

アナリストの眼

電気事業制度と大手電力会社の信用力

【ポイント】

1. 電力セクターは社債市場において大きな位置を占める。電力システムにおいて重要な役割を担ってきた旧一般電気事業者（大手電力）には資金調達をサポートする仕組みがあるが、そのいくつかは今、変化を迎えている。
2. 電力会社の信用力を見るうえで、政策や制度設計は重要である。東日本大震災後の原子力政策の見直しの際は、廃炉会計制度の充実が図られ、財務リスクの軽減につながった。現在、電力システム改革の進展により電力の市場取引が拡大しているが、燃料価格高騰を契機に制度面の様々な課題が表面化している。
3. 国でも課題について議論が始まった。電力会社もハイブリッド債の発行などで格付けの安定化に努めている。ただ市場リスクに加え、カーボンニュートラルへの移行リスクもあり、信用力には下押し圧力がかかりやすい。電力システム改革の目的達成にむけた国の舵取りがより重要になっている。

1. 債券市場における電力セクター

2022年3月末の社債発行残高（銀行・投資法人除く）は約63兆円であり、そのうち電力セクターは約9.2兆円と、約15%を占める。また、2021年度の社債発行額に占める電力セクターの割合は約18%（銀行、投資法人除く）である。東証一部上場企業（2022年3月末）における電気・ガス業の株式時価総額は約7.2兆円と全体の1%程度であることを考慮すると、電力セクターは株式市場よりも債券市場において、より存在感が大きいといえる。

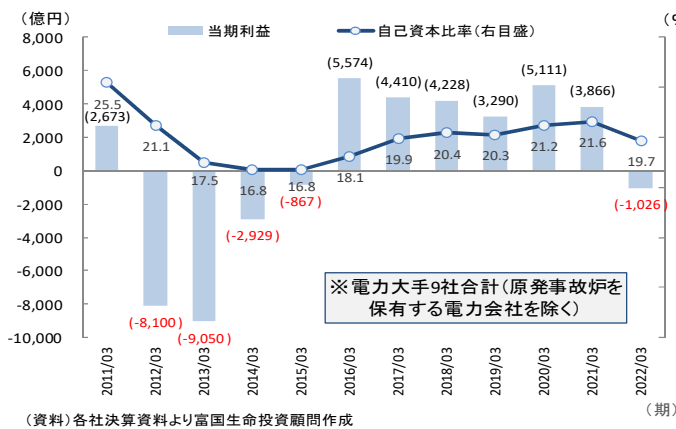
電力は、国民生活および経済活動に欠かせない重要なインフラであり、システムの要に位置する大手電力会社には、電力の安定供給に支障をきたさないよう、規制とともに様々なサポートが存在する。いくつか例を挙げると、まず、社債に関する「一般担保規定」で、電力会社は、全ての財産を担保とし社債権者が他の債権者に先んじて弁済を受けることが可能な「一般担保付社債」の発行を認められており（この制度は電力セクター固有のものではないが）、円滑な資金調達の一助となっている。また、コストに適正利潤を上乗せする「総括原価方式」による電力料金や、燃料価格や為替レートの変動を自動的に電気料金に反映する「燃料費調整制度」も、電力会社の収支安定化に寄与する仕組みである。

しかし、こうしたサポートの仕組みは転換期を迎えている。2020年4月に電力会社の一般担保規定は見直され、現在は、2025年3月までの経過措置として認められている。また、総括原価方式による電力料金も、小売に関しては、2016年4月以降一度も自由化プランに変更したことのない契約者向けの規制料金として残っているに過ぎない。「燃料費調整制度」は現在も有効だが、制度上価格転嫁には上限があり、既にその上限に達した電力会社も出てきている。

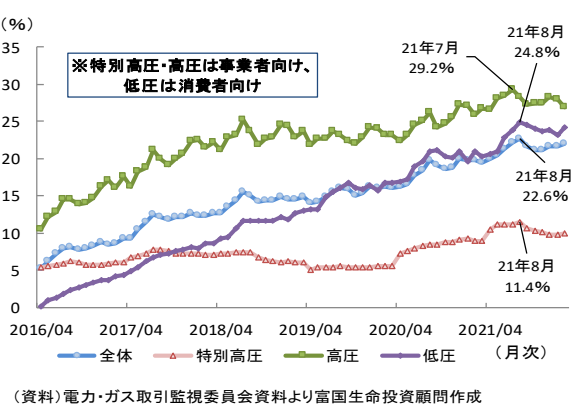
2. 東日本大震災以降の環境変化と電力会社の信用力

電力会社の信用力をみるうえで、政府方針や制度設計は重要な意味を持つ。東日本大震災による原発事故以降、原子力政策の見直しを受け、電力会社の信用力は大きく低下した。2013年7月に施行された新規制基準への対応により全ての原発が停止、代替火力の燃料費が収支を圧迫し、自己資本も毀損した(図表1)。原価洗い替えによる料金改定や、電源構成変分認可制度を利用した二度目の値上げにより、2015年度には赤字は解消したものの、原発の運転期間が原則40年に見直されるなかで、経年原発の廃炉積立金不足が浮き彫りになった。この時期の政策サポートとして効果的だったのは廃炉会計制度の拡充である。2013年、2015年に省令が改正され、事業者が競争上の観点から廃炉を決断した場合、円滑に処理できるよう、従来の一括費用計上ではなく残存資産簿価の定額償却や料金原価への反映が認められた。これにより廃炉による財務リスクが軽減された。

図表1. 当期利益と自己資本比率



図表2. 新電力の販売シェア

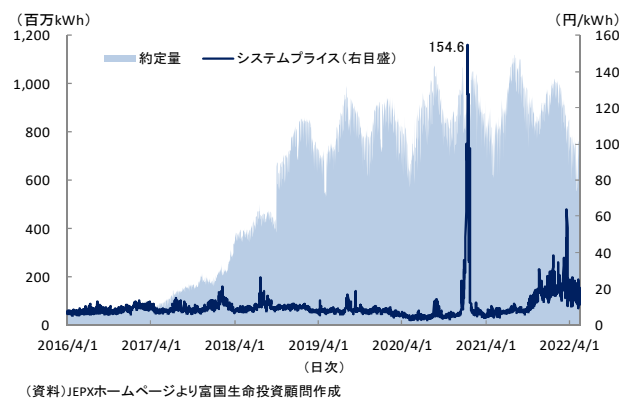


日本では2013年11月、電力システム改革に向けた法改正が行われた。東日本大震災を契機に、大規模集中電源や送配電ネットワークにおける課題が浮き彫りになり、「安定供給の確保」、「電気料金の最大限の抑制」、「需要家の選択肢や事業者の事業利益拡大」が改革の目的として掲げられた。3段階で進められた電力システム改革は、2015年4月の広域的運営推進機関の設立、2016年4月の小売全面自由化、2020年4月の送配電部門の分離によって完了した。公共分野への競争原理導入は世界的な流れでもあった。

全面自由化となった2016年4月以降、小売販売電力量に占める新電力のシェアは高まっている(図表2)。新電力のなかには電源を自前で持たないものもあり、その多くは卸電力取引所(JEPX)から電力を調達する。市場取引の活性化は電力システム改革の一環であり、大手電力会社は、余剰電力全量を固定費を含まない「限界費用ベース」で市場に供出することが求められている。FIT(固定価格買取制度)による再生可能エネルギー(以下「再エネ」)導入拡大もあり需給は緩みがちで、電力スポット価格は10円/kWh以下で低迷、新電力のシェアが拡大した。

こうしたなか、石油火力を中心に古い火力発電所の廃止など、電力会社の電源ポートフォリオ見直しが進んだ。需給バランスが改善するかにみえた矢先の2021年1月

図表3. JEPXの取引量及びスポット価格



6日、寒波と悪天候により電力不足が発生し、平均スポット価格は154円/kWhを記録した(図表3)。想定外の事態により、新電力大手が経営破綻するなど、業界全体に大きな波紋が広がった。燃料価格の高騰は続いており、卸電力市場の価格変動はこれまでになく大きくなっている。

2021年度の電力大手9社合計(原発事故炉を保有する電力会社を除く)の連結業績は、経常損失152億円、当期純損失1,026億円と再び赤字に見舞われた(図表1)。

液化天然ガス(LNG)や石炭価格の上昇に伴い(図表4)、燃料費調整制度の期ずれ影響が6,500億円程度の経常減益要因となったことが大きい。後年度に回収できない費用(①~③)も一定規模で発生するなど、事業リスクの拡大を意識せざるを得ない状況となっている。

① 燃料費調整制度の上限超過分

燃料費調整制度に上限を設定しているのは、家庭向けの規制料金だが、地域によっては自由化部門でも一部の料金メニューに上限設定をしているケースがあり、上限を超えた分は電力会社の負担となっている。

② FIT(固定価格買取制度)における回避可能費用の拡大

大手電力会社は、再エネ交付金として、FITによる再エネの買い取り費用から回避可能費用(再エネを買い取ることで、予定していた発電を取りやめ、支出を免れることが出来た費用)を差し引いた額を受け取るが、回避可能費用の算定に電力の市場価格が使われることから、実際に回避された分以上に控除されているケースが出ている。

③ 送配電部門における「最終保証供給」における逆ザヤ分

需要家がどの小売事業者とも契約できなかった場合のセーフティネットとして準備された「最終保証供給」の価格が、自由化料金を下回る水準となっており、規制事業である送配電事業の収支を悪化させている。

純損失により自己資本比率は19.7%と約2%ポイント悪化、財務耐久力も後退した。

3. 今後の見通し

制度面の課題が次々に表面化するなか、電力・ガス基本政策小委員会等では対応が検討され始めた。2020年以降、容量市場のオークション方法、洋上風力発電の公募評価制度、過去のインバランス収支の調整など、制度やルールが見直されるケースが少なくない。制度設計が過渡期にある所以で、やむを得ない面もあるが、整合性のある見直しにより電力システムの強靱性が高まることを期待する。

電力会社側も、格付けの安定性を高めるため、資本性を持つハイブリッド債を発行するなどの努力が見られる。事業環境が変化するなかリスクバッファーについての認識が変化している証左といえる。

市場リスクの拡大に加え、もう一つ大きな課題はカーボンニュートラルに向けた移行である。投資回収をどう担保するのかはまだ見えておらず、電力会社の信用力には下押し圧力がかかりやすい。「安定供給の確保」、「電気料金の最大限の抑制」、「需要家の選択肢や事業者の事業利益拡大」という電力システム改革の目的実現のため、国の舵取りがより重要となってきた。

(富国生命投資顧問(株) クレジットアナリスト 岡崎 多美)

図表4. 燃料価格推移

