

「我が国の電力システム改革を巡る動きと考え方」

東京大学社会科学研究所 松村敏弘

送電計画は、個々の送電会社ではなく日本全体（広域機関）で考えるべきではないかという趣旨で、連系線の計画を立てる広域機関が 2015 年に立ち上がった。電力会社法的分離では、法人格を分けるだけで一体何の改革なのかと思うかもしれないが、私は大きな意義があると思う。自由化しただけでは競争が起こらないので、競争基盤の整備が重要だ。

広域的「運営」機関というが、危機的なときだけ仕事をするのでは不十分だ。普段から状況を把握していないといけない。そのための設備形成も必要だ。旧一般電気事業者（旧一）にお墨付きだけ与える組織にならないか懸念していたが、東京一東北の増強の際には、主体的な役割を果たして大きな影響を与えた。今後は地内の連系線も増強しなければならない。新新北本連系線の動きも広域機関で進んでいる。

連系線は太ければ再エネの出力抑制をせずに済んだ。連系線があれば他地域への進出が起こる。連系線が大きいほど潜在的競争圧力が強くなる。したがって、連系線増強は圧倒的強者からはメリットがあるが、同規模ならばお互い競争になるのをやめ、連系線を少なくするインセンティブになる。

電力全面自由化後、新規参入者の料金体系は、ほとんど旧一の規制料金の値下げ、またはバンドリングだ。元々期待していた省エネ、VPP とは異なる。この後それらがくるようなシステム改革が必要だ。これからは需要近接型で、分散型電源中心のビジネスモデルも出てくる。これらが競合することで、望ましいバランスが実現してほしい。

卸市場の改革について、発電は未だ独占的状况にあり、この状況のまま自由化しても競争市場になるかは以前より疑問だった。ではどうするか。旧一の発電機を強制的に売却させる。これが一番簡単な方法だが、強行したら憲法違反になり私的財産の侵害になる。

もし電源が出ないとしても、卸市場に玉が出てくることになり、新規参入者が自社電源と組み合わせられるようになればかなり改善する。現在、余剰電力は限界費用ベースで売ることになっている。「そうしたら固定費回収はできないではないか」という意見が繰り返し生じる。JEPX では、シングルプライス制なので、限界電源ではない限り、それよりは高い価格で売られることになる。価格支配力を行使する効果を除けば、限界費用入札こそが、固定費を最も回収できる方法だ。

FIT のインバランス調整の制度比較について、電源紐付け方式では、実需給の 2 日前に送配電事業者が小売事業者に予測値を割り当てる。小売事業者はそれに基づいて取引をする。予測値とのインバランスは TSO が調整力で調整する。しかし小売事業者にインバランス調整してもらって、TSO はゲートクローズ後に動くという方法はどうか、とも議論している。2 日前では前すぎる。予測精度は 2 日から 1 日になっただけではそこまで変わらない。スポット前だと、まだ相当大きな誤差が残る。

欧州のようなスタイルにして、BG・小売側でしわ取りをしたらどうか。電源紐付け方

式の問題は、すぐ隣の太陽光は雲動くと、エリア全体の発電量は変わらなくても。紐付けした電源だけは急激に変動する。これに対応するために、無駄な調整が行われることになる。予備力を抱え込むコストも大きくなる。紐付け電源の予測が正確になるというメリットはある。

決定的な問題は二重予備力だ。系統事業者が持つ予備力より多くの予備力がBG・小売事業者によって抱え込まれ、重複調達されるのではないか。自由化初期の2016年に、旧一は自社電源を超えた余剰電力は市場に出したと言っている。彼らは需要に合わせるだけでなく、エリア全体需要の7%分は調整力として確保していたので、市場に出さなかった。市場には控除された後の予備力が出てきていた。

系統部分は、形式的に電源を契約していた。その電源はスポットには出てこない。調整力につかうため、一部の小売事業者は、自社需要の5%相当分は自主的に予備力にとっておいて、残りを市場に出すと言いだした。したがって市場に出てこない玉が急に増えた。小売部門と送配電部門がどちらも予備力を持ち始めたからだ。エリア換算で4%超える予備力を持っている。自由化されたのに、かえって玉が減った。市場に出す電源の量を下げ口実にされかねない。

スポット市場後に三次調整力（FIT 予測外れのための市場）がある。前日市場のGC直後ではないと、ユニットコミットに間に合わない。DRならそうではなく、3~4時間前でも対応できる。私は予備力としてキープしていいのはDRだけで、発電機は市場に出してください、とすればいいのではないかと思う。ただ、DRをフル活用するとしても、時間前市場の流動性を落とすことを恐れている。支配的な事業者がスポット前にキープしてしまう可能性がある。

再エネが22~24%というのは、原発5割の基本計画のときから上澄み2~4%程度あり、志が低すぎないかという考えがある。しかし現状の数字になっている理由は、もっぱらコストだ。これ以上高い電気代には耐えられない。発電コストだけではなく、系統コストの最小化もしないと国民の支持を得るのは難しいのではないか。だからコネクト&マネージのような発想が出てくる。賦課金で家庭用の額が小さくても、実質的にはその三倍ある。家庭だけではなく事業者も負担しているからだ。それでも再エネを進めるという理解が必要だ。そのためのシステム改革という側面がある。

系統増強の費用について、日本は特定負担だ。小規模電源には重い負担になる。お金と時間が制約になる。それでも特定負担という考えは間違っていない。全体のコストというのを削減するためにはどうすればいいのか。洋上では適地で作るのが合理的なので、一般負担で整備して、FITの入札価格は上限価格を低く設定するというやり方もある。そうすれば不確実性は減らせるが、発電コストに自信のある地域ではないといけな。とにかく全体効率が重要だ。

九州電力管内で出力抑制があった。春は回避できた。秋には実施されたが、価格が下がらなかった。市場メカニズムが働けば、本来は卸価格は0にはず。市場分断が起き、関門連系線が目一杯使われることを前提に、抑制は実施された。しかし、実際には3円だった。原因は制度的な不備だった。