

時論

再エネ主電源化で問われる電力システムの柔軟性

先の COP28(第 28 回国連気候変動枠組み条約締約国会議)では、2030 年までに世界全体の再生可能エネルギー(再エネ)の設備容量を現状の 3 倍に拡大すべきとの目標が合意された。IEA(国際エネルギー機関)のロードマップによれば総発電量の 59%が再エネ由来となる。日本の現行計画では 2030 年の再エネ電源比率は 36~38%程度とされ、今春から協議の始まる次期(第 7 次)エネルギー基本計画の策定では再エネ導入量をどこまで引き上げられるかが最優先の検討事項となろう。

但し、数量の拡大だけでは再エネ主電源化は実現できない。なぜなら、再エネ、とりわけ太陽光や風力という気象条件に左右される「変動性再エネ」を拡大するには品質の向上、つまり電力の変動を均し安定した潮流に変える「調整力」も同時に増強しなければならない。変動性再エネの導入で先行する欧州では、過去の経験を踏まえ、電力の供給と需要双方の変動と不確実性に適切に対処できる電力システムの「柔軟性」を重視する政策スタンスが根付いている。実際、欧州環境庁は 2030 年までに電力システムの柔軟性を現状の 2 倍以上に引き上げる必要があると提言している。果たして、日本における電源の調整力や電力システムの柔軟性は十分な備えができるのか。

振り返ってみると、日本の電力システムは高度成長に伴う電力需要の急増を賄うことを主眼に、①需要変動に柔軟に対応できる大規模な火力発電所を需要地の近くに立地させ、②ピーク需要に十分な発電設備を確保し安定運用を維持しても総括原価方式の料金設定で投資回収が可能となり、③地域独占なので自社エリア内で需給調整ができれば地域間の連携も最小限で済むという、当時としては極めて効率的な社会インフラを形成してきた。難点は諸外国に比べて割高な電力料金と発電燃料の海外依存度の高さ、GHG(温室効果ガス)排出量の多さであった。

その後の東日本大震災に伴う原子力発電の停止、パリ協定締結を受けた脱炭素戦略の加速などを踏まえ、太陽光発電を中心とする急速な再エネ導入が進められた結果、こうした「昭和のレガシーシステム」が制度疲労を起こしているのが現状であろう。

事実、太陽光・風力発電は脱炭素政策やエネルギー自給改善には大きく貢献するものの、①開発適地が分散し需要地から遠い場合が多く距離的なギャップを埋める強固な送配電網を必要とし、②限界費用がゼロのため既存電源の休廃止につながり電力システム全体の供給力を下押しする可能性が指摘されるほか、③発電量を能動的に制御することが難しく太陽光では昼夜や日々の日照差異、風力では夏冬の季節的な風況格差など時間的なギャップを均す補完的な設備(火力発電や蓄電池など)が不可欠となるなど、使い勝手がまったく異なる電源であることは否めない。

システム不具合の典型が再エネ出力抑制の頻発である。電力の需要と供給は同時同量が原則であり、それが保てないと電力システムの安定性が損なわれ大規模な停電が生じ得る。太陽光発電がフル稼働する一方で電力需要が減少する春先の休日を中心に、火力発電の出力調整や地域間の電力融通を駆使しても供給余剰が発生する場合、ルールに従って一部の再エネに発電停止が求められる。2018 年に九州エリアで始まった出力抑制は 2022 年以降各地域に拡大し、2024 年にはいよいよ最大需要地の東京エリアでも実施される見込みとなり全国 10 エリアすべてが対象となる。

確かに、再エネ出力抑制は海外各国でも実施されており、すべてが否定されるものではない。出力抑制が増加すると折角の脱炭素電源が有効活用されない反面、無理に出力抑制を回避しようとするればコスト効率を悪化させる可能性もある。重要なのは再エネ導入割合と出力制御度合いのバランスである。

そこで IEA のデータに基づき日米欧 8 か国を検証してみると、変動性再エネ比率が概ね 5% に達すると出力抑制が始まり、10% 前後からは電力システムの柔軟性対応により出力抑制率は 2% 程度で安定推移するものの、25% を超えると出力抑制が非線形に再び増加し、40% 近辺では出力抑制率が 10% を上回るという傾向が見られる。また、同じ IEA の専門家会合の知見によれば、出力抑制率が変動性再エネ比率の 10% 相当以上がイエローゾーン、同 50% 以上はレッドゾーンと色分けされる。

日本に当てはめると、2023 年の九州エリアは変動性再エネ比率 16.6% に対し出力抑制率 8.9% とレッドゾーン、中国エリアがイエローゾーンと判定され、日本全体でも同 11.9% 対 1.8% となり既にイエローゾーンに入ったことが分かる。さらに経済産業省の審議会資料によれば、2032 年度までに変動性再エネの設備容量は約 1.6 倍に拡大し、現状のままでは可能な限りの連系線活用を想定しても出力抑制率が北海道や東北エリアで 50% 前後、九州エリアで 30% 弱にまで高まるとされる。今回の数値基準は過去の経験則に基づく平均的な姿に過ぎず、電源構成やシステム要件の違いなどから最適な水準は国毎に異なる。とは言え、日本も柔軟性対応を急がなければならない段階に達していることは間違いない。

実際には各種の市場新設や制度見直しが進められてきたが、再エネの拡大スピードに追い付いていないのが実態であろう。こうした中、2023 年 3 月ようやく抜本的な方針である「広域連系システムマスタープラン」が纏まった。総額 6~7 兆円を投じ全国規模で連系線を新設・増強することにより、2050 年時点で出力抑制率を実施前の 22% から 12% 程度に抑えつつ再エネ比率を約 47% にまで高めることを目指す。但し、広域連系線が整備されても安定性維持に必要な調整力は平均で現状の 2.5 倍、最大で 5.2 倍になると試算される。必要量確保には目途が立つ想定ながら、年間 4 千億円強と足元の 4.6 倍の調達コストが掛かる。しかも具体策への落とし込みはこれからであり、稼働までには 10 年単位の期間が必要になる。

そのため、2023 年末には緊急の「出力制御対策パッケージ」が打ち出された。主な項目として、供給側で①火力発電の最低出力引下げ、②揚水発電による蓄電強化支援、需要側で①蓄電池や水電解装置による需要創出等支援、②大口需要家のデマンドレスポンス(需要調整・シフト)推進・報告義務化、などが挙がる。現状取り得る手段を網羅したところに危機感が表れているものの、踏み込み不足な点も残る。

それは価格メカニズムの有効活用である。長期かつ広範にわたる電力システムの構造転換であり、需給双方のステークホルダーの行動変容を促していく上でより重視すべきであろう。例えば、対策に掲げた火力出力下げも既存設備は協力要請であり、デマンドレスポンスは自主的な取組みに止まる。欧米では電力の取引市場でネガティブプライス(マイナス価格)を許容し、供給余剰時の出力調整を促すとともに、需要家のデマンドレスポンスに収益メリットを与えている。時間やエリア毎の需給バランス次第で電力価格が変動すれば、発電所や企業・施設の立地誘導、消費者の使用時間帯シフトなどにも積極的なインセンティブとなる。さらに敷衍すると、カーボンプライシングの強化などを通じて変動性再エネのバックアップを既存の火力発電から、脱炭素に資する揚水発電や蓄電池などに移行させることが望まれる。電力システムの柔軟性強化に向け、プライシング格差を行動変容と制度変革のエネルギーにすべきだ。

(専門理事 調査部 主管 井上 一幸)

※ 本レポートは作成時に入手可能なデータに基づく情報を提供するものであり、投資勧誘を目的としたものではありません。また、執筆者個人の見解であり、当社の公式見解ではありません。ご質問等はchosainfo@smtbjpまでご連絡ください。