

「テキサスの電力システム」

京都大学大学院経済学研究科特任教授 山家公雄

1 テキサスの電力情勢

テキサスは FERC の管轄下でない。エネルギーオンリーマーケットで容量市場をもたない。エネルギー市場（スポット・アンシラリー）で予備力を含めて調整する。5 分以内に需給調整をやる。アンバンドリングを実施しており、発電も小売も別会社化している。スイッチ率が 9 割超だ。2007 年にデフォルト制度を廃止した。2010 年 Nodal に変更した。自分の州のやり方にすごく自信を持っている。経済効率性と供給安定性と両立している。成功事例として自負している。

再エネは RPS 目標を 2010 年に前倒しで達成した。導入容量は予備力が余っていて、これから石炭火力等が退出していく段階だ。原発も昨今の市場環境下では厳しい状況であるが、価格が上がったときのオプションとして生き延びるのではないかとの評価もある。最近（2018 年春）400 万から 500 万 kW の石炭火力が廃止になった。その夏（2018 年）はスパイクするだろうと 5 月に同州を訪問した際に、聞いていた。年ごとの当日市場（リアルタイム）の価格水準は、天然ガスの価格動向と一致している。

均衡価格を決める燃料は天然ガスだ。市場原理通りの動きをしている。100 万 Btu 当たりで 2 ドル台だ。ISO 毎の電力（卸売）市場価格を比較すると、ERCOT は他の ISO と比較すると安い。容量市場を製造業が要らないと言った。容量市場がある方がコストがかかる、というのが理由だ。発電会社からすると容量市場はありがたい。

ERCOT のコンバインドサイクルの Net revenue（＝市場収入－固定費含むコスト）は、損益分岐点である 100～120 ドルを下回っている。石炭は退出してきている。リザーブ的に危険水準ではないから対策は不要だと考えているという。スパイクすれば短期間だけど発電所はそこで儲ける。しかし長い間供給過剰だったので、リザーブ余剰が解消する過程だという。小売電気料金は、2010 年以降は全米平均以下だ。

2 ERCOT のエネルギーオンリーシステム

テキサスの電力需要の 9 割が ERCOT 管轄内にある。発電会社が Resource Entity、小売は Load Service Entity という。発送電一貫の市営会社もある。QSE というのはバランスグループの幹事会社だ。Security Constrained Energy Dispatch（SCED）は混雑処理も含めて市場で決めるということのようだ。リアルタイム市場が要になる。発電の価格は Node で決まるが、需要の価格は Node をまとめて平均値をとった Zone で決めている。5 分単位で価格が決まる。常に変化する価格をヘッジするシステムが重要になる。金融機関がもうかるシステムという批判が生まれるゆえんでもある。

Reliability 対策をまとめた。Reliability として発電のコミットメント容量を確認し、確保する。バンドリング時代には総括原価で費用回収を保証していたが、自由化後は容量市場の必要性が出てくる。テキサスは自主的なコミットメントに任せている。

ORDC: Operating Reserve Demand Curve という短期予備力の価値を反映した需要曲線をあらかじめ作ってあり、逼迫したときに予備力を確保できるようにしてある。ERCOT は、予備力が小さくなったお判断する時点で指示を出して、カーブに沿って需給調整を促進する。最大値は 9000 ドル/MWh に固定してある。

Reliability Unit Commitment というプロセスで予備力を頻繁に確認する。1 日前、1 時間前に実施している。需要に対応できるか、混雑処理に対応できるかを確認している。ほとんどは後者で Redispatch での容量確保をできるようにしている。

次に、混雑への対応を説明する。ゾーン毎のリアルタイム価格をみると、混雑の影響がはっきりと出ていることが分かる。ヒューストン等需要地に向かう送電線が混雑し、西側で風力の電気が過剰になるとリアルタイム市場の地点別限界価格 (LMP) は、西部では下がる。全体的に混雑する状況が増え、風況がいいからそこに建てる時代は終わった。それよりも混雑が立地の要因として大きくなったという。風況がよくなるとも混雑が小さきエリアへの立地がベターとなる。CRR: Congestion Revenue Right は長期でヘッジした送電収入権だ。CRR は FERC でいうところの金融的送電権 FTR に相当する。

アンシラリーの容量は、毎年 11 月に翌年の分を想定して、市場参加者の Load に応じて配分する。

ERCOT の最大の強みはシミュレーションの速度が速いことだ。出力の微分を計算すると需要が予測できるという。従って、再エネが入っても調整しやすい。

計画予備率は 18% あったのが 2017 年には 9.5% にまで半減した。

3 2018 年夏期になぜプライスパイクは生じなかったか

テキサスは人口が増えている。需要は西部のシェール開発や南部の LNG 開発もあり増えている。こうしたなかで、石炭火力が大量に廃止となった。2018 年入り後予備率は、適性予備率の 13~14% を大きく下回っている。2018 年夏には 7 年ぶりのプライスパイクを予想・期待した。エネルギーオンリーマーケットの試金石だった。設備の故障を見込むと残りの予備力は 2GW 程度と予想したからだ。しかし、予想より故障が出なかったため、予備力は確保できた。スパイク回避要因は、当局のリーダーシップ (アナウンスメント・警戒表明) により、市場参加者が自主的に供給力を確保したことが大きい。夏期前にメンテナンスを実施した。低水準の故障率を実現した。また、市場の価格調整機能が働いた。DER が価格に反応した可能性もあり、ERCOT が検証しているところ。

以上