

La plus grande partie de la hausse a été assurée par le parc d'éoliennes, devenu le second en capacité après le parc des centrales au gaz. Le Texas a de loin le plus grand parc éolien de tous les États des États-Unis. À son tour, le nombre de centrales photovoltaïques est en pleine croissance. Moyennant de faibles redevances aux éleveurs, les plateaux offrent de vastes espaces peu habités pour ces générateurs dont la ressource est très diluée et qui donc nécessitent de grands espaces, et de bonnes conditions de vent et soleil, en moyenne. Le facteur de charge par an est ainsi pour l'éolien de 35 %, contre 23 % en France et 20 % en Allemagne. Du fait de l'indépendance d'ERCOT des tutelles fédérales, les permis d'installation et de connexion sont octroyés plus rapidement. Les exploitants de ces parcs profitent d'un combustible gratuit, mais aussi de rémunérations autres que celles de la vente sur

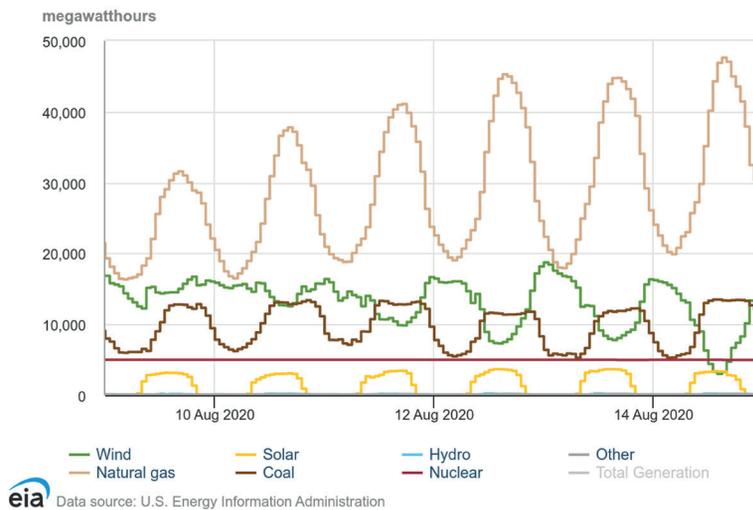
les marchés d'ERCOT. S'il n'existe pas de tarifs avantageux de rachat de l'électricité fixés par la loi, comme en Europe, de nombreux mécanismes leur assurent dans les faits un revenu garanti [S&P Global, 2022] :

- Obligations d'avoir des quotas de ces énergies en capacité pour les producteurs et en électricité vendue pour les fournisseurs (*Renewable Energy Certificate* propre à chaque État des États-Unis). Au Texas, ce quota a été assez vite dépassé et représente une faible part des aides;
- Aides publiques du Texas pour les connexions au réseau électrique (7 G\$), importantes du fait de la nécessaire dispersion de ces moyens de production;
- Au niveau fédéral existent des déductions fiscales ou crédits d'impôt (pour l'investissement par Wc de capacité, jusqu'à 50 %, et pour la production par mégawattheure, jusqu'à 30 \$);
- Contrats d'achat long terme (*Power Purchase Agreement*) par de grandes firmes soignant leur image comme Amazon, Google, Microsoft, Coca-Cola, ou pour compenser leurs émissions... Nous avons un exemple de contrat entre TotalEnergies, développeur de parcs photovoltaïques, et une compagnie pétrochimique pour une durée de 12 ans [Renewables Now, 2023].

### *La consommation*

Les pointes de consommation pour l'année se situent régulièrement en deuxième partie d'été avec une forte demande en milieu de journée liée au fonctionnement des climatiseurs (cf. Figure 2). Le record de 2020 a même été battu en 2023 avec 85 GW le 10 août. Ces pointes sont assez attendues et ERCOT veille à ce que suffisamment de moyens de production soient disponibles. La Figure 2 montre le comportement de chaque type durant ces journées chaudes. Les centrales au gaz et au charbon, pilotables, doivent assurer l'équilibre induisant un fort cyclage de leur production sur 24 heures. Ces variations ne répondent

**Electric Reliability Council of Texas, Inc. (ERCOT) electricity generation by energy source 8/9/2020 – 8/14/2020, Central Time**



**Figure 2. Productions électriques nettes horaires en GWh — ou puissance moyenne en GW — par type de générateur sur le réseau d'ERCOT entre le 9 et 13 août 2020. Centrales au gaz (brun), éoliennes (vert), centrales au charbon (marron), centrales nucléaires (violet) et photovoltaïque (jaune). Pic de consommation de l'année 2020**

Source : USEIA hourly electric grid monitor

pas seulement au pic de consommation durant l'après-midi, mais également à la production à contre-charge des éoliennes. En effet, les vents sur les plateaux sont dominés par une brise thermique faible en journée et se renforçant la nuit. C'est la raison de l'installation de parcs sur la côte sud, où les facteurs de charge sont plus faibles mais la production plus en phase avec la consommation.

La production photovoltaïque est plus en phase pendant l'été. Cependant, elle ne couvre pas la consommation encore élevée de fin de journée. Elle présente aussi de fortes rampes au démarrage et à l'arrêt. Des parcs solaires avec batterie pour une capacité de quelques heures commencent à être installés.

L'hiver est moins redouté, sans doute du fait qu'en général il n'est pas trop rigoureux à la latitude du Texas. Cette faible priorité va rendre plus aiguë la crise.

### 1.3. Prévisions pour l'hiver 2020-2021 : un scénario du pire qui se situera en deçà de la réalité

En novembre 2020, ERCOT rédige un document où il liste tous les actifs de production disponibles en prévision de l'hiver et élabore quelques scénarios d'équilibre lors d'une pointe de consommation à partir de ces informations [ERCOT, 2020]. Il le fait à chaque début de saison, celle d'été restant la plus critique. Le gestionnaire estime la consommation et les capacités alors disponibles, en prenant une marge pour les maintenances ponctuelles et des arrêts imprévus, suivant quatre scénarios :

- attendu : 57 GW de pointe et 82 GW de génération disponible ; 8,6 GW d'arrêts en thermique ;
- extrême pointe : 67 GW de pointe et 82 GW de génération disponible ; 9,4 GW d'arrêts thermiques ;

- faible vent : 57 GW de pointe et 82 GW de génération prévue; 8,6 GW d'arrêts en thermique, 5,3 GW par manque de vent;
- extrême pointe et arrêts : 67 GW de pointe et 82 GW de génération disponible; 14 GW d'arrêts en thermique.

La production disponible comprend une production éolienne de 7,5 GW (sur 30 GWc de capacité), considérée comme assurée par ERCOT au moment de la pointe de consommation. Seul le scénario «vent faible» prévoit une production plus faible de 2,2 GW, mais avec une consommation aussi plus faible. La contribution du photovoltaïque est attendue comme négligeable avec 7 % en moyenne de la capacité, environ 300 MW.

Le dernier scénario représente le pire scénario par la pointe extrême de consommation et le nombre plus élevé d'arrêts de centrales thermiques. La réalité se chargera de montrer qu'il y avait encore un scénario plus extrême que celui prévu par ERCOT, où tous les facteurs négatifs se sont combinés.

## 2. Déroulé et bilans des événements du 14 au 19 février 2021

### 2.1. Vague de froid intense imprévue

L'affaiblissement des courants circumpolaires autour de l'Arctique amène une incursion polaire sur l'Amérique du Nord [University of Texas at Austin, 2021]. Une descente d'air froid continental a lieu à partir de début février. Au Texas, la chute des températures s'amorce vers le 8 février. Mais c'est lors de la semaine suivante que les minimums de température durant cette vague de froid sont atteints. Des températures de -10 °C sont enregistrées à Dallas en journée. Cette incursion glaciale s'accompagne de faibles précipitations (neige, grésil...), ce qui épargne en grande partie les réseaux électriques. Il se forme néanmoins de la glace et du givre puisque les pales des éoliennes en sont affectées. On constate également une baisse de la vitesse moyenne du vent (voir la station météorologique de l'aéroport d'Abilene, sur les plateaux de l'ouest du Texas, en ligne sur le site wunderground). Le retour aux conditions normales ne se produit pas avant le vendredi 19 février.

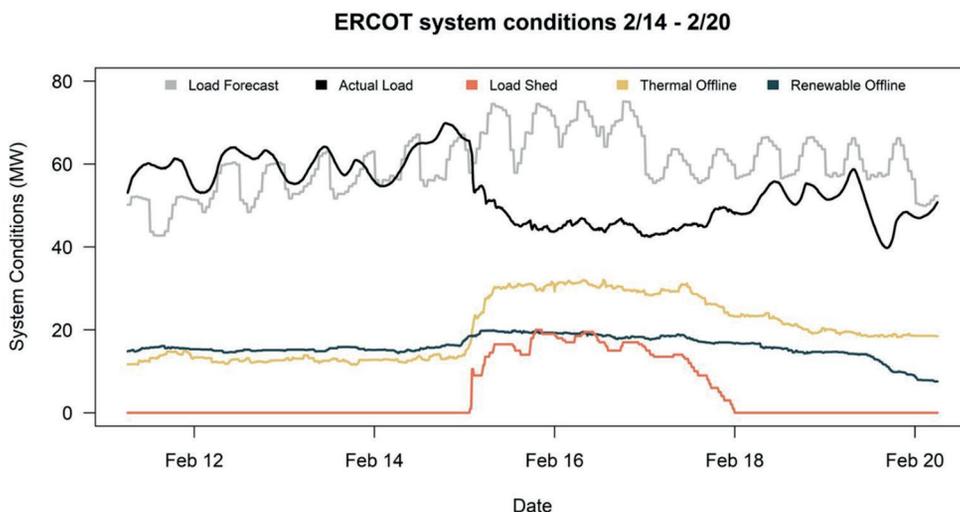


Figure 3. Demandes prévue, réalisée et délestée durant la vague de froid de février 2021 au Texas.  
Capacités des générateurs perdues

Source : ERCOT [University of Texas at Austin, 2021]

Les Texans se chauffent au gaz mais aussi à l'électricité avec l'utilisation de pompes à chaleur air-air, inversées en climatiseurs durant l'été. Les températures froides impactent donc directement la consommation, d'autant que le coefficient de performance (COP, il représente la quantité de chaleur extraite de l'air ou du sol par unité d'électricité utilisée) des pompes à chaleur se dégrade dans ces conditions — proches d'une simple résistance électrique — et les habitations sont mal isolées.

Le gestionnaire ERCOT est confronté aux incertitudes des prévisions météorologiques, en particulier pendant la journée du dimanche 14 février, où une chute supplémentaire des températures se produit. Les prévisions de cette baisse, et donc de hausse de la consommation, ne sont connues que le matin du jour même. Dans la nuit du 14 au 15 février, ERCOT vit ses pires heures : des centrales de production de plus en plus défaillantes ou à l'arrêt malgré les appels à différer toute maintenance, la demande qui croît, et conséquemment la fréquence du réseau qui diminue. En moins d'une heure, toutes les réserves prévues et les effacements possibles sont épuisés sans arrêter la baisse de fréquence. À 1 h 50 du matin, ERCOT a déjà délesté un total de 2 GW. Mais la fréquence s'écroule et passe sous le seuil en deçà duquel les moyens de production risquent de ne plus suivre et donc tout le réseau de s'écrouler. Immédiatement, le gestionnaire ordonne un délestage de 3 GW, puis d'autres, pour atteindre 20 GW avant le lever du jour.

## 2.2. Bilans des défaillances et délestages

Un délestage à tout instant de 20 GW, voire plus, a été nécessaire pendant quatre jours (cf. Figure 3). Le Tableau 1 indique les capacités théoriques et les puissances réellement fournies par type de générateur lors d'une pointe prévue le lundi soir. Plusieurs raisons différentes, en lien avec la situation, expliquent ces écarts par type [ERCOT, 2021].

Aucun type de centrale de production n'a été épargné, mais certains ont mieux fonctionné que d'autres durant ces conditions extrêmes. Le plus fiable a été le nucléaire, avec l'arrêt temporaire d'un seul réacteur sur 4, ou une disponibilité de 75 % (arrêt dû à une défaillance d'une pompe dans le circuit secondaire, et qui aurait pu être évitée). Par rapport à leur capacité totale, les centrales au gaz et au charbon n'ont été disponibles qu'à 40 %. Certes, il y a eu le froid extrême, mais des centrales appelées n'ont pas pu démarrer, en général celles anciennes et peu sollicitées habituellement. L'approvisionnement en combustible, en gaz surtout et un peu plus tard en charbon, a été aussi une cause d'arrêts. Vents plus modérés et gel des pales expliquent la plus grande partie des faibles performances éoliennes. Des pertes de réseau de transport pour ces centrales dispersées et éloignées des centres de consommation ont causé aussi des arrêts, mais limités. Les panneaux photovoltaïques ont été un peu impactés par le froid et la perte de réseau, mais leur production est de toute façon réduite en période d'hiver (jours courts, soleil bas à l'horizon, et nébulosité). Elle a correspondu à ce qui était prévu.

Filière de production	Capacité totale	Capacité hiver 2021	Minimum fourni (15 février, 19 h)	Raisons
Gaz	78 GWc	56 GWc	31 GW	gel + défaillances + perte de gaz
Éolien	30 GWc	30 GWc	< 1 GW	gel + vent faible + réseau défaillant
Charbon	19 GWc	13,7 GWc	7,7 GW	gel + défaillances + manque charbon
Nucléaire	5,1 GWc	5,1 GWc	3,8 GW	gel → 1 réacteur à l'arrêt sur 2 jours
PV	~5 GWc	~4,3 GWc	0 GW	ensoleillement faible + réseau défaillant

Tableau 1. Capacités totale et prévue par filière pour l'hiver 2021 et production réelle

### 2.3. Bilan économique et humain

Près de 70 % des Texans ont subi les coupures d'électricité avec une durée moyenne de plus de 40 heures, dont plus de 30 heures consécutives, avec des conséquences parfois dramatiques [Hegar, 2021]. Du fait de l'interdépendance des différents réseaux et services, pour l'eau potable, les stations d'épuration, les télécommunications, la fourniture de gaz et pétrole... et de leurs dépendances aux réseaux électriques, des coupures d'eau ont eu lieu (50 % des Texans pendant plus de 50 h en moyenne), de communication, d'accès à divers services y compris l'alimentation. Des activités dites critiques (commerces, industries, services publics) n'ont pas été épargnées. Tous les secteurs économiques ont été touchés, avec des pertes estimées de 80 à 130 milliards de dollars (entre dégâts et manque à gagner). Cela représente de 5 à 8 % du PIB annuel du Texas, en moins de cinq jours.

Toute la semaine, le prix de l'électricité sur les marchés de gros est resté fixé à 9 \$ le kilowattheure (100 fois plus qu'habituellement en cette période). Des compagnies ont été mises en défaut de paiement. Il en a résulté par la suite une hausse générale des prix au détail (de 5 à 10 c\$ supplémentaires par kilowattheure entre 2020 et 2022 pour le résidentiel, d'après les tarifs au détail publiés par la PUCT).

Le nombre de morts du fait de l'enchaînement de tous ces événements (dus aux hypothermies, accidents, interruptions de soin, empoisonnements au monoxyde de carbone...) fait débat : 250 décès à partir d'études cas par cas des services sanitaires du Texas à la date d'octobre 2021 ; près de 1000 en regard de la surmortalité sur la semaine par rapport à celles de la précédente et de la suivante [McEvoy, 2021].

### 3. Analyses et mesures prises

#### 3.1. Récurrence de ces événements

Cette vague de froid intense était-elle si imprévisible, pour expliquer la mauvaise préparation? Ces épisodes sont peu fréquents, mais il y a des précédents [University of Texas at Austin, 2021 ; ASCE, 2022] :

- 21-23 décembre 1989. Les températures ont été aussi basses qu'en février 2021. Des moyens de production se sont arrêtés à cause du froid ou du manque de gaz. Le gestionnaire d'alors a procédé à un délestage de 1,7 GW (pour une demande de 38 GW) sur moins de 10 h. Il y a eu peu de conséquences.
- Début février 2011. Températures négatives, mais moins basses qu'en 2021. Perte simultanée de plus de 14 GW de capacité. Un délestage de 4,9 GW (pour une demande de 59 GW) a été nécessaire sur moins de 10 h. Les conséquences furent un peu plus sérieuses qu'en 1989. Des mesures ont été édictées pour fiabiliser les actifs de production ainsi que le système de production et de transport du gaz.

D'autres alertes récentes mais moins sérieuses ont eu lieu comme fin 2018.

Les problèmes ont été identifiés de longue date, mais rien n'a été fait. Pourquoi?

#### 3.2. Les causes profondes

Les membres de la puissante association des ingénieurs civils des États-Unis — l'ASCE section Texas — ont produit leur rapport sur l'évènement consistant en constats et recommandations [ASCE, 2022]. Le législateur texan en a suivi une bonne partie (voir plus loin).

Le premier constat est que les coûts de la crise sont tels qu'ils sont inacceptables et qu'il faut donc éviter ces délestages massifs et longs. La crise a mis en relief l'omnidépendance à l'électricité de tous les secteurs d'activité, avec une interdépendance des systèmes d'électricité, des énergies,

télécommunications, eaux, transports... Pompes, compresseurs, régulateurs... ne fonctionnent plus sans électricité, et sans électricité, la fourniture de gaz n'est plus assurée aux centrales de production électriques au gaz. Ces dépendances se sont accrues avec le temps car l'électricité est le vecteur énergétique permettant le plus d'efficacité et de souplesse; il est également celui qui permettra la transition vers l'arrêt de l'utilisation des énergies fossiles.

Le point crucial pour l'ASCE est que le système électrique texan a perdu sa fiabilité du fait de la dégradation du fonctionnement des centrales de production flexibles ou sûres indispensables à la sécurité du réseau, essentiellement les centrales thermiques au Texas. Les raisons sont :

- un marché valorisant uniquement l'électricité produite qui n'est pas assez rémunérateur,
- l'impact de l'éolien (et du PV) sur les marchés de gros : il peut fournir un mégawattheure d'électricité à un prix très bas et ainsi exclure les autres types de moyens de production. Il s'est avéré par ailleurs non fiable lors d'une telle crise. Enfin, en imposant un ajustement continu de production aux centrales au gaz et au charbon, il génère une fatigue thermique (dilatations thermiques différentielles) accélérant leur usure [Kumar et al., 2012] et induisant des coûts supplémentaires de maintenance. Nombre de centrales de production en réserve n'ont pas démarré pour ne pas avoir assuré ces coûts, et encore moins ceux de résistance aux grands froids.

Ce point est également vrai pour les propriétaires des éoliennes. Le coût d'un système de capteurs et de chauffage pour dégeler les pales représente de l'ordre d'un demi-million par turbine récente d'après [Montgomery, 2021].

Les préconisations de l'ASCE en découlent :

- La fiabilité doit être la priorité :
  - investissements en robustesse et en nouveaux moyens de production fiables;

- mécanisme obligatoire pour rétribuer les capacités fiables et pénaliser celles qui ne le sont pas, de manière à obtenir un équilibre financier;

- combustible ou stockage *in situ* supérieur à 24 h. Les moyens de stockage limité à 2 h ont peu d'intérêt pour une telle crise. Les batteries nécessitent une recharge alors que le réseau est encore tendu, accentuent la situation de crise;

- actifs de production de démarrage du réseau avec un stock de combustible *in situ* supérieur à 14 jours.

- Divers : réduire l'interdépendance entre les systèmes, systèmes de secours pour structures critiques, mini-réseaux pouvant être autonomes sur plusieurs jours...

### 3.3. Les mesures votées

Le législateur texan a tenu compte en grande partie des recommandations du rapport des ingénieurs civils. Dès 2021, un décret avait demandé aux exploitants des investissements pour renforcer leurs centrales de production contre les grands froids, sous la supervision de la PUCT [Foxhall, Ford, 2023]. La sécurité de la fourniture de gaz aux centrales thermiques a été augmentée.

En juillet 2023 sont passées deux lois pour améliorer la fiabilité du réseau [Tomsu, Weinberger, 2023]. L'une concerne des aides, prêts à faible taux et subventions, pour renforcer et construire des actifs de production fiables et pilotables, dans les faits, au Texas, des centrales au gaz, ainsi que pour implanter des mini-réseaux autonomes. La deuxième loi concerne une correction importante du marché de l'électricité de gros de manière à rétribuer les moyens de production fiables, sous forme de certificats à acheter par les fournisseurs, même s'ils ne produisent pas, et à pénaliser les autres. Les producteurs devront être capables de répondre à une urgence en moins de 2 heures et fournir à leur capacité pendant plusieurs heures. Par ailleurs, les exploitants de parcs éoliens et photovoltaïques devront payer une grande partie de leur raccordement au réseau. Divers groupes,

en particulier une alliance étrange entre industriels électro-intensifs, dont le complexe pétrolier, et les promoteurs de l'éolien et du photovoltaïque, ont cherché à préserver le système actuel en évitant trop d'obligations à payer, qui seraient répercutées sur les tarifs de l'électricité, et trop de contraintes sur les productions non pilotables et intermittentes [Foxhall, 2023].

La difficulté sera de mettre en pratique ces mesures voulues par le législateur et agréées par le gouverneur du Texas.

La faible interconnexion avec les réseaux voisins n'est pas considérée comme un problème, et donc aucune action pour l'augmenter n'est prise. Cela permet également de rester indépendant de la FERC.

### Conclusion

Le Texas a subi la situation extrême redoutée par tous les gestionnaires de réseaux : le délestage massif et long pour éviter le pire, l'effondrement total, à cause des capacités réelles de générateurs plus faibles que prévu face à des records de consommation. Le point crucial identifié est la fiabilité des centrales de production à délivrer au moment voulu dans des conditions difficiles, voire extrêmes. Il s'agit de l'évènement dimensionnant du réseau, qui le rendra capable de répondre à d'autres tensions plus faibles.

Une vague de froid similaire en intensité a eu lieu en Europe lors de la première quinzaine de février 2012. Le système électrique en France a fait face à la situation en fournissant la plus grande puissance de son histoire grâce à la bonne disponibilité, voire très bonne comme pour le nucléaire, de tous ses moyens thermiques et hydrauliques, 95 GW sur une capacité de 127 GWc; à comparer avec les performances au Texas, de moins de 45 GW sur une capacité théorique de 139 GWc.

Mais depuis 2012, le nombre des moyens de productions pilotables a été réduit. Dans ce contexte, saurait-on mieux gérer qu'au Texas ces moments de tensions extrêmes, qui coïncident avec des vagues de froid intenses et longues?

Un prochain article examinera la situation du réseau français et de son voisin allemand au regard de cette question.

### RÉFÉRENCES

Aldhous P., Lee S.M., Hirji Z., 2021. The Texas Winter Storm And Power Outages Killed Hundreds More People Than The State Says, BuzzFeed News, <https://www.buzzfeednews.com/article/peteraldhous/texas-winter-storm-power-outage-death-toll>.

ASCE, 2022. Reliability and Resilience in the Balance. Report of the Texas Section of the American Society of Civil Engineers, février 2022, <https://www.texasce.org/wp-content/uploads/2022/02/Reliability-Resilience-in-the-Balance-REPORT.pdf>.

ERCOT, 2020. Seasonal Assessment of Resource Adequacy for the ERCOT Region. Novembre 2020.

ERCOT, 2021. Update to April 6, 2021 Preliminary Report on Causes of Generator Outages and Derates During the February 2021 Extreme Cold Weather Event. April 2021.

Foxhall E., Ford A., 2023. What you need to know about Texas' complex — but important — electricity market reform plan. Texas Tribune, mars 2023.

Foxhall E., 2023. Fossil fuels got a boost from lawmakers aiming to fix Texas' grid, while renewable energy escaped stricter regulations. Texas Tribune, juin 2023.

Hegar G., 2021. Winter Storm Uri 2021. Texas comptroller of public accounts. Fiscal note, octobre 2021.

Kumar N., Besuner P., Lefton S., Agan D., Hilleman D., 2012. Power Plant Cycling Costs. Intertek APTECH and NREL DOE, avril 2012.

Lindstrom A., Gorski A., 2021. Average Texas electricity prices were higher in February 2021 due to a severe winter storm. 7 mai 2021, USEIA, 2 p.

McEvoy J., 2021. Report Finds Hundreds More Died In Texas Winter Storm Than State Says, *Forbes*, <https://www.forbes.com/sites/jemimamcevoy/2021/05/27/report-finds-hundreds-more-died-in-texas-winter-storm-than-state-says/>.

Montgomery B., 2021. The 13,000 Wind Turbines In Texas Can Be Winterized, But Should They? University of Houston Energy Fellows. *Forbes*, mars 2021.

Puelo M., 2021. Damages from Feb. winter storms could be as high as \$155 billion, AccuWeather, updated March 6, 2021. <https://www.accuweather.com/en/winter-weather/damages-from-feb-snowstorms-could-be-as-high-as-155b/909620>.

Renewables Now, 2023. TotalEnergies unveils 275 MW of Texas solar PPAs with LyondellBasell, <https://renewablesnow.com/news/totalenergies-unveils-275-mw-of-texas-solar-ppas-with-lyondellbasell-843582/>.

S&P Global, 2022. Texas solar pipeline booming despite tame financial outlook, 13 janvier 2022.

Tomsu M., Weinberger S., 2023. Texas Passes SB 2627 and HB 1500 to Strengthen the Electric Grid and Energy Market. Vinson & Elkins insight, juillet 2023. <https://www.velaw.com/insights/texas-passes-sb2627-and-hb1500-to-strengthen-the-electric-grid-and-energy-market/>.

University of Texas at Austin, 2021. The Timeline and Events of the February 2021 Texas Electric Grid Blackouts, <https://energy.utexas.edu/research/ercot-blackout-2021>.

USEIA, 2021a. Wholesale U.S. electricity prices were generally lower and less volatile in 2020 than 2019. Hodge T., 8 Jan. 2021, 2 p.

USEIA, 2021b. Average Texas electricity prices were higher in February 2021 due to a severe winter storm, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=47876>.

USEIA, 2022. Short-Term Energy Outlook Supplement: Sources of Price Volatility in the ERCOT Market. Independent Statistics & Analysis of USEIA Washington, DC 20585. Oct. 2022, 26 p.

USEIA, 2023. Net generation – existing nameplate capacity 1990-2022.

## BIOGRAPHIE

**XAVIER CHAVANNE** est docteur en physique de l'université Joseph-Fourier de Grenoble (1997), ingénieur de recherche de l'Université Paris Cité, ancien ingénieur de Saint-Gobain Recherche et membre de l'Association for the Study of Peak Oil France. L'auteur a publié des articles scientifiques de rang A sur l'efficacité énergétique de filières telles que les agrocarburants et les outils de télécommunication. Un livre sur le thème a été publié, *Energy Efficiency: What it is, Why it is Important and How to Assess it*.

### À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Les systèmes d'énergie transactionnelle, *Fatima Amara, Bruno Bourliaguet, Valérie Godin-Tremblay, Dany Lussier-Desrochers (n° 656, mai-juin 2021)*
- Renouvelables et réseaux électriques : regards France-Allemagne, *Florence Billault-Chaumartin, Marie Petitot, Eli Rakotomisa (n° 657, juillet-août 2021)*

À retrouver sur [www.larevuedelenergie.com](http://www.larevuedelenergie.com).