

2021年の電気事業の展望と課題

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

電力・新エネルギーユニット 電力グループ

小笠原潤一

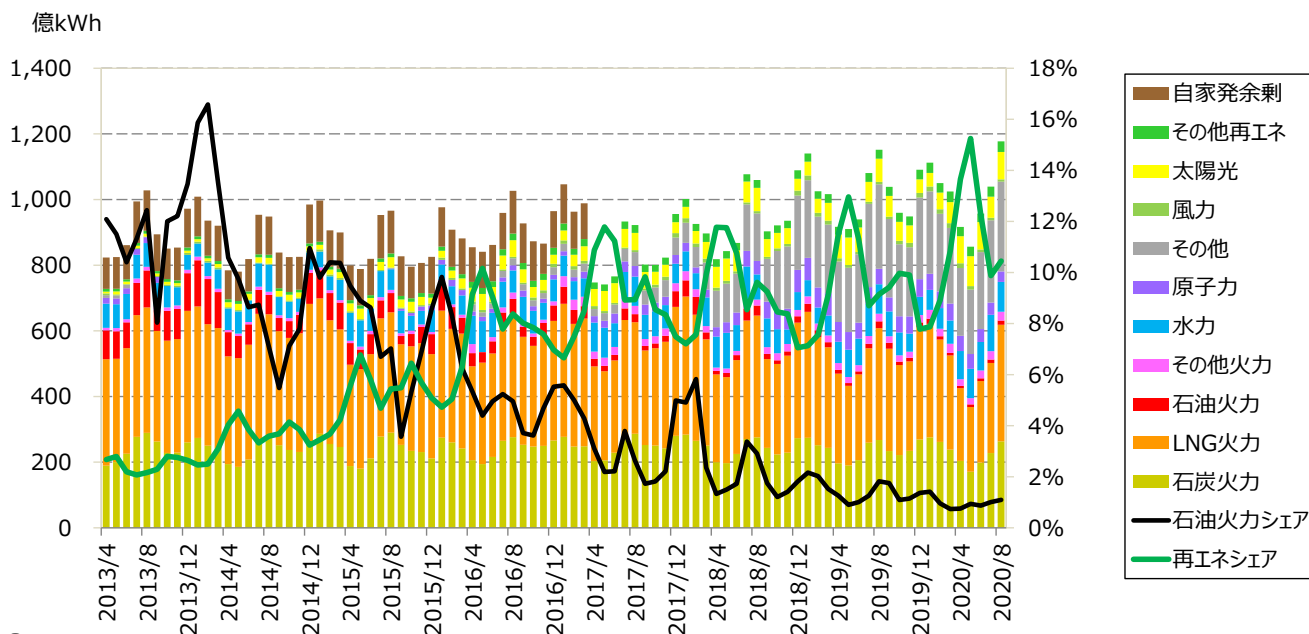
本報告のポイント

- ✓ 前日スポット取引の販売電力量に占める割合が3割に達し、前日スポット価格が発電設備の収益性および小売競争に大きな影響を及ぼすに至っている。中西日本では石炭火力燃料費の水準に近付いている時期も生じ、LNG火力の維持に影響を与えている。こうした安価な前日スポット価格を通じた新電力の小売り販売により、新電力の販売シェアが増加した地域が多い。
- ✓ 容量市場の2024年受渡オークションが実施され、落札価格が上限に達したため大きな話題となった。平均落札価格と米国容量市場と比較するとPJMより高額であるが、ニューヨーク市や新設のあったISO New England等と同程度の価格であり、需給がタイトになった場合の価格としては概ね妥当な水準であったと言える。
- ✓ 再生可能エネルギー発電の導入拡大で従来型発電設備が減少している国・地域が増えており、再エネ出力減等が生じた場合の需給ひっ迫が懸念される。日本でも計画停電には至らない水準ではあるものの需給ひっ迫により改善指示の回数が増加しており、安定供給の確保への視点も重要である。
- ✓ 2021年は再エネ導入拡大に伴う系統制約や投資の必要性が明らかになる見込みであり、設備対策だけでなく運用での対策という考え方を検討する必要性が高まると考えられる。

1. 日本の電力市場の競争状態

(1) 電源種別発電電力量の推移

- 東日本大震災以降、石油火力発電の割合が高まっていたが、2015年頃より徐々に10%を切る月が増加すると共に再生可能エネルギー発電の割合が5%を超え、2017年以降は10%前後で推移するようになっている。

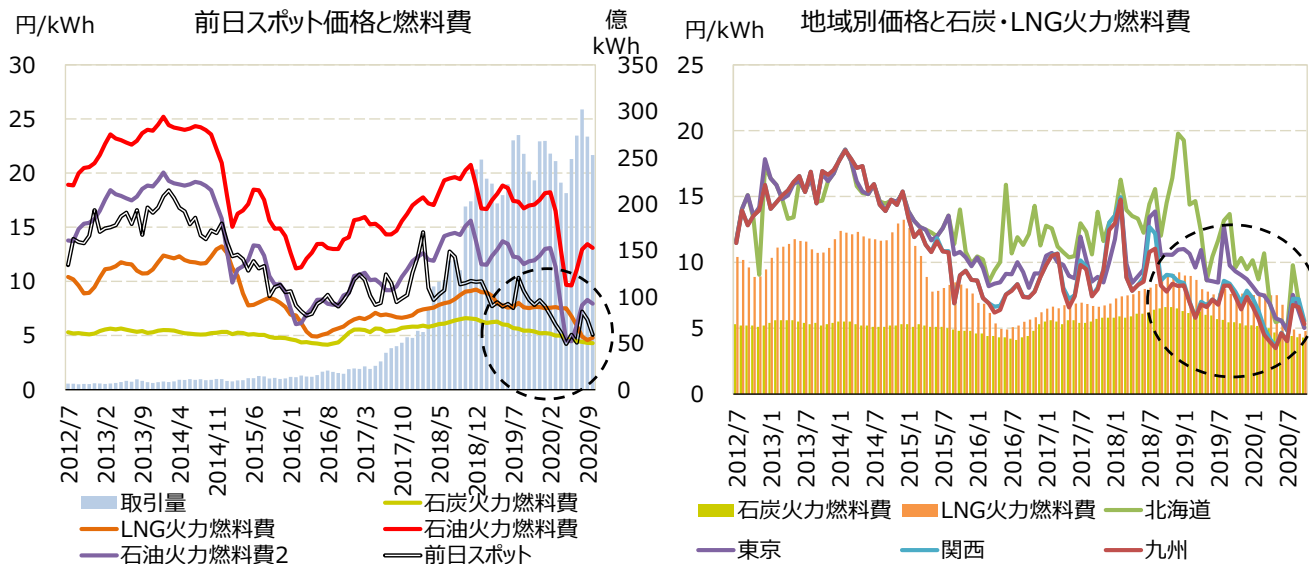


(注) 2017年4月より統計の内容が変更された。
(出所) 資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

1. 日本の電力市場の競争状態

(2) 前日スポット価格と燃料費

- 前日スポットシステム価格は2017年2月頃まで石油火力燃料費と連動性が強かったが、石油火力の減少もあり、これ以降LNG火力燃料費相当に近づいている。2015年頃から再生可能エネルギー発電の増加の影響で東西の市場分断が増加し、西日本が安価になる傾向にある。
- 2018年10月から九州電力管内でFIT電気の出産抑制が行われるようになり、中西日本を中心にスポット価格がLNG火力燃料費を下回るほど価格水準が低迷している。2021年もスポット価格の低迷は継続する見込み。

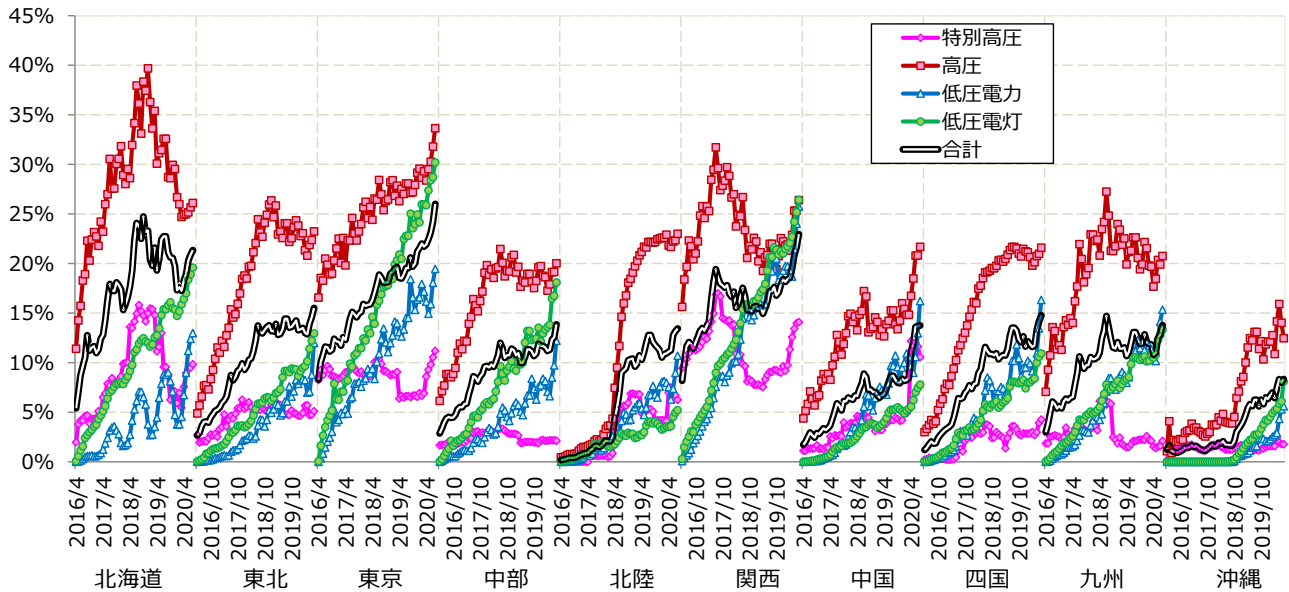


(注) 石炭火力は燃料費(発電効率40%) + 運転維持費1.7円/kWhで算定、LNG火力は燃料費(発電効率50%) + 運転維持費0.6円/kWhで算定、石油火力は燃料費(発電効率35%) + 運転維持費5.15円/kWhで算定(石油火力燃料費2は燃料費のみ)
(出所) 燃料価格は日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット、スポット価格は日本卸電力取引所

1. 日本の電力市場の競争状態

(3) 小売競争の状況 (2016年4月以降)

- 2020年7月時点での離脱率は全国平均で19.7%となった。引き続き高圧需要家での離脱率が高く、北海道、東京、関西での離脱率が高くなっている。東京と中部、関西では低圧の離脱率も高水準になっている。中西日本の前日スポット価格は変動費相場になりつつあり、容量市場の受け渡しを開始されるまでの間、スポット市場で調達して供給を行う新電力の競争力が高まる可能性がある。

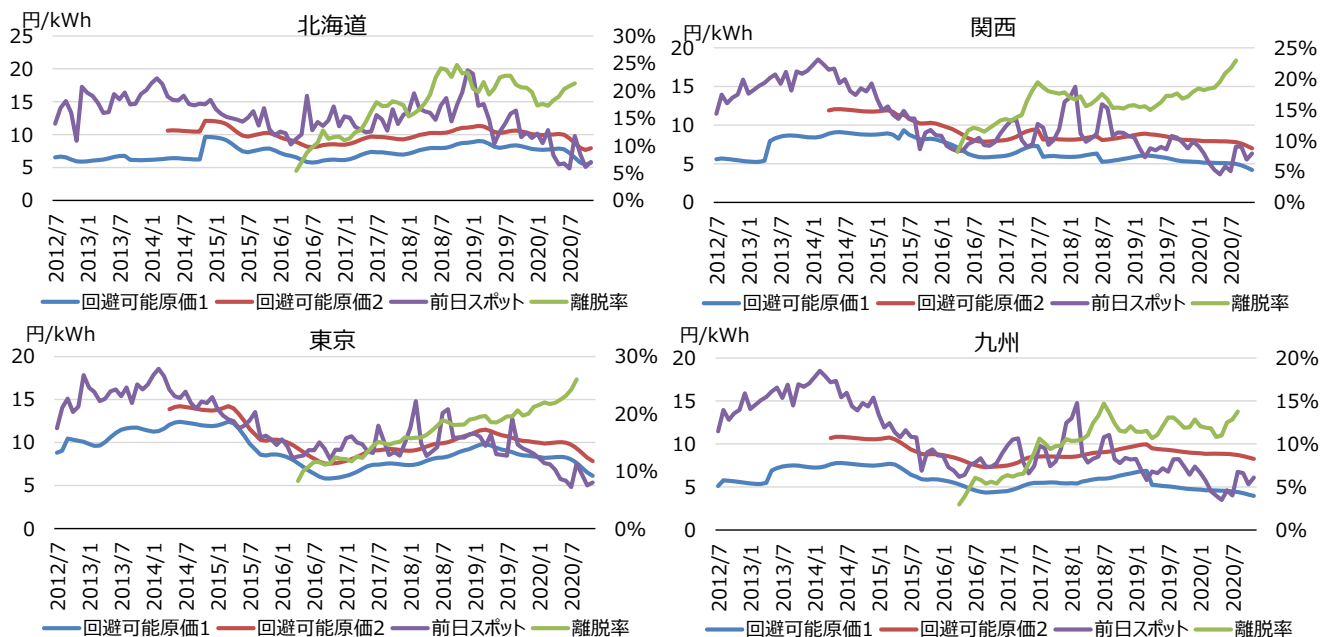


IEE © 2020 (出所) 電力・ガス取引監視等委員会「電力取引報集計結果」より作成 4

1. 日本の電力市場の競争状態

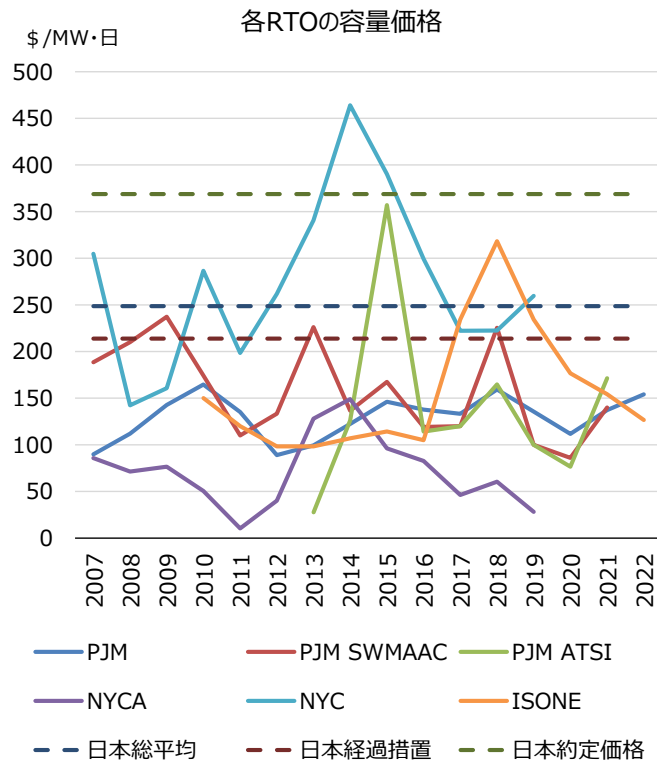
(4) 回避可能原価と競争

- FIT精算用に公表されている回避可能原価のうち固定費が含まれている回避可能原価2と前日スポット価格を比較すると、前日スポット価格が回避可能原価2を下回る月が増加しており、固定費回収が困難な相場となっていることが分かる。東京エリアでは全電源可変費をも下回る水準になっている。



IEE © 2020 (注) 回避可能原価1は長期調整を重視した全電源平均可変費の発電原価に基づき算定されたもので、回避可能原価2は再エネの種類別に供給力評価を考慮して可変費に固定費の要素を加味したものである
(出所) 回避可能原価は低炭素投資促進機構、前日スポット価格はJEPX、離脱率は電力ガス取引等監視委員会 5

1. 日本の電力市場の競争状態 (5) 容量市場取引結果

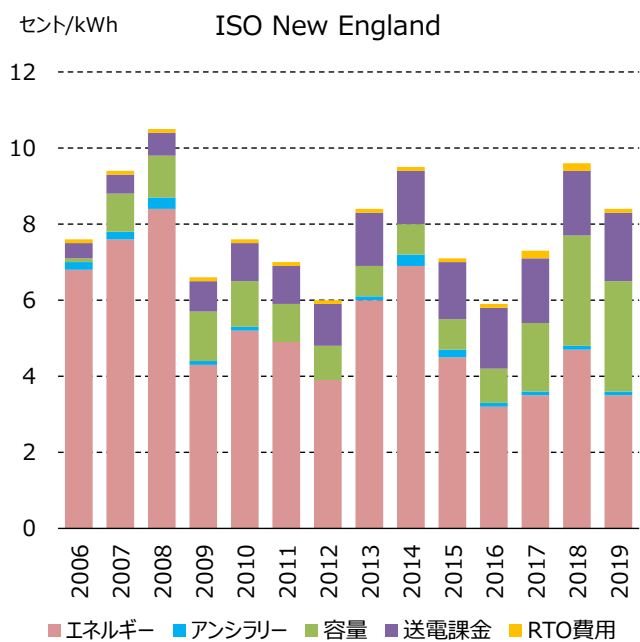
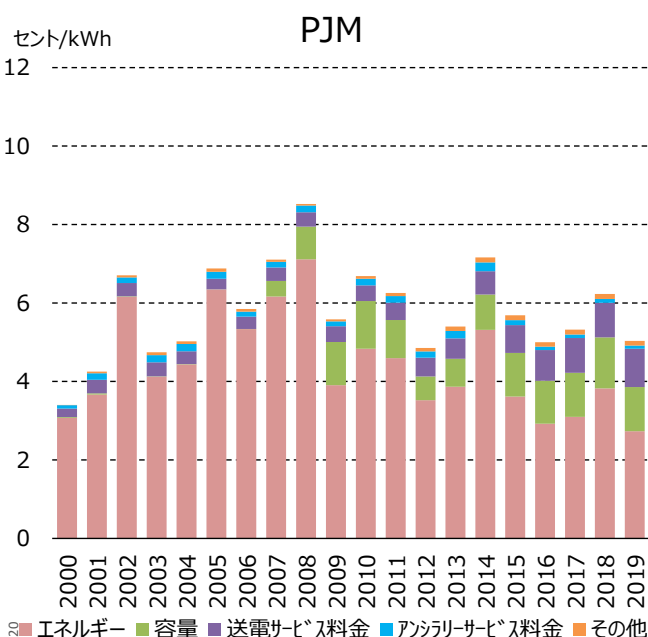


(注) 1\$ = 105円で算定
(出所) 各RTO・ISOウェブサイトより作成

- 容量市場の約定価格が上限の14,137円/kW・年となったことで大きな話題となった。米国RTO・ISOの容量価格と経過措置価格・総平均価格を比べると、PJM RTO容量価格に対しては高額であるが、ニューヨーク市や新設があったISO New England、PJM SWMAAC、PJM ATSIでも同程度の価格を付けることがあり、需給がタイトになった場合の価格としては概ね妥当な水準であったと言える。
- 課題は需給が正しく反映された入札であったかであり、罰則の在り方等を見直す余地があると考えられる。PJMでも落札者の供給力コミットメントを移転することで肩代わりする仕組みもあり、参考になるのではないか。
- ※ 石炭火力廃止の手法として容量市場の仕組みを活用する考え方もあるが、欧州でも採用例は少なく、慎重な検討が必要ではないか（イタリアの信頼度オプション型容量市場で採用）。

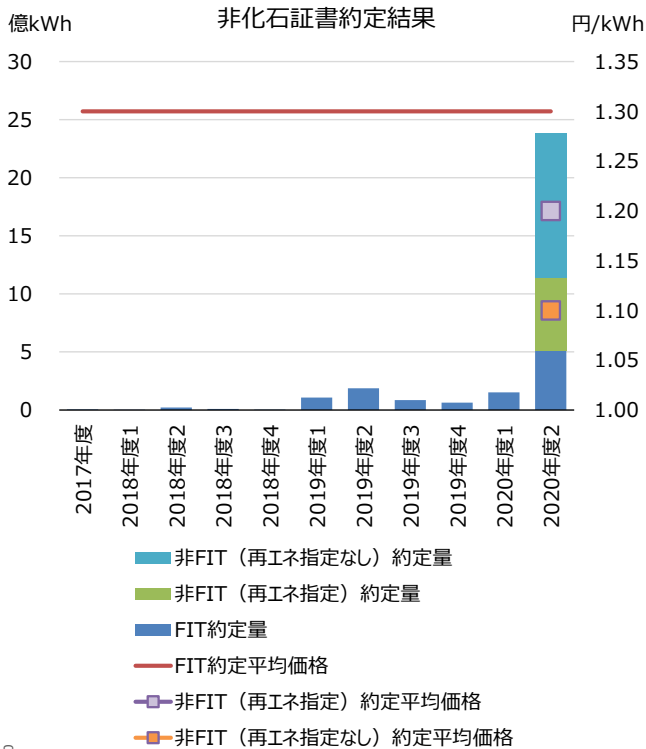
【参考】北東部地域の卸供給費用の内訳

- PJMとISO New Englandの卸供給費用の内訳は下図の通りである。卸供給費用のうちPJMでは容量市場の費用負担は2019年で1.13セント/kWhであり、2円弱/kWhとされている日本よりも割安であるが、ISO New Englandでは2.9セント/kWhと負担額は高くなっている。



(出所) Monitoring Analytics, "State of the Market Report for PJM" (出所) ISO New England, "Annual Markets Report"

1. 日本の電力市場の競争状態 (6) 非化石証書取引



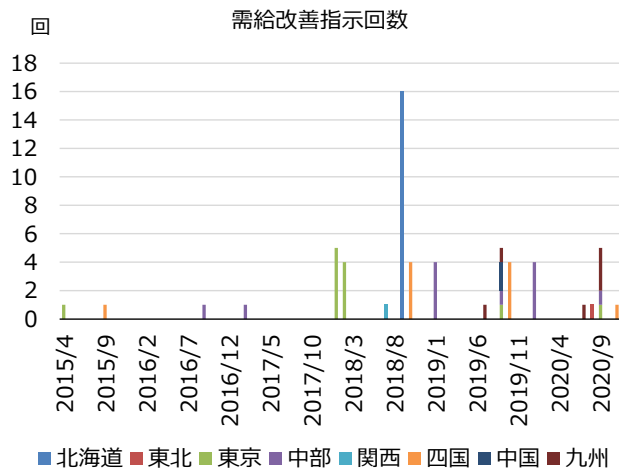
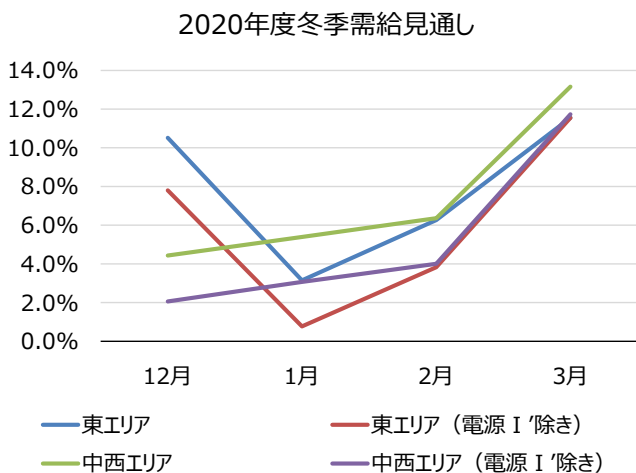
- FIT非化石証書の取引量は2020年度第1回オークションで1.5億kWh、第2回で5.1億kWhと増加している。第1回の取引量は2020年4～6月のFIT買取量の5.2%を占めており、第2回ではFIT買取量に対して相当量証書としての落札が増えている模様である。
- 2020年11月11日に非FIT非化石証書取引が開始された。非FIT非化石証書取引では下限価格が設定されていないが、非FIT (再エネ指定) が1.2円/kWhそして非FIT (再エネ指定なし) が1.1円/kWhであった。
- 米国における再エネクレジット (REC) の取引価格が0.8セント/kWh～1.5セント/kWhであることや過去の米国のグリーン料金調査例でも1.0セント/kWh程度であったことから、非化石のプレミアムは1円程度という認識が醸成されたのではないかと推察される。

IEE © 2020

(出所) 日本卸電力取引所

1. 日本の電力市場の競争状態 (7) 日本の冬季需給見通し

- 今年の冬の電力需給は厳冬時に最低限確保が必要な供給予備率3%を確保しているが、厳冬に追加的な要因が加わった場合には需給がタイト化する可能性がある (北陸、関西、九州ではエリア単独で不足も)。供給予備率の算定には10年に一度の厳気象に備えて確保される電源 I' が含まれており、非考慮の場合に東エリアで3%を下回る見込みとなっている。
- 電力広域的運営推進機関による需給改善指示も2017年冬頃より発動回数が増加している。2018年9月は北海道地震に伴うもので特殊例であるが、それを除いても気候要因でも需要増等で発動される回数が増加している。また太陽光発電予測誤差に起因する指示も生じてきている。こうした状況は広く周知されておらず、情報提供の在り方を見直し必要がある。



IEE © 2020

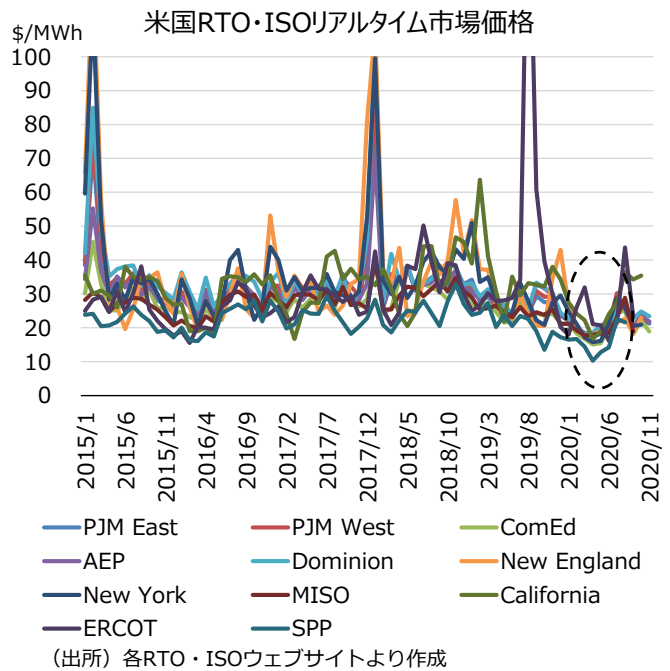
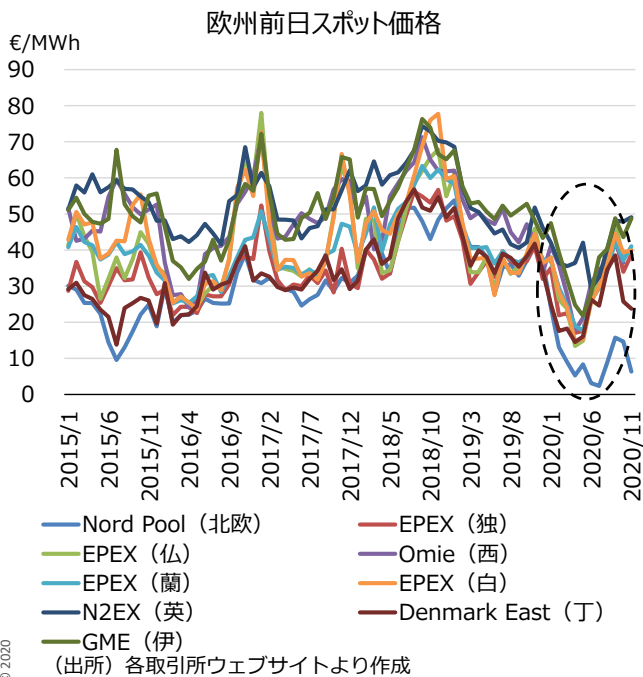
(出所) 電力広域的運営推進機関「電力需給検証報告書」2020年10月より作成

(出所) 電力広域的運営推進機関「需給状況悪化時の対応」より作成

2. 欧米の状況

(1) 欧米卸電力市場価格の推移

- 欧米でもコロナ禍による電力需要の減少と一次エネルギー価格の低迷により、卸電力市場価格が低水準となった。電力各社の収入減が懸念されるも他のエネルギー産業より影響は軽微であった模様。

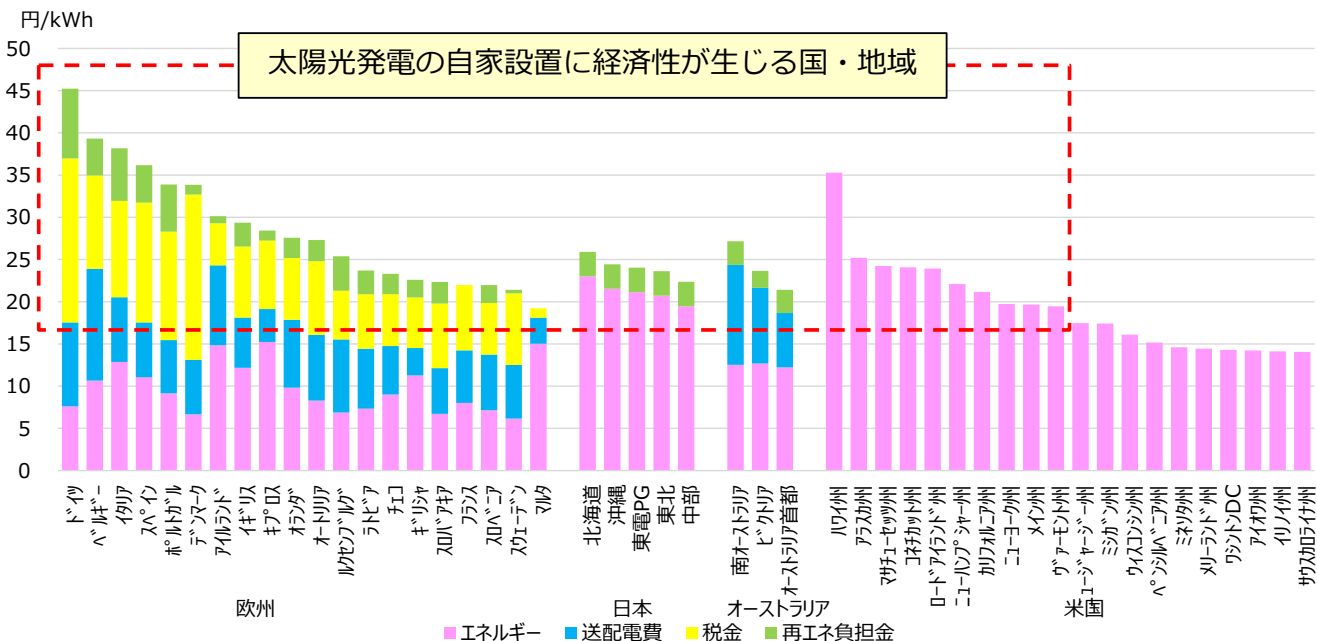


IEE © 2020

2. 欧米の状況

(2) 電気料金国際比較

- 再生可能エネルギー発電導入拡大で賦課金や送配電費用の増加により、電気料金が上昇している国が増加している。そのため太陽光発電の自家設置に経済性が生じる国・地域が増加しており、蓄電池併設でもメリットが生じる場合も出てきている。

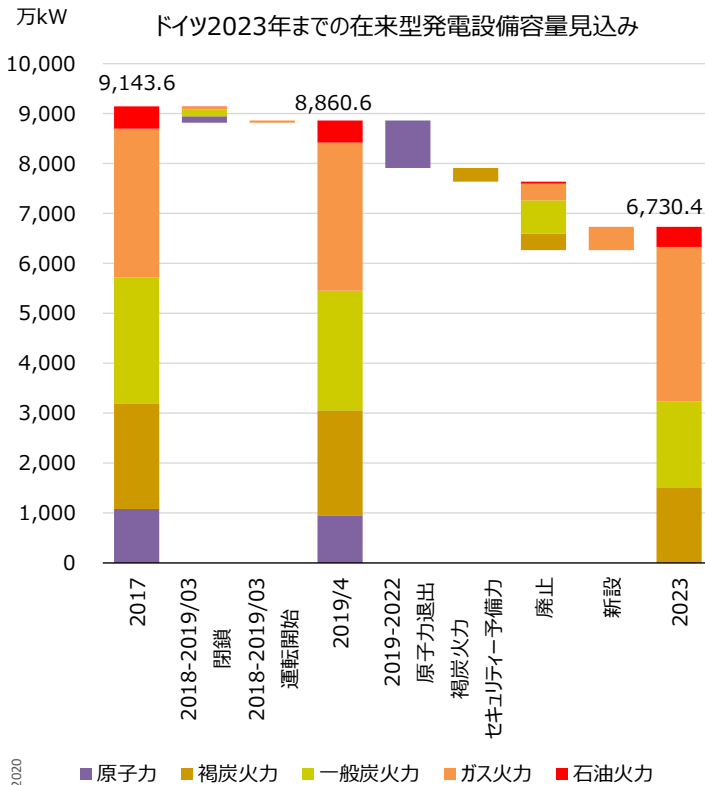


(注) 為替レートはNEDO「外貨換算レート表」を用い、2019年平均1ユーロ=123.6円、1ドル=110.1円を使用。
 (出所) 欧州はEurostat (年間電力消費量1,000kWh~2,500kWh需要家)、日本は電力・ガス取引監視等委員会「電力取引報集計結果」の電灯平均単価と賦課金2.90円/kWhを使用、米国はEIA, "Electricity Annual"より作成

IEE © 2020

2. 欧米の状況

(3) ドイツにおける従来型発電設備見通し

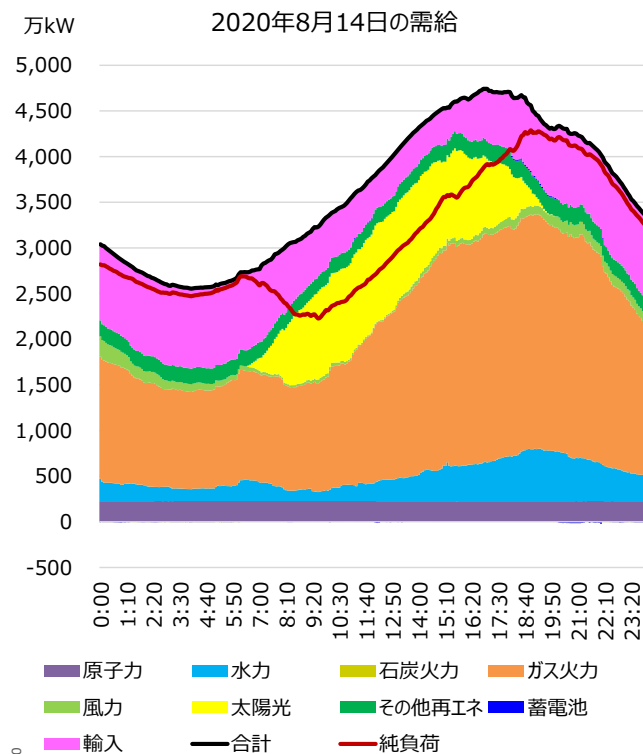


(出所) RWE, "Factbook 2019"

- ドイツでは脱原子力政策に加え、脱石炭火力発電も進める方針を決めた。その一方で再生可能エネルギー発電以外の供給力が増加しておらず、RWEは2017年には9,143.6万kWあった従来型発電設備は2023年には6,730.4万kWとなる見込みとしている（26.4%減少）。昨年時点では2020/23年時点での見込みが7,540万kWとしていたため、減少見込みが更に拡大したことになる。
- 2019年の最大電力は7,653.5万kWであったので、再生可能エネルギー発電が低出力になった場合には国外からの輸入に大きく依存することになる。
- ドイツ周辺のフランス、ベルギー及びオランダでも負荷追従可能な発電設備容量の減少が続いている。今年の冬はフランスでコロナ禍の影響により原子力発電の停止容量が増え、厳冬となった場合に需給がタイトになる可能性が生じている。

2. 欧米の状況

(4) カリフォルニアISOの需給ひっ迫

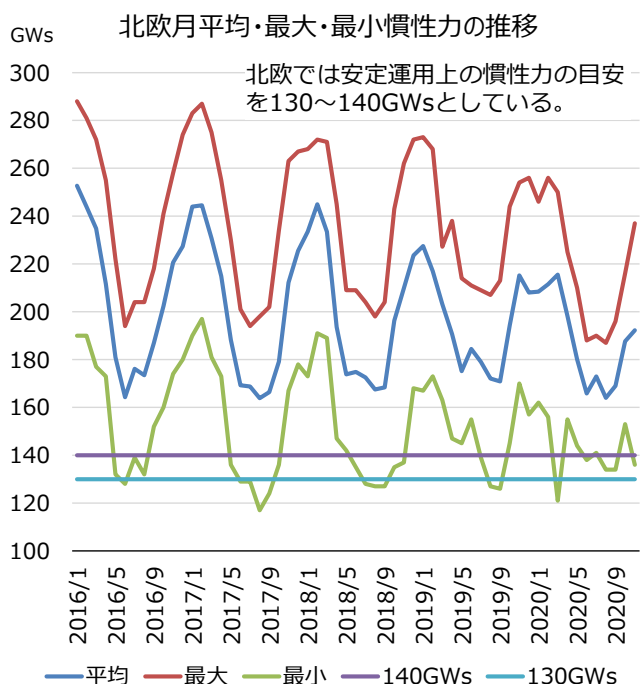


(出所) California ISO, "Today's Outlook"より作成

- カリフォルニアISOでは2020年8月14日と15日の夕方に需給ひっ迫となり、8月14日は最大100万kW、15日は47万kWに計画停電を行った。
- 猛暑による需要の増加が影響しているが、8月14日の最大電力4,678万kWは2019年4,430万kWより大きいですが、2017年5,012万kW・2018年4,643万kWと比べると異常な水準ではなく、5年に一度の最大電力4,776万kWの範囲内であった。
- 猛暑により広域的に需要が増加しており、カリフォルニアISOは他州からの輸入に大きく依存しているが、輸入が減少して州内の供給力で対応しきれなかったことが計画停電に繋がった。
- カリフォルニアISO内には2020年8月時点で472.1万kWもの蓄電池が設置されているが、二次調整力用が大半でピーク用供給力として使用できていないことも計画停電を回避できなかった理由の一つと考えられる（8月14日の最大出力14.7万kW）。現在、エネルギー取引としての活用を検討しており、2021年秋に新しい制度の運用を開始する予定である。

2. 欧米の状況

(5) 慣性力の低下と対策の考え方



IEE © 2020

- テキサス州ERCOT、アイルランド、イギリス及び北欧では慣性力と呼ばれる周波数を安定化させるための回転エネルギーを持つ同期発電機の能力が、非同期型（風力や太陽光等）の増加により減少したため、追加的な対策に取り組んでいる。
- 再生可能エネルギー発電は系統全体で余剰が生じた場合等、抑制に厳しい条件が課せられており、慣性力の低下を理由にした抑制手続きを定めることは容易ではない。
- そのため上記の国・地域ではFast Frequency Response (FFR) と呼ばれる一次調整力よりも周波数低下に対して即時に応答する調整力を追加配備している。北欧でも慣性力の安定運用上の目安を下回る時間帯が増えたことから今年からFFRの調達を開始した（北欧全体で30万kW）。イギリスではDynamic Containmentを2021年に100万kW調達予定である。これら追加対策は負担増加要因となる。
- わが国でも電力広域的運営推進機関で慣性力等の再生可能エネルギー発電導入拡大下での系統運用上の課題への対応策について検討を開始したが、多様な観点での対策構築が求められる。

14

3. 2021年電気事業の課題

- 2021年度より需給調整市場において三次調整力①（オンライン、応動時間15分以内、継続時間3時間）及び三次調整力②（オンライン、応動時間45分以内、継続時間3時間）の広域運用が開始される予定になっている。既に中部、北陸、関西、中国及び九州と5地域で運用が行われており、4月以降は全地域での広域運用に移行することになっている。一次調整力～二次調整力②の市場詳細検討は2021年度中の検討完了の目標となっている。
- 2024年度受渡し分の容量市場オークションでの高い落札価格となった結果を受け、制度の見直しの検討が行われているが、抜本の見直しは難しく、非落札供給力の供給力計上方法の見直し等に止まるのではないかと。
- 慣性力等、再エネ大量導入下での技術的課題とその対策の検討が電力広域的運営推進機関で開始され、2021年5月に検討結果が公表される予定になっている。諸外国の事例を見ても慣性力低下を理由として再エネ出力抑制を実施するのは難しいため、対策については諸外国の例を確認しつつ検討を進める必要がある。
- 先進諸国を中心にコロナ禍による需要減及び卸電力市場価格の低迷で投資余力が減退している。送配電投資の増加に対する批判が拡大している国もあり、再エネ導入拡大に対して設備投資での対策ではなく運用での対策へのニーズが拡大している。我が国も投資拡大による電気料金上昇を抑えるため、運用での対策という考え方を拡大する必要が高まると考えられる。

IEE © 2020

15