東京大学 公共政策大学院
ワーキング・ペーパーシリーズ
GraSPP Working Paper Series
The University of Tokyo

GraSPP-DP-J-22-002

需給調整メカニズムの現況と課題：
欧米の比較を踏まえた2024年度以降に向けての考察と提言

大橋弘　山本敏之

2022年3月

GraSPP Discussion Paper J-22-002

GRADUATE SCHOOL OF PUBLIC POLICY
THE UNIVERSITY OF TOKYO
HONGO, BUNKYO-KU, JAPAN

GraSPP-DP-J-22-002

需給調整メカニズムの現況と課題：
欧米の比較を踏まえた2024年度以降に向けての考察と提言

大橋弘　山本敏之

２０２２年 ３月

東京大学公共政策大学院

〒113-0033 東京都文京区本郷 7-3-1

03-5841-1349

需給調整メカニズムの現況と課題：
欧米の比較を踏まえた 2024 年度以降に向けての考察と提言[1]

大橋　弘　　山本　敏之

要旨

需給調整メカニズムの 2 つの形態（分散型と集中型）を取り上げ、両者の得失を比較衡量しつつ、わが国にふさわしい需給調整のあり方を論じる。需給ひっ迫時において、小売事業者と系統運用者との間で電源の取り合いが生じるような事態に対して、小売事業者にインバランス負担を適切に求めないのであれば、系統運用者にセーフティーネットを提供させる集中型に自然と制度が近づいていくことを指摘する。ドイツと米国 PJM の経験を振り返りながら、わが国の特徴（系統が一国に閉ざされている点、揚水比率が高い点、燃料調達のリードタイムが長い点等）を考慮したとき、分権型が完成する 2024 年度以降において、更に求められる制度上の留意点を指摘する。

This paper focuses on the mechanism of balancing electricity market with a particular emphasis on the market reform in Japan. It compares the cost and benefit of two typical balancing mechanisms (decentralized system exemplified by Germany and centralized system by PJM in the United States). To avoid blackout, imbalance of electricity has to be resolved either by demand-side (i.e., a supplier) or supply-side (a transmission system operator), or both. This paper argues that decentralized system, which Japanese electricity market is currently aiming at, may not work well if it does not impose appropriate imbalance charges on suppliers. Otherwise, the system will be essentially degenerated to the centralized system. We consider several elements unique to Japan, including (1) the network connected solely within the domestic market; (2) high proportion of hydroelectric pumped storage in supply resources; and (3) long lead-time taken to carry fossil fuels. We conclude that we should keep the option of centralized market mechanism for future reform of balancing market in and after 2024, when the current market reform completes.

---

[1] 大橋弘は東京大学公共政策大学院・大学院経済学研究科教授、山本敏之は東京大学大学院経済学研究科客員研究員。大橋は独立行政法人経済産業研究所のプログラム・ディレクターを兼務しており、山本は関西電力送配電株式会社に雇用されている。本稿での意見は著者のものであり、所属・関係する機関である国立大学法人東京大学・独立行政法人経済産業研究所・関西電力送配電株式会社のものではない。

1　はじめに

2011 年 3 月 11 日の東日本大震災を契機として制度改革[2]の議論が加速し、3 つの段階からなる電力システム改革が 2020 年 4 月をもって一区切りを迎えた[3]。第 1 段階として、電力系統利用協議会（ESCJ）の解散に伴って 2015 年 4 月に電力広域的運営推進機関（OCCTO）が設立された。これにより一般送配電事業者の専門性を尊重しつつ、事業者がもつ権限を一元的に管理するため、国が一定程度関与する形が出来上がった。同年 9 月には電力取引監視等委員会（翌 4 月のガス自由化に伴って電力・ガス取引監視等委員会に改称）によって、市場の監視と市場競争環境の整備が進んだ。そして 2016 年 4 月に、システム改革第 2 段階として小売部門が全面的に自由化され、2020 年 4 月には電力システム改革の最終段階となる送配電部門の法的分離が行われた。今後、法的分離から数えて 5 年以内に事後検証がなされることになるものの、電力システム改革のプログラムが一応の貫徹を見ることになった。

他方で、システム改革が進行する最中にも、電力システムを取り巻く環境は刻々と変化している。2018 年の北海道胆振東部地震において戦後初となるエリア全域でのブラックアウト（大規模停電）が発生するなど、度重なる自然災害に対して、電力インフラのレジリエンス強化が求められるようになった。2021 年の COP26 におけるグラスゴー合意では、世界的な平均気温上昇を産業革命以前と比べて 1.5℃に抑える努力をすることが合意され、2050 年に温室効果ガスの人為的な発生源による排出量と吸収源による除去量の均衡を達成するカーボンニュートラル（CN）に向けて大きな一歩を踏み出した。2021 年 1 月には、寒波の影響から電力需要が大幅に増加して、電力需給が長期に亘ってひっ迫する事態が発生した。この事態は、LNG の燃料制約等により電力量（kWh）がひっ迫したことによるものだが、電気事業の構造的な変化も要因として考えられる。

こうした電力事業をめぐる環境変化に対応して、電力システムの根幹となる需給調整システムはいかなる現状に置かれているのか。仮に課題があるとすれば、どのような解決方法が考えられるか。本稿では、ドイツ・米国（特に PJM）を例に欧米の仕組みを検討しつつ、いま顕在化しつつある課題について考えられる要因を指摘しつつ、将来に向けての制度設計上の選択肢について論じる。

---

[2] わが国では 1995 年の第 1 次から数えて、電力事業において累次の制度改革を行ってきた。2010 年 11 月には第 5 次にあたる制度改革の議論が総合資源エネルギー調査会　電気事業分科会　制度環境小委員会にて始まり、2011 年 3 月 11 日午前（10：00－12：00）に第 5 回会合が開催されたところであった。この小委員会は第 5 回以降開催されることはなく、2012 年 2 月に電力システム改革専門委員会とその下部に設置されたワーキンググループにおいて制度改革の議論が新たになされることになり、3 段階からなる電力システム改革につながることになった。

[3] 電力システム改革については、例えば大橋（2021）を参照。

本稿の構成は以下のとおりである。次章では電気の特性と技術的な制約についてわが国における状況を念頭に置きつつ説明する。わが国において起動時間の比較的長い大型の電源が多いことを踏まえると、起動停止計画が安定供給と市場の流動性に大きな影響を与えることを指摘する。第 3 章では、2020 年 3 月で一応の区切りを迎えた電力システム改革を振り返りつつ、わが国の電力需給システムの変遷を 2024 年度以降の制度変更まで見据えて議論する。第 4 章・第 5 章は、海外における電力需給システムを説明する。第 4 章では分散型システムとしてドイツを取り上げる。第 5 章では集中型システムとして米国を取り上げる。この 2 つのシステムの得失を第 6 章にて比較する。第 7 章では、欧米と異なるわが国独自の事情を取り上げる。大きくは、電源構成として揚水比率が高い点、そして燃料調達のリードタイムが長い点を指摘する。第 8 章では、ここまでの議論を踏まえ、わが国における今後の電力システムの方向性を検討する。大きく 4 つの課題（kW, ΔkW, kWh, そして再エネ）に分けて今後の制度改革の方向性を議論する。第 9 章はまとめである。

2　電気の特性と技術的制約

2.1　需給一致のための技術的仕組み

電気は、現在までのところ、経済性のある形で大規模に貯蔵することが困難な財である。そこで、瞬時瞬時に生産と消費を一致させる必要がある。需要と供給の間に不一致が起きれば、そのずれは周波数の変化として瞬時に現れる。周波数が変化して定格レベルからずれると、電気の供給を受ける機器の出力・動作に異常な変動を生じさせる。この変動の巾が大きくなりすぎると、発電機が機器保護のため停止してしまう。つまり電気の品質である周波数が一定になるように、系統運用者は需給調整を行うことになる。電力需要は、季節や時間と共に変動しうることから、その変動にあわせて電源の出力を連続的に調整することで、需給を一致させる[4]。

需要変動に対して出力を追随・制御できる電源にも、その出力の変化速度には違いがある[5]。制御は自動化されており、数分先の予測需要に対して経済性を考慮して配分指令する EDC（Economic Dispatch Control：経済負荷配分制御）と、需給の不均衡を打ち消すように速い追従性を優先して指令する LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）の 2 つの機能がある。なおこれらの機能はともに系統運用者の中央給電指令のもとにある（図 2-1）。経済性を優先する EDC 制御には時間的な制約があり、国内外の事例を見ると 5 分程度の時間単位で行われるのが一般的である。それ以上に速い変動は、LFC 機能をもとに制御されている。

---

[4] 増減制御が可能な需要（DR：Demand Response）もあるが、需要変動のすべてを制御するまでには至っていない。

[5] 電源のなかには出力制御ができないものも存在する。

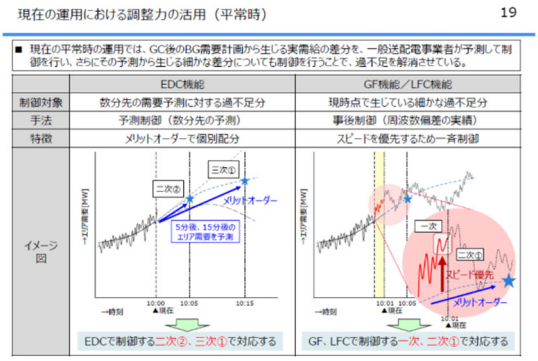


図 2-1　中央給電指令所の EDC 機能と LFC 機能

出典：電力広域的運営推進機関(2019a)

電源が EDC／LFC 機能への指令に追従するためには、電源をすみやかに動かせるだけの出力幅（ΔkW[6]）が残されている必要がある（図 2-2）。そのため系統運用者は、系統全体で必要となる ΔkW を個々の電源の変化速度を考慮して分散的に確保している。電源の起動には時間がかかることから、電源の起動停止計画は ΔkW を確保した計画と整合的になっている必要がある。

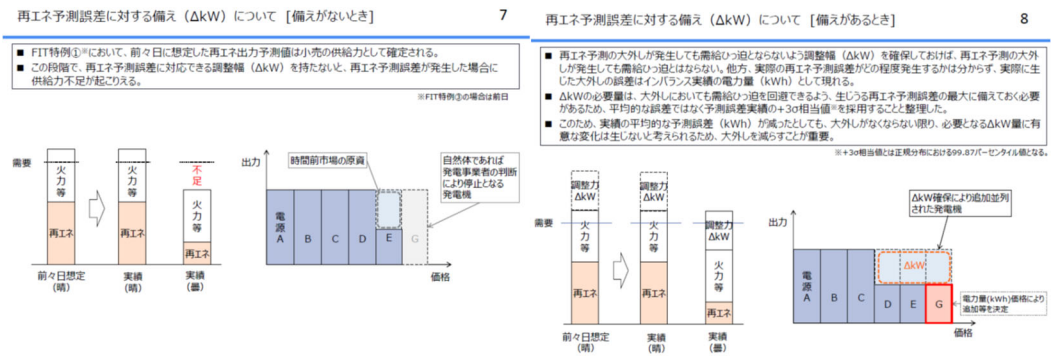


図 2-2　ΔkW を確保することの必要性

出典：電力広域的運営推進機関(2019b)

これまで系統運用者は、多様な電源の特性を個々に把握し、各電源の出力を調整もしくは起動台数を変えることで ΔkW を確保してきた。多様な特性を持つ電源を競争させるためには、発電能力に応じて要件を定め、標準化された単位で取引可能とする場が必要となる。わが国では、需給調整市場において、FIT 制度に対応した商品（三次調整力②）も含めて 5 商品がこれまで検討されてきた（図 2-3）。

[6] 電力広域的運営推進機関（2017c）は、需給調整市場の検討に際し、「実需給時点で各時間帯毎に必要な能力を持った電源等を、出力を調整できる状態であらかじめ確保すること」を「ΔkW」と定義づけている。

図 2-3　需給調整市場の商品とその要件

出典：電力広域的運営推進機関(2019a)

2.2　起動停止計画と市場流動性の関係

想定される最大需要に対し、系統運用者は電源を年初に確保する。需要や再エネの出力は、季節や時間に応じて増減し、電源はトラブルや補修・法定点検のために停止することがある。こうした需給変動に対応するため、系統運用者は ΔkW を稼働可能な状態で確保する。より多くの電源を確保しておけば、突発的な事象に対応できる蓋然性が高まるもののコストがかかる。系統運用者は、不確実性と経済性のバランスの中で、日々必要な稼働量を想定しつつ、電源の起動停止計画（UC：Unit Commitment）を作成することなる。年初に必要な設備容量を確保し、月間・週間・翌日と期近になるにつれ、需要に影響を与える気温や気象の影響、そして供給力に不確実性を与えるトラブルや太陽光・水力など変動性再エネの稼働をより確実に予測できるようになる。月間・週間・翌日それぞれの段階で、補修停止や稼働準備、起動停止の判断が行われる（図 2-4）。

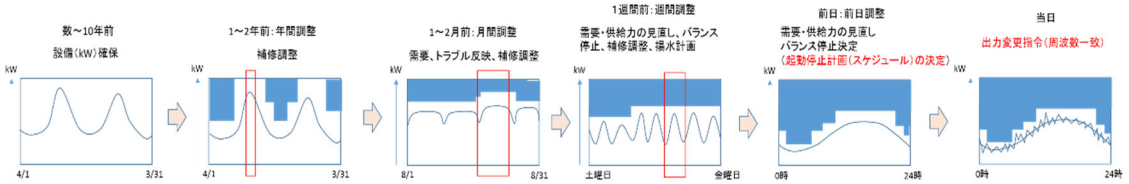


図 2-4　数年前から当日にかけた停止判断と稼働可能な設備容量の変化

わが国の電源は概して大型で起動時間が長いものが多い（図 2-5）。また揚水は日中で発電をするためには夜間に汲み上げ（ポンプ）をしておくための電源も必要となる。そのため、前日の起動停止計画は翌日にむけて供給が可能な電源の量を決めている。起動停止計画上の稼働電源が過少であると、運転可能な電源があるにも関わらず、需給ひっ迫時に起動に間に合わないこともある（図 2-6）。

	ΔkWを確保する（出力を調整できる状態にする）にあたり考慮すべき事項
コンバインド発電機	起動に4～5時間を要する
汽力発電機	起動に8～10時間を要する
揚水発電機	汲み上げに10～14時間を要する
（参考：欧米）ガスタービン	30分以内

※長期停止している場合はより時間を要する場合がある

図 2-5　日本の電源の起動時間

出典:電力広域的運営推進機関運営推進機関(2019b)

※ガスタービンの起動時間は筆者が修正

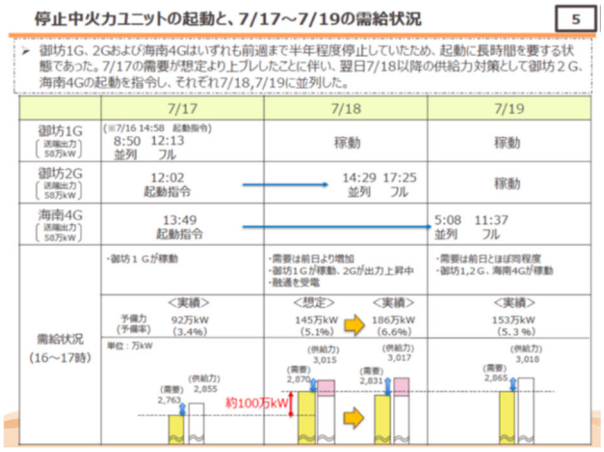


図 2-6　起動が間に合わず需給ひっ迫した事例

出典: 関西電力株式会社(2018)

3　わが国の電力需給に係る制度と電力システム改革

3.1　自由化の変遷

わが国では、沖縄を除くと 9 つの電力会社が発電・小売・系統運用を一体的に行うことで、供給力の確保や実需給の一致を担ってきた（日本型垂直一貫体制ともいわれる）。1995 年に始まる第 1 次制度改革当初は、小売事業はエリア毎に地域独占され、発電事業は、自社電源を中心にエリア内外の卸電源を調達してきた。その後、小売の部分自由化が始まり、小売市場に新規参入者（PPS（Power Producer and Supplier）、今の新電力）が登場した。小売事業者が自らの需要に応じた供給力を確保することを同時同量と呼ぶ。30 分単位の同時同量は新規参入者が担うこと（実同時同量制度）とし、実同時同量からの過不足（インバランス）分については、系統運用者（現在の旧一般電気事業者である送配電事業者）が補給することと整理された。

同時同量に要する電源投資はそれなりの規模であり、また電源開発には相応の年数を要する。既存電源の大半は、現在の旧一般電気事業者によって保有されてきたこと

から、インバランスに必要な電源の費用を新規参入者がどの程度負担するのか（つまり同時同量の過不足に伴うインバランスの料金をいくらに設定するのか）が競争促進策との関係で政策的な関心となった。

2013 年に始まる電力システム改革において、新電力が旧一般電気事業者と公平な競争基盤の上で事業活動を行うためにも、新電力と旧一般電気事業者が電源をシェアする必要がある点が強調され、その手段として非対称性規制を含めて、様々な制度が検討・導入されてきた。例えば、常時バックアップの導入、卸市場での電力取引の開始、卸市場へ限界費用での余剰電力の全量入札、加えて電源開発との相対契約の市場切り出しなどが挙げられる。

更に 2016 年にライセンス制が導入され、旧一般電気事業者の発電・小売部門にも同時同量を求めるよう計画値同時同量制度が導入されると、公平性を高めるため送配電部門に明示的な行為規制を求めるようになった。そして、冒頭にも述べたように2020 年に送配電部門を独立させることで電力システム改革が一応の区切りを迎えることになった。

インバランス補給は、電源維持にかかる固定費用も要することから、二部料金制による事故時補給契約が取られてきた。ところが固定費相当部分の負担に過剰感があるとの指摘が新電力からなされ、その負担を軽減するため 2016 年のライセンス制導入から料金体系から固定費が取り除かれ、従量制のみとなった（図 3-1）。

本来、インバランス補給は同時同量を果たした上で、やむを得ない過不足を補うものとして捉えるべきとされている。経済原則に倣えば、インバランス料金が安くなると、小売事業者は自ら保有・調達すべき電源の稼働を抑制したり、市場調達を買い控えたりしてインバランス補給の比重を増やすことになる（図 3-1 中点線部分）。

他方で、小売事業者のインバランス補給への依存が過度に偏ると、系統全体の供給力不足となる可能性が高まる。この点からも、参入のしやすさという観点と安定供給の確保の動機付けという観点とのトレードオフが存在しうる[7]。

インバランス料金の見直しや非対称規制の導入の効果もあり[8]、2020 年時点で供給を始めた小売事業者は約 550 社と参入が進み、新規事業者のシェアは約 2 割の水準まで進んだ（図 3-2）。特に、計画値同時同量、インバランス制度に見直しされた 2016 年以降、事業者数、新電力のシェア共に増加が顕著である。

近年のインバランス料金の下落にとともに、卸市場での電力価格とインバランス料金との多寡を比較した裁定取引を行う事例が発生し(電力広域的運営推進機関(2017a))、またインバランス補給に依存する小売事業者も現れて始めている。系統運用者は、インバランス補給にかかるコストを、小売事業者から回収する料金でまかない切れずに

[7] 経済産業省(2002、2003a、2003b、2008、2013、2014)を参照のこと

[8] なおこれらの施策がどの程度、新電力の参入や市場競争の活性化に効果があったのかという検証はなされておらず、今後に待たれる。

大きな赤字をこうむるに至った（電力・ガス取引監視等委員会(2018)）。こうした事態を踏まえて、インバランス料金を補正する見直しが行われた（経済産業省(2018b)）。[9]

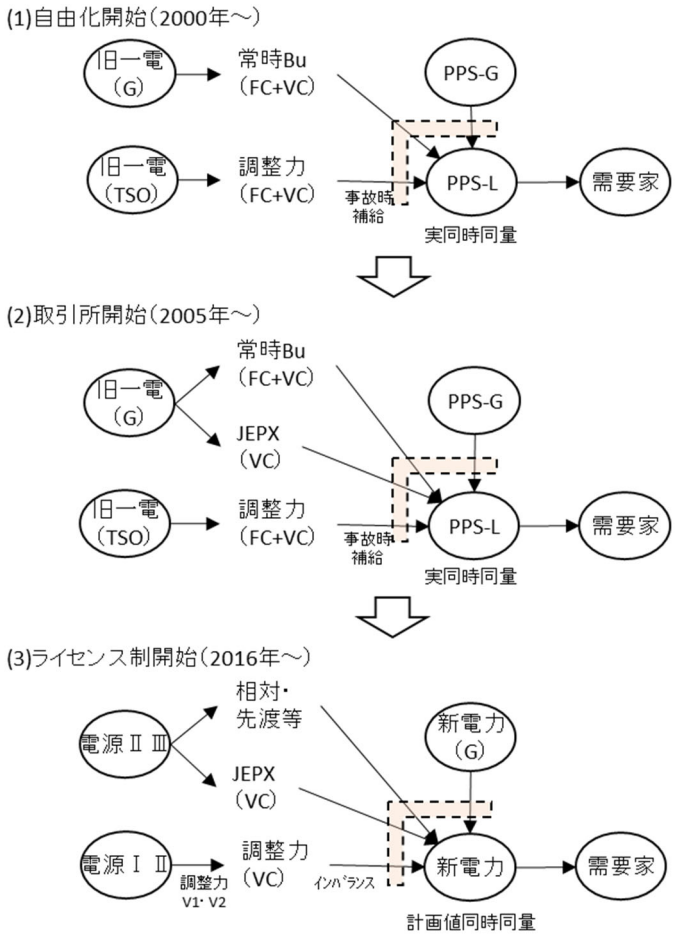


図 3-1　新規参入者への調達手段と調整力の変遷

点線の枠囲いにかかる矢印を新電力は選択肢として比較する。

なお、FC は固定費、VC は変動費を指す

[9] 以上のように 2000 年の自由化開始以降、現在の旧一般電気事業者が確保してきた電源の存在を暗黙の前提としながら、新規参入者にどれだけ安価に供給力を受け渡すことができるかに制度改正の重点が置かれてきたように思われる。このため、電源投資を促す制度的な必要性も、電力システム改革 においては、再エネ投資ほどは強く見出されてこなかった。需要家選択肢の拡大、すなわち小売事業者の拡大に施策の重点が置かれていたということなのだろう。

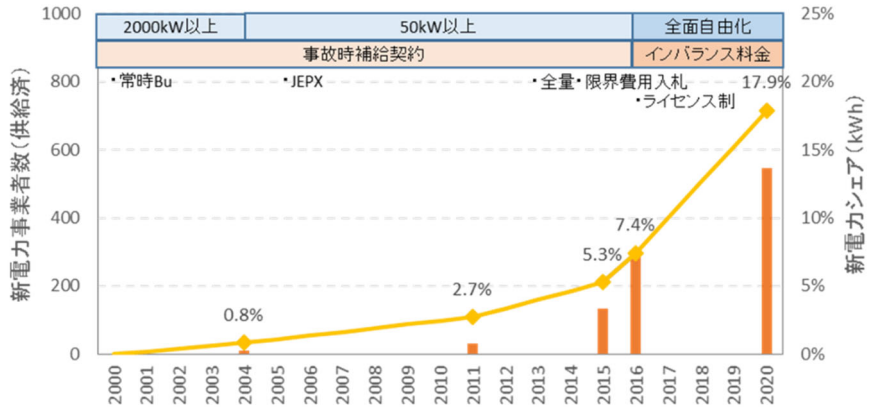


図 3-2　制度の変遷と新規参入事業者数、シェアの推移

出典：経済産業省　電力調査統計表より筆者が作成

かつて供給力確保はエリア毎に供給計画において確認されてきたが、最近では連系線での電力融通が原則となることを視野に入れて、エリアを超えた日本全体での供給力確保が評価されている。卸市場や容量市場は既に全国市場であり、調整力運用も一部全国レベルで行われるようになった。2024 年に調整力の広域運用・広域調達の仕組みができあがれば、全国的な需給運用が設備容量確保（kW）、卸取引（kWh）、調整力（ΔkW）のすべてのフェーズで実現することになる。

3.2　わが国の制度の現況と需給調整の仕組み

わが国では、小売事業者に対して供給能力確保義務、系統運用者に対しては周波数維持義務がそれぞれ課されている[10]。本節では、まず 3.2.1 にて設備容量（kW）について議論した後、3.2.2 にて日々の需給調整について論じる。3.2.3 ではインバランス料金の見直しに言及し、次（3.2.4）に緊急時の扱いを取り上げる。最後（3.2.5）に広域化の進展について触れる。

3.2.1 設備容量（kW）確保

系統全体で必要な設備容量（kW）は、小売事業者が年間ピーク需要の 101%を負担し、系統運用者は予備力相当分を分担することで確保されている。系統運用者は電源保有が認められておらず、調整力（電源Ⅰ、電源Ⅰダッシュ）を毎年公募することによって、必要となる予備力分の設備を専有電源として確保する。電源Ⅰは統計的に想定される変動に対して EUE（Expected Unserved Energy）で評価・算定された予備力分の供給力である。電源Ⅰダッシュは稀頻度事象によって設備が必要となる局面を想定し、年間で限られた時間のみに対応すべき供給力として確保されている。電源

[10] 電気事業法で供給能力確保義務、周波数維持義務が規定され、託送供給等約款で計画値同時同量が規定されている。

Ⅰダッシュでは DR が多く落札されている実情にある(電力・ガス取引監視等委員会(2021b))。稀頻度事象時だけ需要を減らす DR は、需要家の電力消費と協調する必要があるものの、稼働率の低い発電機を導入・維持するよりも費用対効果が高い取り組みである場合が多い。

小売事業者は自ら電源を保有し、もしくは発電事業者と相対契約などで確保したうえで、調達結果を供給計画で提出する。実需給断面に卸市場で調達することを前提とし、年初段階では調達しない選択をする場合には「調達先未定」となる。つまり、市場供出の原資となる発電余力の裏付けがなくても、供給計画上は問題がないこととされる。

小売事業者の調達先未定が発電事業者の発電余力を上回ると、各事業者の供給計画は形式上受理され、事業者の計画に問題はないこととされているが、実態としては全国の需給で見れば調達すべき設備容量が満たないことを意味する。至近では、新電力の調達先未定の量は当該事業者の想定需要の 60%超を占め、その未達率は後年度になるほど大きくなっている点が懸念された (電力広域的運営推進機関(2021a))。

2024 年度以降

2024 年度から需給調整市場の全商品の取引が開始され、容量市場の契約が開始されるのにあわせ、電源Ⅰ・Ⅱ公募が廃止される[11]。2024 年度に必要とされる設備容量（kW）は 2020 年に容量市場オークションが開催され、わが国全体で必要な容量が落札されている。これにより小売事業者が本体確保すべき容量が「調達先未定」となることで容量確保されない状況は解消される。また容量市場での落札電源は容量確保契約の中の要求事項によって年間の稼働率や需給ひっ迫時の市場供出といった需給への貢献（パフォーマンスベース）が求められており、発電事業者はこの契約に基づき設備のメンテナンスや燃料確保を備えていくことになる。

表 3-1　電源確保方法の今後の変化

	現在～2023 年度	2024 年度以降
設備容量（kW）確保	調整力公募＋小売 101%	容量市場
起動停止計画（UC）	小売調達＋電源Ⅰ・Ⅱ起動	小売調達＋ΔkW 調達
ΔkW の確保手段	電源Ⅰ・Ⅱ起動	需給調整市場
ΔkW の確保容量	電源Ⅰ・Ⅱ内で上限なし	ΔkW 必要量（固定値）
GC 以降に使える調整力	電源Ⅰ・Ⅱ起動済電源	ΔkW 約定電源＋余力活用契約電源
希頻度事象対策	電源Ⅰダッシュ（3h 前）	発動指令電源（容量市場）（3h 前）

3.2.2 日々の需給調整の仕組み

わが国の電源は、電源Ⅰ・Ⅱ・Ⅲと３つに分類される。電源Ⅰは系統運用者の専有電源、電源Ⅲは発電事業者・小売事業者がそれぞれに専有する電源である。電源Ⅲは

[11]電源Ⅰダッシュは容量市場の発動指令電源に引き継がれる。

わが国電源量の約 4 割程度を占めるものの、系統運用者は前日計画の提出までその稼働量を知ることができず[12]、また電源Ⅲの発電計画に変更があったとしてもその起動や出力を系統運用者が指令することはできない。

電源Ⅱは小売事業者が固定費を負担する電源であり、小売事業者が利用における優先権をもつが、ゲートクローズ（GC : Gate Closure Time）時に余力があれば、系統運用者があらかじめ起動しておくことで調整に利用できる。なお電源Ⅰ・Ⅱの調整可能な設備容量は需要の 4 割程度[13]を占めている（最低出力分を含めた電源Ⅰ・Ⅱの設備容量は需要の 6 割前後であり、残りが前段の電源Ⅲとなる）。

日々の需給調整は、小売事業者と系統運用者が分担して確保しており、小売事業者は自らの需要分の電力量（kWh）を卸市場や相対取引、自社電源（電源Ⅱ・Ⅲ）にて 30 分単位で確保する。系統運用者は小売事業者の過不足（インバランス）を補填し、また時間内変動の細かな調整を行って需給一致させる。小売事業者の調達による需給

12　電源Ⅲは事業者の裁量で出力を決めることができ、系統運用者から出力制御できない電源（非調整電源）である。この中には、事業者自身も出力を変えることが難しい非調整電源（原子力、再エネ等）と、裁量で出力を変えることのできる非調整電源（火力等）が混在している。

事業者は非調整電源の週間計画も電力広域的運営推進機関に提出しているが、一日 2 点（時刻は事業者によって異なってきたが、2022 年度から共通の時刻指定）と情報の粒度は荒い。非調整電源の計画については、相対契約や市場販売によって週間計画提出時から出力は変わりうる（実際に、週間計画から前日計画で 500-1,000 万 kW 乖離が確認されている（電力広域的運営推進機関（2021e））。

エリアの需給見通しを立てるには、エリア内の非調整電源量とこれに基づく揚水計算が必要となり、一日 2 点の粗い粒度ではその計算が難しい。計画値が変わること、2 点しか情報がないこと、非調整電源や電源Ⅱは前日市場を通じてエリア内外に出入りし、週間段階では電源Ⅱ・Ⅲのエリア内残りが見えないことなどの理由によって、週間段階で精度の高い見通しが立てられない状況にある。

2022 年度以降は広域的な予備率評価となる。前日市場でのエリア間の供給力の移動は、広域的な評価で相殺される。一方、揚水はエリアで計算するため、依然として算定は難しい。日々の揚水運用は上池に水を戻せる前提（満水位）での調整係数を用いて行う一方、再エネ抑制が見込まれる日は、揚発の調整係数の運転継続可能時間を満水想定で計算する、といった運用は合理的ではないとされた（電力広域的運営推進機関（2020c））。上池への復水が難しくなる需給ひっ迫時の扱いも、同様に検討が必要である。なお、2024 年度以降は容量市場のリクワイヤメントにより、需給ひっ迫時は発電事業者が上池確保の努力を行う制度ではあるが、エリア需給全体を見て揚水供給力を系統運用者が計画する場面も考えられる。

今後、余剰や需給ひっ迫時に、前日以前から見通しをもって系統運用者が対応しようとするならば、電源Ⅲのより精緻な情報（例えば 48 点）と、実際に期待できる出力としての計画やその利用の確実性を高める仕組みが必要となる。PJM では系統運用者が指令できない電源（セルフスケジュール）は計画の変更を認めておらず、指令外の電源の計画の確実性は高い。

13 2021 年度調整力公募結果では、電源Ⅰ・Ⅱの設備容量は H3 需要比で東京エリアは 65.5%（内、調整可能な量は 44.0%）、関西エリアは 54.2%（内、調整可能な量は 35.4%）(電力広域的運営推進機関(2021d))。

一致から系統運用者による調整に移る時間的な境目として、GC が設けられており、日本では実需給の 1 時間前に設定されている。

わが国では電力システム改革を境に実同時同量から計画値同時同量へ仕組みを変更した。計画値同時同量とは、小売事業者が GC 時点の需要を計画し、計画に即して供給力を確保するものであり、GC 時点での計画値で需要と供給の同時同量を 30 分単位で実現する。実績の需要・供給力と計画の需要・供給力との差をそれぞれ需要・発電インバランスと呼ぶ。

小売事業者の供給力調達手段の一つである卸市場には JEPX（日本卸電力取引所）が運用する前日市場（スポット）と時間前市場がある。小売事業者にとって、電力広域的運営推進機関に前日計画を提出する前に開催される前日市場が主たる調達手段となっており、前日計画提出後から GC まで開場される時間前市場の取引量は少ない。2020 年度実績で全取引の約 99%を前日市場が占めている(電力・ガス取引監視等委員会(2021c))。

調達計画は GC までに再提出できるが、実態は、市場取引の結果を調達計画として取りまとめて提出しなおす必要があることから、調達計画を見直すのにも、一日に数回が事務手続き的な限界と現状では考えられている(経済産業省(2018a))。時間前市場の取引量を踏まえると、GC までに需給一致のために需要想定を見直すことで調達計画を更新し続ける事業者は稀と推測される。

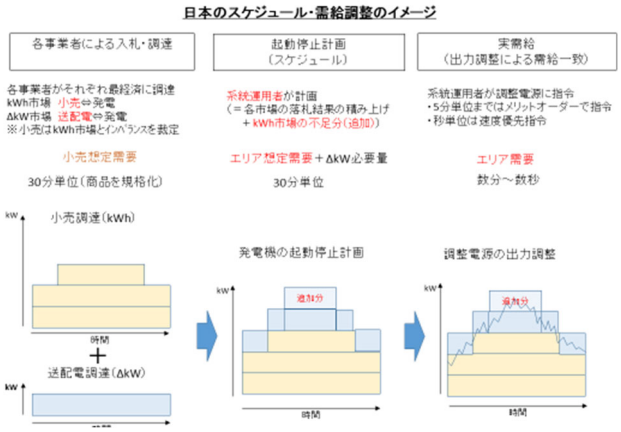


図 3-3　日本の需給確保の概要（現状）

系統運用者は、エリア全体の需要に対して、電源脱落や需要予測誤差など想定される事象に備えて調整力の ΔkW を確保できるよう備えている。具体的には、前日市場後に提出された小売事業者の調達計画の過不足を考慮して、電源Ⅰ・Ⅱを追加起動や出力の持ち替えを行い、急な出力変動に対応できるよう GC 前から準備をしている。GC 後は確保した調整力を用いて、経済性も考慮しながら需給一致を行う。このよう

な調整力を取引する需給調整市場[14]においても、GC 前に確保する ΔkW と GC 後に運用する調整力の kWh を取り扱っている（図 3-4）（前者を調整力 ΔkW 市場、後者を調整力 kWh 市場と呼ぶこともある）。経済性を考慮した EDC 指令は、需給調整市場に入札された上げ／下げ別の kWh 価格（V1、V2）に基づき全国共通のメリットオーダー[15]で出力指令（指令＝落札）がなされる。一方、細かな時間内変動はエリア内で LFC による指令によって、応答速度の速い電源で調整されている。GC 後の需給一致に要した発電事業者への支払いは入札価格に基づき系統運用者が行い、インバランス起因の発電・小売事業者はインバランス料金を系統運用者に支払う。

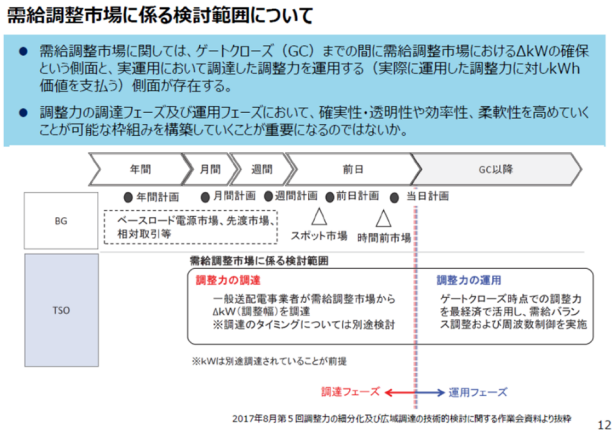


図 3-4　需給調整市場で取引される ΔkW と kWh

出典：経済産業省（2017）

なお、再エネ予測誤差の需給調整の取り扱いとして FIT インバランス特例制度という日本固有の制度がある。特例制度①の場合、系統運用者の前日朝の再エネ出力予測値がその電源と特定契約を結ぶ小売事業者の調達計画となる。特例制度③の場合、系統運用者の前日朝の再エネ出力予測値が前日市場を通じて調達した小売事業者の調達計画となる。本来、前日朝からの出力予測誤差は、出力予測を見直す都度、時間前市

[14] 需給調整市場は 2021 年 4 月に系統運用者により設置された。2021 年度より三次調整力②ΔkW、2022 年度より三次調整力①ΔkW、2024 年度より二次調整力①、②、一次調整力 ΔkW が取引開始される。広域的なメリットオーダーは 2021 年度より 15 分毎、2023 年度より 5 分毎に開始される。

[15] 広域的なメリットオーダーを実現するため広域需給調整システム（運用）が設置され、各エリアの中給システムからインバランス見込量とメリットオーダーリスト（調整電源の調整可能量と単価）を 5 分毎に集約し、インバランス見込量に対し広域的なメリットオーダーに基づき計算された各エリアの調整分担量を中給システムに 5 分毎に配信している（2022 年度までは 15 分毎）。GC 後のメリットオーダー指令を行うことに特化しており、その時点の需給実績に基づく数分から 1 時間程度先の予測値と、配信結果であるエリア間の分担実績を扱っている。そのため各エリアの需給状況（需要や供給力の内訳や予備率など）や数時間先や翌日の需給見通しに資する情報は扱っていない。

場で取引されることを通じて他の電源と差し変えられ、その結果系統全体の発電計画が GC に向かい最適化されていくものと考えられるが、小売事業者は特例制度①③対象の再エネの発電計画を見直さないため、出力予測誤差は時間前市場で取り扱われることはなく GC 後に調整力で調整される。

2024 年度以降

2024 年度から需給調整市場の全商品の取引が開始されるのにあわせ、調整力公募は廃止される。日々必要となる ΔkW は、系統運用者が電源Ⅰ・Ⅱの起動によって確保し、小売事業者の調達未定の穴埋めも行ってきた形だが、2024 年度以降は需給調整市場で電力広域的運営推進機関が設定した ΔkW 必要量[16]だけを調達することになり、系統運用者は緊急時を除き電源の起動指示を行わなくなる。

余力活用契約が新たに設けられるものの、起動されている調整電源の余力の活用に限られる点が電源Ⅱとは異なる。そのため、小売事業者の調達不足が発生した場合、電源の追加起動により ΔkW を追加して、小売事業者の不足を穴埋めすることはできなくなる（図 3-5）。小売の調達に不足が生じた場合、仮に起動できる電源が存在したとしても、系統運用者はその電源を使えない。需給ひっ迫が生じる場合は、インバランス料金が上昇することを通じて、より確実な調達を心がけるよう小売事業者に誘因付けがなされることになる。行動変容に向けての誘因を付与するためには、系統運用者はできるだけ緊急時の手段を発動せずに、需給ひっ迫が市場を通じて解消することを見守ることが求められるのではないか。

このように、2024 年度以降は、系統運用者の ΔkW の確保量が必要量までと変わることから、インバランス料金の水準は小売事業者が同時同量を守る動機付けを確保する点でもより重要となる。

[16]電力広域的運営推進機関が示した考え方に基づき、過去の需要の予測誤差、再エネ出力の予測誤差、時間内変動、電源脱落量などを実績に基づき統計的に計算してあらかじめ定められる（電力広域的運営推進機関(2019a)）。

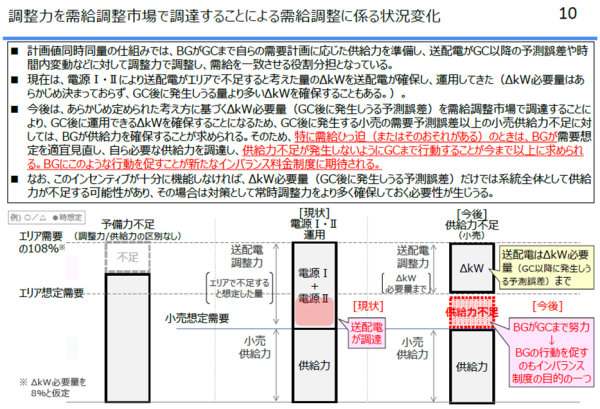


図 3-5　調整力を需給調整市場で調達することによる需給調整に係る状況変化

出典：電力広域的運営推進機関(2019e)

3.2.3 インバランス料金の見直し

インバランス補給に要した費用清算は、実費で料金から補填されることが望ましいが、系統運用者は（旧一般電気事業者が自らの需要に供給する）電源Ⅱを使ってインバランス補填を行う実態があることから、インバランス調整に供した電源を特定することが難しい[17]。したがってインバランス補給に伴うコスト・運用量・確保量を明確に区分することができていない。インバランス料金の設定に当たっては、調整力の限界費用[18]を適用することは可能とされていたが、需給調整市場がないこと、及び調整電源が旧一般電気事業者の小売供給力と一体的に運用されていることから、調整にかかる費用を抽出することが困難[19]であり、当面の暫定処置として卸市場の価格を参照してインバランス料金を算定[20]してきた。

---

17 系統運用者の中給システムは、小売事業者の発電計画とそのインバランス補給を区分けして制御するのではなく、その合計であるエリア全体の需要に対してオンラインで接続された電源（電源Ⅰ・Ⅱ）に起動指令、出力指令を出すことで需給一致を実現する仕組みを具備している。役割分担がなされた以降もこの中給システムを活用していることから、その指令はエリア全体を見て組み替えるため小売事業者の発電計画と必ずしも一致しない。そのためどの電源が小売事業者の計画需要に供給し、どの電源がインバランスに供給したか、特定が難しい。

18 「リアルタイム市場が創設され、需給調整に用いられる調整力の提供への対価が、高い透明性を持って形成されることとなると、この価格をある時点においてインバランス調整に要するコストと考え、インバランスを清算する料金に適用することが可能」と整理 (経済産業省(2014))。

19 「発送電一貫体制の下で一般電気事業者が系統運用者としての「系統エリアのインバランス管理」と発電・小売部門としての「自社の発電・需要の管理」を一体として行っているため、厳密なコスト等の抽出が困難」と整理（経済産業省(2008))。

20 「全国市場であり取引量に一定の厚みがあれば、価格の妥当性・透明性が高い」ことを利点として選択された (経済産業省(2014))。

2022 年度以降

2021 年度の需給調整市場の開始により、インバランス補給に要した費用が、需給調整市場の入札価格に基づく広域的なメリットオーダーの結果として明らかになる。これを機に 2022 年度以降、インバランス料金は卸市場価格に補正をかけて算出する従来の方法から、調整力の広域メリットオーダーの結果としての調整力の限界費用から算定されるように見直される。需給調整市場の開始によって調整力の広域的なメリットオーダーでの発動は 5 分毎になされ、この粒度で限界費用が明らかになる。

一方、インバランス料金は 30 分コマ単位で価格付けがなされることから、5 分毎の限界費用を 30 分のインバランス料金に変換する必要が生じる。そのためコマ内で上げ下げを相殺して加重平均するといった措置や、電源 I ダッシュの調整力限界費用への取り込みなどの措置が併せてとられることになる。

需給ひっ迫発生時には、電気の稀少性をインバランス料金に反映するために、広域予備率の不足度合に応じて価格が人為的に高騰するひっ迫時価格補正の仕組みも導入される。広域予備率 3%の時点で 600 円/kWh（2022 年度から 2023 年度の間は暫定的に 200 円/kWh）が上限とされた(電力・ガス取引監視等委員会(2021a))。

表 3-2　インバランス料金の見直し

	現在	**2022 年度以降**
予備率単位	エリア	広域化
調整力発動単位	エリア内メリットオーダー （電源Ⅰ・Ⅱ設定価格）	広域メリットオーダー （需給調整市場入札価格）
インバランス料金 地理的単位	エリア別	全国共通（地域間連系線混雑による分断あり）
インバランス料金 算定方法	卸市場×α＋β＋k（1）	調整力限界費用の加重平均 ※電源 I ダッシュ含む
需給**ひっ迫時の補正**	計画停電、使用制限時：200 円/kWh※2021.1 需給ひっ迫時も適用されその後予備率によって 80 円/kWh に引き下げ	広域予備率に応じたひっ迫時補正（3%以下で 200 円/kWh※）※2024 年度から 600 円/kWh を原則

これらの見直しにより、調整力への過度な依存を避け、同時同量を従来以上に遵守する行動が各事業者に求められることになる（図 3-6)。小売事業者の行動が変わり、これまでの調達未定から、相対契約などへの移行がなされるようになれば、長期的に設備容量や燃料が確保されることが見込まれる。このことにより、短期的な需給ひっ迫時に供給力不足となる事業者が減少し、ΔkW を追加確保する必要性が低減することが期待される。インバランスの政策議論においては、小売事業者の負担が注目されがちであるが、重要な点は小売事業者を中心にした行動変容が起きるのか、行動変容の背景にあるインバランス料金の価格水準が十分かどうかも注視されるべきであろう。

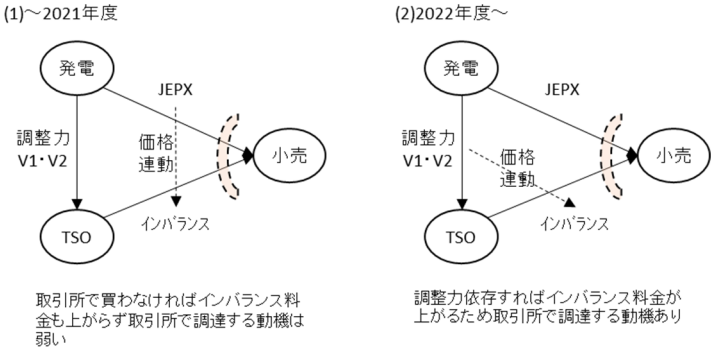


図 3-6　調整力限界費用を反映したインバランス料金への見直し

なお 2022 年度以降のインバランス料金の見直しにおける政策議論では、その過程で、見直しに対する賛否が鋭く対立した。インバランス料金が高くなることは事実上の参入障壁となるという意見や、ペナルティとして高すぎるという反対する意見が見られる一方で、インバランス料金の見直しを契機として、小売事業者が自らヘッジするなどしてインバランスを出さない努力を行うこと、また発電事業者が市場供出することによりエリア全体の需給を改善されるといった賛同の意見もあった。これらの賛否に対立が続き、約 2 年程度議論がなされた(電力・ガス取引監視等委員会(2019a、2019b))[21]。

「インバランスを発生させた者に合理的な負担を求める（発生させたインバランスが合理的な価格で清算される）とともに、系統利用者に適切なインセンティブを与えるものとなるよう、①インバランス料金が実需給の電気の価値を反映するようにし、②関連情報をタイムリーに公表することが重要」という考えに基づき「コマごとに、インバランス対応のために用いられた調整力の限界的な kWh 価格を引用する。（卸電力市場価格に基づく補正の仕組みも導入）需給ひっ迫時における不足インバランスは、系統全体のリスクを増大させ、緊急的な供給力の追加確保といったコスト増をもたらすことを踏まえ、そうした影響がインバランス料金に反映されるよう、需給ひっ迫時にはインバランス料金が上昇する仕組みを導入する」との考え方が示された (電力・ガス取引監視等委員会(2021a))。

先物市場が未成熟などヘッジ手段が限られるなか[22]、リスク回避のための手段の整備状況などを確認し 2024 年度には 600 円/kWh とすることを原則としつつ、経過措置として暫定的に上限価格を 200 円/kWh に引き下げる措置がなされた。

このインバランス料金に上限を設けることは、需給ひっ迫時の卸市場価格の際限な

[21] この点、電力・ガス取引監視等委員会における電力広域的運営推進機関のプレゼン資料を参照(電力広域的運営推進機関(2019c))。
[22] 実際、リスクを定量的に管理しリスクに見合った機動的な取引を実行している事業者は 27%にとどまる（経済産業省(2021d)）。

い価格高騰を抑える効果（図 3-7）があり、2021 年 1 月の需給ひっ迫時にはこの効果が見られた[23]。インバランス料金の上限価格は供給力側対策の上限価格となることを示し、これ以上のコストをかけた供給力側対策を行わず需要側の対策に移る水準とも言える。

欧米ではこの上限価格の水準を VoLL（停電コスト：Value of Lost Load）と呼ぶこともある所以である。このように考えると、最終的に需要側対策で影響を受ける需要家の納得性のある価格水準であることも認識しておく必要である[24,25]。

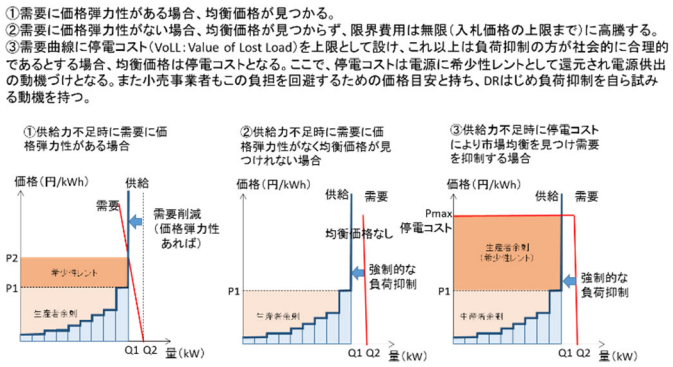


図 3-7　供給力不足時に上限価格を設けることの意義

3.2.4 緊急時の扱い

厳気象による需要の上昇や電源トラブルの多発など、想定されない事態によって供給力が不足し、需給ひっ迫が発生・継続する場合が考えられる。こうした緊急時においては、系統運用者による電源 I ダッシュの発動や系統運用者間の需給ひっ迫融通が行われることになるが、今ではこれらの対策が毎年のように発動されており、その発動がもはや需給ひっ迫であるとの受け止めが薄らいでいることが懸念される。こうした緊急時の対策を行った上でも、なお供給力が不足する場合、すべての稼働可能な電源を稼働すべく、系統運用者や電力広域的運営推進機関が要請することで、電源Ⅲや自家発の発動が行われ、その後には需要側の対策として電圧低下による需要抑制がなされることになっている。これでも供給力が不足する場合は、国の判断によって節電要請や使用制限令、計画停電という手段を使うことで、需要を抑制し、系統全体の停電を避ける手順が定められている(電力広域的運営推進機関(2020a))。

---

[23] 卸市場価格は売り切れにより最大 251 円/kWh まで高騰したが、インバランス料金の上限価格を 200 円/kWh とする措置が導入された以降、市場価格はこの価格を超過することはなくなった。(経済産業省(2021i))

[24] 小売事業者の負担に視点が偏りがちであるが、需給ひっ迫は負荷遮断につながる可能性があり需要家の負担を忘れてはならない。

[25] VoLL を含めた電力システムの経済的な側面については金本（2022）が詳しい。

3.2.5 広域化の進展

日本は欧州型の同時同量制の市場整備、需給の仕組みへの移行を進めており、2024年度の容量市場、需給調整市場の完成によって移行はほぼ完了することになる（図 3-8）。

現在も年初における供給計画の評価、需給検証の評価はエリア毎でなく広域的な予備率で評価されている。日々の調整力の確保・運用も、2021 年度に調整力のメリットオーダーによる広域運用が開始され、需給調整市場での広域調達、広域運用へ段階的に移行する予定である。これにより予備率管理をエリア毎に行う必然性はなくなり、2022 年度から広域的な管理となる。電源 I ダッシュについても、従来の仕組み（エリア内で需給ひっ迫すれば、まず電源 I ダッシュが発動され、その後、需給ひっ迫融通でエリア間調整される仕組み）から、広域的な予備率に基づく発動となる。

インバランス料金も系統混雑がなければ全国同一料金になるよう見直される。これにより、広域的な需給ひっ迫度合いが市場参加者も含め定量的に可視化され、系統運用者も自エリアの所属する広域的な予備率の水準が分かるようになる。

わが国における需給調整の仕組みは以上で一通り整うことになるが、様々な課題があることはここまでの議論でも触れたとおりである。わが国における課題の整理と今後の方向性を考えるうえで、欧米の事例は参考になる。第 4 章では欧州としてドイツの事例を、第 5 章では米国として PJM の事例を取り上げたい。

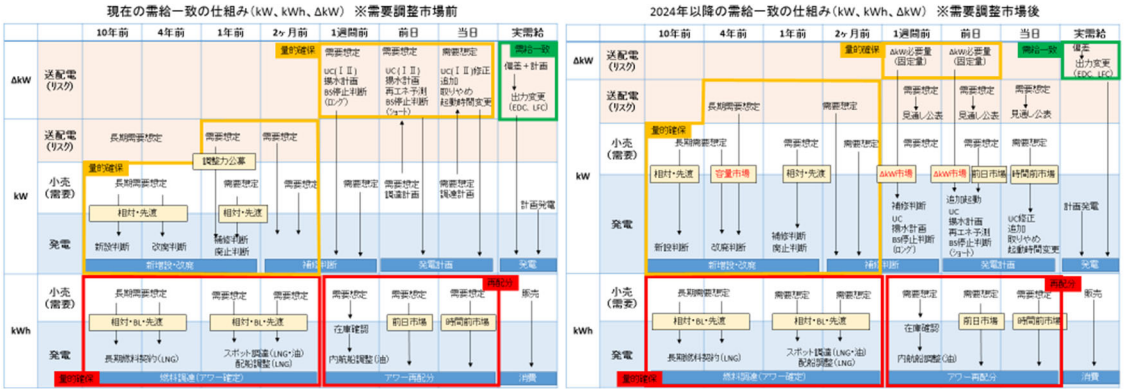


図 3-8　需給一致の仕組み（kW、kWh、ΔkW）の変化

4　海外事例（欧州ドイツ、分散市場）

4.1　ドイツの自由化の背景・経緯[26]

ドイツでは、1996 年の EU 電力自由化指令を踏まえて、1998 年に小売の全面自由化がなされ、2000 年にエネルギー市場が設置された。ドイツ国内の 4 つの系統運用者は、2001 年にそれぞれのエリア内で公募により調整力の調達を開始した。2006 年に

[26] 本章の記載は主に海外電力調査会(2019a)、古澤・岡田(2015)を参照。

は 4 つの系統運用者がドイツ国内全域から共通の需給調整市場での調達を開始した。2008 年にはエネルギー市場の国際取引が始まり、2011 年には調整力の国際運用が開始された。その後、インバランス料金の見直しや、取引単位（コマ）、GC の短縮などの見直しがなされている。これらの経緯を見ると、大きくはまず小売の自由化を行い、その後電源側の競争環境を整えるというわが国と似た流れとみなせるだろう。

欧州は広く交流連系されており、ドイツも隣接国と多くの連系線で接続されている。設備容量（kW）の量的十分性（アデカシー）は 10 年先まで欧州大で LOLE（Loss Of Load Expectation）で評価されている（ENTSO-E(2020a)）。近年は調整力（IGCC など）の運用を欧州大で調整する仕組みが順次導入されており、これにあわせて調整力の容量も欧州大で取引が開始されている。

欧州各国とも市場の仕組み、調整力の要件などが異なるため、これを合わせながら市場の統合が進められている途上にある。水力が豊富な国、原子力が豊富な国など各国特徴があり、欧州大で市場を共有することで電源ポートフォリオを拡げ、エネルギーや調整力を相互に共有するメリットやリスクの分散を欧州大で共有している。

2015 年の政府の whitepaper によると、当面設備容量が十分にあること、国際連系線容量も大きく他国からの応援に期待でき欧州大で量的十分性は確保できることを理由として、容量市場を設けるよりも予備力を持っておくことが安定供給を効率的に実現できると整理し容量市場は設けていない(BMWi(2015))。

4.2　制度の概観、エネルギー市場の意味、相対との関係、再エネの処理

分散型市場

欧州の市場は分散型（decentralization, self-schedule/dispatch とも呼ばれる）を採用している。需要を賄うエネルギー（kWh）は小売事業者が自らの需要分をエネルギー市場のみならず相対取引、自社電源などを組み合わせて調達することで同時同量を満たし、周波数調整を行う調整力は系統運用者が需給調整市場にてその容量（ΔkW）を調達して需給一致させる。複数の系統運用者のもとで調整力を取引できることも特徴である。

分散された様々な市場でそれぞれが自らの必要量を調達し、その調達結果をもとに発電事業者が電源の起動停止計画（スケジュール）を立てることから分散型市場と呼ばれる。計画に含まれずに停止した電源は、GC 後に稼働できない。安定供給を担保する当日の電源の起動量の十分性は取引結果で決まることから、小売・発電の各事業主体が自らの責任を全うすることが前提になる。GC 以降は、小売事業者が調達過不足によって発生したインバランスに対して、系統運用者が調整力の出力調整によって補填をして需給一致を果たしている。

多くの売り手と買い手が頻繁に取引を行うことから、取引単位を取引しやすい形（時間単位、入札単位）に定型化する必要がある。電源の起動停止や最低出力など

様々なコストは、この定型化された市場商品にあわせて kWh 価格、ΔkW 価格という形に変換されて入札される。独立した複数の商品市場があることから、商品間の取り合いや市場間の裁定に気を付けて制度設計をしないと、安定供給に影響を与えたり、システム全体のコストが増加したりする可能性がある。

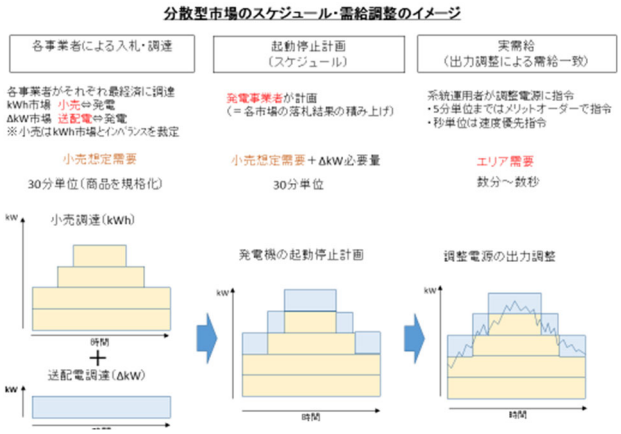


図 4-1　分散型市場の概要

ドイツの制度の概観

ドイツでは、バランシンググループ（BG）を介して需給調整が行われる。BG の責任者は 15 分ごとにバランシンググループ内の発電と消費のバランスを取ることを担当し、BG の発電と消費の間の偏差に対する経済的責任を負う（BMWi(2005a, 2005b)）。BRP（Balancing Responsible Party）とよばれる BG が、実需要と実発電の同時同量に責任を持ち、エネルギー市場、相対取引、自社保有電源などを活用して GC まで調達量の修正を行い、需要分の供給力を確保する。再エネは BRP[27]がエネルギー市場で取引しており、その予測誤差も時間前市場の取引を通して BRP が調整する。

ドイツにおける調達手段を比較すると、ドイツはエネルギー市場に比べ、相対契約の取引量が高い（図 4-2）。服部徹(2017)によると、ドイツにおいて相対契約の比率が高い理由は「小売市場における顧客の多くが、一定期間、単価を固定した契約を求めており、リスクヘッジのニーズが自由化当初から顕在化していたこと」とされる。相対取引は数年先から前日段階まで多くの商品があり、取引しやすいよう契約も標準化されている。同じ 1kWh の取引が複数回行われるため取引量も多い。

[27] FIT 対象の再エネは系統運用者が BRP としてエネルギー市場供出している（電力広域的運営推進機関(2018a)）。

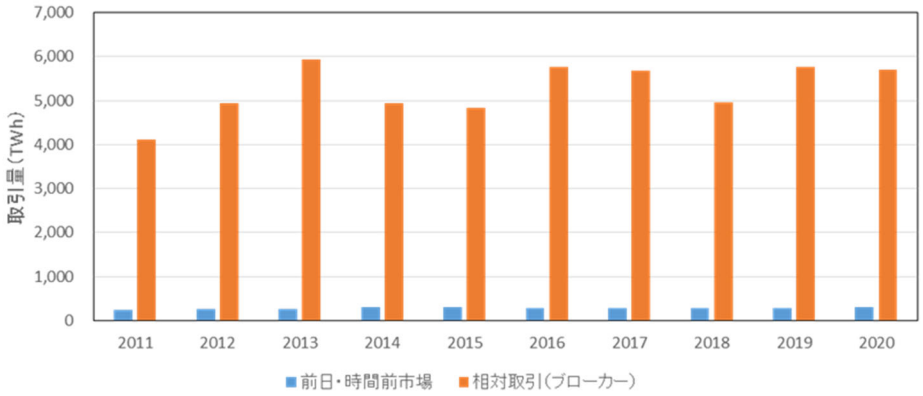


図 4-2　ドイツの相対取引（ブローカー）と前日・時間前市場取引量の推移

出典：BNetzA(2013, 2014, 2016, 2018, 2019, 2021a, 2021b)

エネルギー市場は EPEX、EXAA、Nord Pool など欧州大に開かれた前日市場（スポット)、時間前市場（スポット、随時）があり、ここで BRP は自らの需要に必要な量の調達を行う。特に時間前市場は需要や供給力の不確実性や再エネの予測誤差を補正し、自らの需要と供給をあわせるための場として重要性を増している。同時同量を果たすべく、GC まで市場を通して補正を続け、BG 間で供給力を交換し続けることで、再エネも含めた事業者間のメリットオーダーが実現されている。

再エネは実需給に近づくほど天候の不確実性が減り予測精度が上がる。BRP がインバランスを減らすよう、エネルギー市場の単位（コマ）は 15 分に、そして GC は 5 分にまで短縮されている[28]。これにより、時点差に起因するエネルギー市場の価格とリアルタイムの価格（調整力の発動価格）との価格差は小さくなる。再エネの増加に伴い、時間前市場の取引量は年々増加しており、エネルギー市場全体の 25%を占めるまでになっている（図 4-3)。欧州ではガスパイプラインが整備され、ガスタービン発電機のように起動時間が短い電源が多く存在することから、時間前市場の流動性があるものと考えられる。

[28] コマは 30 分単位から 15 分単位に、GC は 75 分から段階的に短くされ 5 分になっている。(古澤(2019)、EPEXSPOT (2021c))。

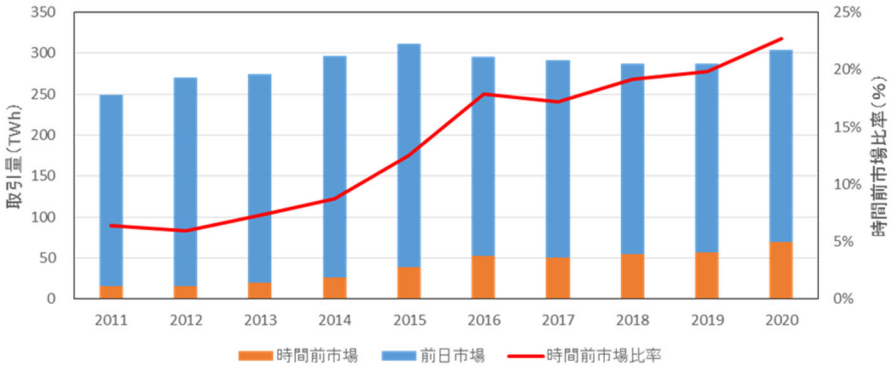


図 4-3 ドイツのエネルギー市場の取引量と時間前市場の占める比率

出典：BNetzA(2016, 2021a, 2021b)

エネルギー市場ではネガティブプライス（負の価格）が導入されている。変動性のある再エネ電源の増加に伴う供給過剰（余剰）への対処として発電抑制を必要とし、負の価格は市場参加者へのシグナルとして機能する。電源の停止・再起動費用を考えると負の価格でも稼働と続けることが合理的な電源も存在するが、負の価格の導入によって、フレキシブルな電源導入へのインセンティブにもなる。なお 2019 年の前日市場で 211 時間（39 日）、時間前市場で 241 時間（44 日）に亘って負の価格が発生している (EPEXSPOT(2021a))。

系統運用者は GC 後のインバランスに対し、あらかじめ調達した調整力を用いて調整する。ドイツでは発電事業者の余力は活用されない。ドイツ国内に系統運用者は 4 事業者存在するが、調整力は共通の需給調整市場で BSP（Balancing Service Provider）と呼ばれる調整力提供者から容量（ΔkW）を調達し、系統運用者間の不足余剰を相殺（インバランスネッティング）した量に対して共通のメリットオーダーリストに基づき出力指令がされている。メリットオーダーできない細かな変動についても共通で指令し需給一致している。

近年では調整力の調達、発動は欧州大になされつつある(ENTSO-E(2018a, 2020b))。調整力の確保量（ΔkW 必要量）は、過去の需要想定のずれ、再エネ出力想定のずれ、電源脱落リスクなどの実績に基づき、統計的な観点からあらかじめ決められ、定期的に見直しされている（電力広域的運営推進機関(2018a)）。

電源の起動停止計画は、これら BRP・系統運用者の各市場による調達結果に基づき発電事業者が立てる。当日の電源の起動量の十分性（セキュリティ）はそれぞれの取引結果によって決まり、系統運用者の調達量はあらかじめ決まっていることから、BRP が調達不足とならない行動をとることが重要になる。

BRP の調達の過不足は系統運用者があらかじめ確保した調整電源で補填し、系統運用者が BRP とインバランス料金で清算する。インバランス料金は調整力の限界費用

から算定されたインバランス料金で、エネルギー市場と同じ15分単位で系統運用者と清算する。需給ひっ迫時にはこれを回避する動機をつけるため価格の補正が行われる。

容量市場は設けられておらず、一部の電源を対象として緊急時に活用できる戦略的予備力を確保している。戦略的予備力となった電源は、固定費が支払われるものの、非常時を除き卸電力市場への参加を制限されている。緊急時のみ活用されるものであり、わが国の電源Ⅰダッシュ（容量市場後は発動指令電源）と同じ機能の供給力と言える。

4.3　インバランス料金による発電・小売事業者への規律・動機付けの背景[29]

ドイツでは、インバランス料金はメリットオーダーで発動された二次調整力（SCR：Secondary Control Reserve）と三次調整力（MR：Minute Reserve）のkWh の限界費用を反映している。調整力の容量確保に要したコスト（ΔkW）は、インバランスに対して系統全体で備えておく費用であり、託送料金で回収される。発動された時間単位の限界費用をインバランス料金とすればよいのだが、インバランス料金は 15 分単位であり、時間粒度が合わない[30]。そのため、個々の瞬間の調整力の限界費用を 15 分単位のインバランス料金にみなす処理が必要となる。当初、15 分間の総コストをインバランスの総発生量で割って平均（分母分子共に上げ下げは相殺されている）をとった価格をインバランス料金とすることとされた。その後、みなし計算の都合上、稀に生じる価格スパイクや、調整力市場の後にエネルギー市場が開かれるという市場開場時期の差により、調整力の単価が予見できることによる裁定行為や、需給ひっ迫時にインバランスへの依存を回避させる必要性などの課題が発生した。これらの課題に対応し、インバランス料金に上下限を設けることや、需給ひっ迫時に価格を引き上げるといったインバランス料金の見直しがなされた。2012 年 12 月に行われた具体的な見直し事例とその際の議論を注 31 に紹介する（BNetzA(2012)）[31]。

---

[29] 本節の議論は、例えば BMWi(2015)、古澤(2019)、BNetzA(2012)、古澤・岡田・後藤(2014)、三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング(2019)、Tennet(2020)を参照のこと。

[30] 欧州大で調整力を配分指令するシステムでは、SCR の指令値は 5 秒毎に、MR の指令値は 15 分毎に計算される(ENTSO-E(2020b))。SCR、MR の動作量がインバランス料金の算定に用いられる。

[31] 2012 年 2 月にエネルギー市場価格の高騰と需給ひっ迫が発生し、ここで BRP が意図的に需要を低く見積もった調達を行ったことが疑われた。エネルギー市場で必要な量を調達するよりも調整力に頼る方が安価であったからではないかと推測され、エネルギー市場価格と調整力の価格の分析からも、調整力の価格が実際にはエネルギー市場価格よりも低いことを示していたとされる。このインバランスが増加した実績により翌年の系統運用者のΔkW 必要量が 351MW（約 17%）増えることになった。そこで以下 2 点のインバランス料金の補正が行われた。

（補正①）供給不足の場合、BRP がエネルギー市場で支払う必要のあった価格よりインバランス料金が低くならない補正を追加。これは、インバランス料金に用いられる二次調整

この見直し前後も含め、図 4-4 にドイツのインバランス料金の推移を示す。最大価格は上昇傾向にあるが、平均価格にその傾向は見られない。BRP はインバランスを出さなければインバランス料金による支出は発生しない。インバランス料金が上がってもインバランスを回避するように BRP の行動が変化することで、BRP のインバランス負担は必ずしも増えていないことと整合的である。

力の価格が一週間前に示されるため、調整力に頼ってエネルギー市場の調達を回避しようとする BRP の行動を妨げることができない課題を解消している。

（補正②）調整力の使用率が 80%を超えた場合にインバランス料金を上積み（0.5 倍もしくは 100 ユーロの大きい方を加算）の補正を追加。調整力がごくわずかな状態においては、系統が非常に短時間でセキュリティの限界に達する可能性があるため、BRP が短期的に予防措置としてインバランスに対応するための追加の金銭的インセンティブが必要との考えに基づく。インバランス料金を常に高くせず、平時の負担を減らしながら、需給ひっ迫時にのみ BRP がインバランスを回避する追加インセンティブを与えることが合理的と整理された。

これら補正によるインバランス費用への影響は、2011 年度の実績データに基づき評価されており、補正①によるインバランス費用は、337 コマ（約 1%）が補正対象となり 0.3%増加、補正②によるインバランス費用は、382 コマ（約 1%）が補正対象となり 14%増加（年間合計で約 3 億ユーロ）すると試算された。これは、BRP が仮に同じ行動をとることを前提としており、実際は、BRP の行動が変わりインバランスが減ること、また調整力必要量も減少することにより、費用増加の影響は緩和されることが期待された。

この見直しにおいては以下のような議論がなされている。

（議論①）BRP が同時同量を個々に改善するのではなく系統運用者の調整力の確保量を増やすべきではないか、という意見。

これに対し、調整力必要量は前年のインバランス実績に基づき定期的に見直され、今回の事例では 17%超増加する結果をもたらした。このコストは託送料金を通じて需要家が負担することになる。調整力必要量を増やすことによる需要家のコスト増と引き換えに、BRP が同時同量を果たす努力を緩和するという意見である指摘された。

（議論②）需給ひっ迫への影響程度がごくわずかな事業者も同じ割高なインバランス料金で支払わなくてはならないのかという意見。

これに対し、需給バランスは各事業者が連帯して一致させる仕組みであり、各 BRP は自らの行動の結果として生じる調整力の利用に影響を与えていることから、インバランス料金の水準は各 BRP がひっ迫に与えた影響が大きいか小さいかに拠らず、この支払額が自ら発生させた量に応じた量となることで考慮されるものと整理された。

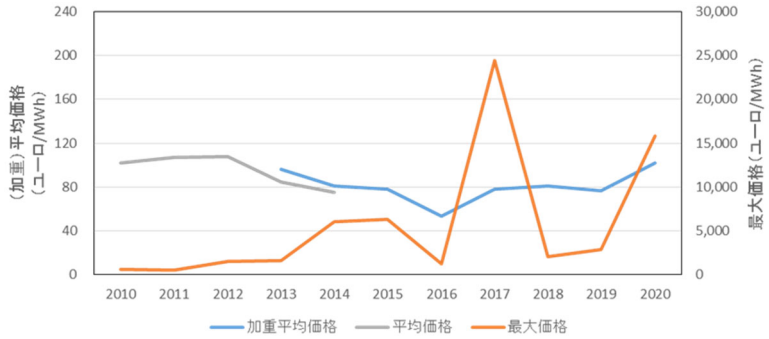


図 4-4　ドイツのインバランス料金の推移

出典：BNetzA(2016, 2021a, 2021b)

以上、ドイツのインバランス料金の考え方の変遷を述べてきたが、小売事業者が自らの需要を満たすために供給力を確保するという原則の下、インバランスを出さない動機付けをするための見直し（図 4-5）であり、裁定によるインバランス依存の芽を摘む努力の歴史であるとも言える。あわせて GC を短縮することによりこの動機に基づきインバランスを減らすことができる環境も整えている。

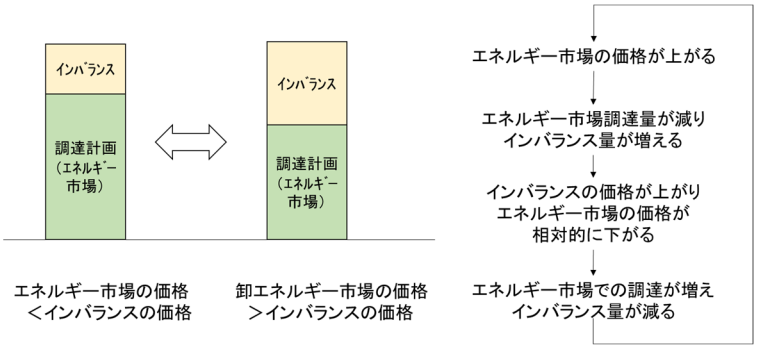


図 4-5　市場間の裁定によるインバランス料金とインバランス量の関係

5　海外事例（米国 PJM、集中型市場）

5.1　自由化の背景・経緯[32]

米国では、需要の伸びの鈍化に加えて、環境規制の強化や経済性のある小規模電源（例えばガスタービン）の登場を背景に、発電事業者にエネルギー市場を開放する公益事業規制政策法（PURPA）が 1978 年に制定された。1992 年には、エネルギー市場の競争促進を目的にエネルギー政策法（EPACT92）が制定され、エネルギー市場が自由化された。公平な市場を形成するため FERC より複数の Order が発出され、自由

[32] 本節の詳細は、内藤(2018)、海外電力調査会(2019b)、JICA(2004)、米国送電システム研究会(2020)を参照のこと。

化決定後の市場環境整備が進められた。例えば 1996 年に系統運用の効率化と中立性を担保すべく ISO（独立系統運用者）の設置を求める Order888、情報アクセスの公平性を求める Order889、1999 年に ISO 中立性のさらなる強化を求める Order2000 が発出されている。こういった動きのなかで 1998 年に PJM は ISO（Independent System Operator）となり、徐々に対象エリアを拡大して現在に至る。電源の競争から始まり、2000 年の小売自由化に向けて、段階的に改革が進められたと評価できる。

5.2　集中型市場としての制度の概観

集中型市場（centralization、centralized-schedule/dispatch）とは、全ての電源の情報を把握した系統運用者が、起動停止計画、出力指令することで需給一致を行うものであり、一種の統制された市場といえる（集中的に管理された需給調整の仕組み）。エネルギー配分や周波数維持に要する費用は、系統運用者が小売事業者からの需要に応じて徴収し、発電事業者にその貢献に応じて分配する。米国では、こうした集中型市場をプール市場とも呼ぶ。経済性に基づき集中的に安価な電源から指令されて需給調整が行われる姿そのものは市場と捉えることもでき、系統運用者は市場運営者ともなる。そのため、系統運用者の中立性は強く求められ、非営利の事業者として独立し ISO となることにつながった。

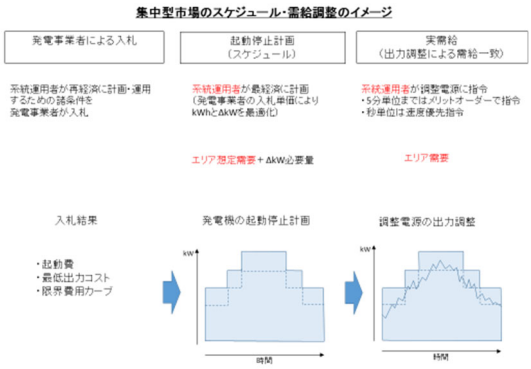


図 5-1　集中型市場の概要

PJM の制度概観

ISO はエネルギー市場と需給調整市場を開設しており、前者のエネルギー市場は kWh コストを限界費用で決済し、需給調整市場（アンシラリー市場）はその調整能力の確保にかかわる費用を取り扱う。計画的な運転を希望する電源も市場で運転を決めたい電源も、すべての電源が ISO に入札する必要[33]があり、ISO は系統の混雑や調整力の容量確保などの制約を考慮して全ての発電機の起動停止計画（信頼度制約付起動停止計画、SCUC：Security Constrained Unit Commitment）を前日に決定する。実

[33] 容量市場（RPM）落札電源は停止時、マストラン時においても入札義務がある。

需給ではこれらの発電機に対して系統制約を考慮したメリットオーダー（信頼度制約付経済負荷配分、SCED：Security Constrained Economic Dispatch）で 5 分毎の出力を決定・指令し、これがリアルタイム市場（RT 市場）の落札結果となる[34]。5 分以下の変動は、ISO が発信する周波数偏差に基づいた信号をあらかじめ需給調整市場で確保された速度の速い調整力（regulation）に送ることによって調整され周波数一致が行われる。

発電機の起動停止計画（SCUC）

ISO は、系統全体の需要を充足するエネルギー（kWh）と調整力の確保量（ΔkW 必要量）を確保した発電機の起動停止計画を系統制約に考慮して立案する。需要・供給力の不確実性に対応するための ΔkW 必要量は、過去の需給状況の実績に基づき、その能力毎にあらかじめ決められている。この計画は、前日市場に入札された起動費用、最低出力コスト[35]、限界費用カーブの 3 つの費用に加え、需給調整市場に入札された調整力提供価格を基に、調整力容量確保のための機会損失費用[36]などを考慮して、需要すなわちエネルギー（kWh）と調整力（ΔkW）が最経済で確保できるように計画（co-optimization）される。この 3 つの要素による入札は Three Part Offer[37]呼ばれ、欧州や日本が kWh 価格、ΔkW 価格に電源の運用に係るコストを加味して入札させているのに対して、物理的な電源の運用にかかるコストの要素を入札させ、系統運用者が全体を最適化する点に特徴がある(Giacomoni(2018a,b)、PJM(2018a))。

揚水発電は、発電事業者がポンプ・発電を入札することも認められているが、ISO が用意した最適化ツールにより、価格の安い時間帯にポンプし、価格の高い時間帯に発電することを ISO に委ねることも選択できる。ISO が一日を通した発電計画を立てる中で、すべての電源の価格を踏まえて全体最適な揚水運用を実現しており、この値差は発電事業者の収益となる。ポンプ遮断[38]も予備力として評価され取引されている

[34] EDC によるメリットオーダーは、ある限界費用における各発電機の出力の合計が需要と一致する場合の限界費用を最経済となる各発電機の出力とする「等λ法」により行われるが、発電機の限界費用曲線の集合である供給曲線と需要の交点で価格が決定される市場落札の方法と同じである。

[35] 最低出力コスト(no-load cost)とは出力ゼロの時の発電コスト。発電機が系統に並列し続けるためのコストであるが、実際出力ゼロで発電機は動かない。出力に応じたコストカーブでメリットオーダーするために必要な要素である。セルフスケジュールは該当しない(PJM (2011))。

[36] 機会損失費用のような Three Part Offer 以外の費用は uplift として支払われる。

[37] Three Part Offer の起動費用、最低出力コスト、限界費用カーブの 3 つは起動停止計画に用いられ、出力配分は限界費用カーブを用いる。

[38] 揚水が上池に汲み上げ（ポンプ）中は電力を消費するので需要とみなす。ポンプを停止すること（ポンプ遮断）は需要減となり、系統上は供給力追加と同等の効果がある制御性のある需要（DR）とも言える。なお汲み上げ量が減るため、後の時間の発電可能量が減少することにも留意が必要となる。

(PJM(2020a)、Giacomoni(2020))。

当日の電源の起動量の十分性（セキュリティ）は、容量市場落札電源に入札義務があり、これら電源を ISO が集中管理して起動停止計画を決定・指令することで確保される。そのため、小売事業者の調達インセンティブ設計に悩む必要はない（他方、第 4 章でも述べた通り、欧州は小売事業者の調達行動により当日の電源の確保量が左右される仕組みである)。調整力は、出力到達時間（10 分、30 分)、同期・非同期に分類されメリットオーダーされる調整力と、応答速度が速く高い指令追従性を求められる調整力に分類される。

発電機の出力配分（エネルギー市場）[39]

PJM では前日市場（DA 市場）とリアルタイム市場（RT 市場）の 2 つのエネルギー市場がある。以下で詳述する通り、前日午前中での前日市場の決済、午後での起動停止計画、そして当日のリアルタイム市場での決済となる。

前日市場は、発電事業者が売り出し希望量・価格を、小売事業者が調達希望量を入札する市場であり、物理的な拘束力を持たない金融的市場である。

その後、起動停止計画が組まれる。当日は起動停止計画により不要な電源は起動指令されないことから、起動停止計画に含まれた電源以外は（短時間で起動できるガスタービン等を除き）当日の市場に参加できない。再エネの増加に伴い前日の起動停止計画以降も実需給までの入札価格の変更を認めている（intraday offer）が、前日市場での価格を超えた再入札は禁止しており、起動停止計画前に安値入札してその後高値再入札することによる市場価格の高止まりやゲーミングを防止している。

実需給においてエネルギー（kWh）価格は、リアルタイム市場（5 分毎）で決定される。系統全体の需要とすべての発電機の入札結果に基づき、系統制約など技術的な配慮事項が考慮された 5 分単位の決済（SCED）がなされる市場であり、この都度の決済によって各発電機の出力値も決まる。リアルタイム市場の決済価格は価格順（メリットオーダー）で表現できる最小時間単位のエネルギー価格であり、これが最終的な電気（エネルギー）の価値と言える。小売事業者は購入を希望する需要量や希望価格を入札するのではなく[40]、実際に消費した需要に対してリアルタイム市場の決済価格で支払うことが求められる[41]。

両市場の清算は、前日市場調達分は前日市場の価格で、実際の需要との差はリアルタイム市場の価格で清算される（two-settlement）(PJM(2016))。前日市場は調達希望量を前日市場の価格で固定できることから、小売事業者から見れば、前日市場はボ

[39] PJM(2021b)を参照のこと。
[40] 価格によって抑制できる需要（price sensitive demand）はその価格と量を入札でき供給力同様に市場で落札されるがその量は限定的であり、本文では制御性のない需要の扱いを前提に記載している。
[41] 調整力に要した費用も需要比で小売事業者に請求される(PJM(2021a))

ラティリティの高いリアルタイム市場の価格を固定できるヘッジ市場ともいえる。系統運用者の視点からは、翌日の需給を見通せること、起動停止計画を通じて起動時間のかかる電源に発電準備のコミットを与えること、また、翌日の需給状況・価格を市場に示すことで、例えば需給ひっ迫時には需要抑制や追加供給力の供出を促すようなシグナルを市場参加者に送ることができるなどといった意味合いも持つ。まとめるとエネルギーの価格は物理的に拘束するリアルタイム市場で決まり、金融市場である前日市場はヘッジ市場とみなせる。なお、ほぼ全ての需要が前日市場で取引されているのが実情である[42]。

かつてのプール市場では市場外での相対契約が禁じられていたが[43]、現在の米国のプール市場では市場外で相対契約や電源を自社保有することは許容されている。相対・先物市場とプール市場の間の牽制によって価格の高止まりが防ぐことができる(西村(2000))と評価される（図 5-2)。

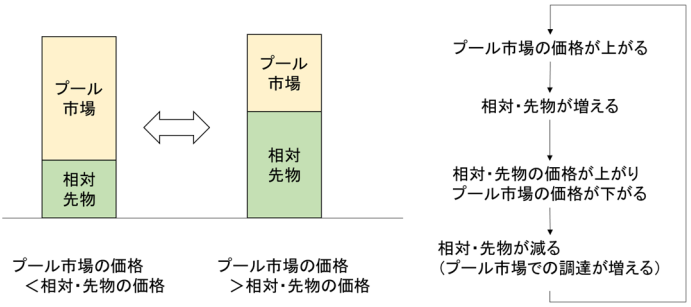


図 5-2　相対・先物市場とプール市場の間の牽制による価格均衡

市場にて全ての電源の起動停止・出力が決定されるが、停止コストが大きいことや技術的制約などから発電を継続したい電源や出力を固定したい電源もある。起動停止・出力のそれぞれについて、自らで決めるセルフスケジュールと市場に任せるプールスケジュールから選択ができる。ただセルフスケジュールを選択しても、あくまでもプール市場の中で決定されるため、入札する必要がある。市場においてセルフスケジュールはプライステイカーとなり、前日市場への入札が義務づけられ、起動停止計画に組み込まれた以降はプールスケジュールに変更できない。セルフスケジュールは自ら運転を決められることから最低価格で入札されたものともみなせるが、プールスケジュールに変更するということは値上げ変更を意味し、起動停止計画に本来含まれるべき電源をリアルタイム市場から排除し、全体の経済性を損ねるおそれがあるため

[42] 2019 年度の実績では DA 市場の取引量は RT 市場の取引量の 97.4%を占める (Monitoring Analytics, LLC(2020))。
[43]過去、カリフォルニアやイギリスのプール市場では相対契約が禁止されており、市場価格の高止まりなどの弊害が発生していた(野村・草薙(2017))。

と考えられる。またその提出した計画値から出力が逸脱した場合は、調整力費用の負担が求められる。2020 年の実績では、主に水力、原子力が起動・出力を固定したマストランを選択し、太陽光や風力は起動を市場に委ねるものの落札の蓋然性の高いマイナス価格で入札していた。これら入札に加え、最低出力などを考慮すると、系統運用者が出力調整できる量は全体の 45%程度であった (Monitoring Analytics, LLC(2020))。

セルフスケジュールを選択した場合、市場価格次第で発電事業者は損をするのではないか、特にネガティブプライスの場合はその心配が大きいのではないか、という見方がある。実際は ISO の運用する市場外の相対契約などで取引され、その契約の中で差金決済などにより事業者間で取り決めた価格で市場の損得を相殺するなどの対策が取られており、大きな問題となっていないと考えられる。やや正確を欠くことを覚悟で記すと、プール市場で発電計画が決まるというのは「見せかけ」で、実際は市場外つまりセルフスケジュールを多くの事業者が選択し発電計画が決まるのではないか、という見方もできる。しかし多くの事業者がセルフスケジュールを選択し、最低価格で入札をするようになると、自らの発電機を停止して安価な市場電源に差し替える動機が生まれることから、市場原理の中でセルフスケジュールは抑制されていくと考えられる。再エネが増える中、系統運用者から見れば調整できる量が多い方が望ましく、ネガティブプライスの導入はこの動機を強める効果がある。ネガティブプライスで落札されると発電しながら費用を支払うことになり、余剰時には強制的な抑制指示によらず、発電抑制を自ら行うことを促す動機付けになる(Alberta Electric System Operator)。なお、ネガティブプライスには下限を設けられることが多いが、PJM では下限を設けていない(ISO/RTO Council(2017))。

メリットオーダーによる指令を市場落札とみなす集中型市場は、ISO によって系統運用と市場を一体化させた集中管理された市場である。リアルタイム市場は需要や潮流制約など実際の系統状態に基づき SCED により電源に出力指令をすることをもって落札されていく。実際の系統状態の把握・電源の指令は、系統運用者が周波数維持の一環として行う業務である。仮に市場運営者を別に設ける場合は、この系統運用者と同じ情報、SCED 機能、指令機能を重複して持つこととなり非効率となる。一方で前日市場はオフラインの市場であり時間的尤度があることから、系統運用者とは別に市場運営者を設けることも可能と考えられるが、市場参加者から見て双方の市場に供託金をいれるキャッシュ面の負担が増えることなどを考えると、やはりリアルタイム市場と同じ運営者であることが効率的と考えられる。

また市場は発電事業者を競わせる場であり、リアルタイム市場が 5 分単位と短いことから、その時点のエネルギー価格が電気の価値を表し、市場参加者にシグナルを発信する。このシグナルによって、需給ひっ迫時に市場参加者に需要抑制や電源投入、余剰時に電源抑制や蓄電など需要増の行動を促し、安定供給を実現する。系統運用者が自由に電源を制御できる仕組みに見えるが、見方としてやや大胆に表現すれば、運

用者に自由・裁量があると見るよりはむしろ、市場から逸脱できないという意味で市場に（落札をもって指令のもとに服することになる点で）厳格に縛られているともみなせる。

設備容量の確保

PJM では容量市場が設けられている。ISO による集中的な市場であり、電源の入札と市場運営者が決めた需要曲線の交点で落札される。年間の最大需要や猛暑寒波などの厳気象のような稀頻度な事象の容量確保（アデカシー）のために、ピーク対策には発電機を維持するよりも、DR が活用されている。なお 2020 年の容量市場における DR の割合は 4%程度である(PJM(2017))。

緊急時の扱い

気象による需要の上昇や電源トラブルの多発など、想定以上の事態により供給力が不足し需給ひっ迫が発生・継続する場合がある。NERC の示す考え方[44]に沿って各 ISO は緊急時の手順を整備しており、PJM では予測される需給ひっ迫の状況に応じて、事前の警報、当日の警告、対策の実行の三段階を設けている。対策の内容は、容量市場で確保された DR の発動、全電源の起動、電圧低下運用、系統運用者による負荷遮断（計画停電）の順に行われる。こういった手順やその発動基準はマニュアルに定められて公開されている(PJM(2021c))。一次調整力（primary reserve）の量が最大ユニットの容量を下回る時、もしくは系統事故が系統信頼度に影響を与える場合に、系統運用者による負荷遮断の警告が出され、あらゆる手段を実行してもなお信頼度を維持できない場合は、負荷遮断が実行される。これらは大規模停電を避けるためのセーフティーネットであり、発動中の市場価格は需給ひっ迫時の補正がなされている。

5.3　容量市場による発電事業者への規律・動機付け

集中型市場では、ISO が全電源を管理・運用するため、安定供給面での問題はないように思える。しかし集中型市場であっても、存在する電源以上の需要はまかなえず、電源の設備容量が十分にあることが前提である。集中型市場はそもそも容量市場を必須としない。実際、集中型市場を採る ERCOT では、容量市場を設けずエネルギー市場の価格スパイクを通じて設備容量を確保している。他方で、その予備率は他エリアと異なり、NERC の要求水準を下回る傾向が続いている(NERC(2020))。

PJM では容量市場を設けることで、設備容量をあらかじめ確保する方策を取り、

[44] NERC は EEA(Energy Emergency Alert)の 3 つのレベルを定めている(PJM(2018b))。
- EEA 1 – 利用可能なすべてのリソースを活用
- EEA 2 – 節電の呼びかけ（public appeal）、電圧低下運用、需要抑制（DR 発動）
- EEA 3 –負荷制限（緊急負荷遮断、計画停電）

エネルギー市場の価格スパイクの低減効果を期待している。一方、ERCOTのVoLLは9,000$/MWhとPJMなどの他と比べて高い。IEA(2016)には「信頼度基準が努力目標であり、政策立案者が高い価格と低い信頼度を限られた期間（例えば、数年）にわたって受け入れられる場合には、供給不足時価格を持つkWhのみ市場で十分である可能性が高い。しかし、もしその信頼度基準が、常に必須の資源のアデカシーの最低値として定義される場合には、容量メカニズムが必要になる」と指摘している。容量市場を設けるかどうかは政策立案者が信頼度基準をどれだけ確実に維持したいかに依存する。

容量市場の落札電源には、市場入札や年間の稼働率、需給ひっ迫時の稼働など、日々の安定供給を担保する要件が設けられており、プール市場の入札量の十分性を高め、流動性と安定供給を担保するための仕掛けがなされている。

2014年の北米大寒波で約2割の電源が停止した経験を受け、ガス市場と電力市場のスケジュールの調整やDRの導入に加え、特に需給ひっ迫時に市場供出を求めるよう容量市場の要件を強化した。発電事業者が、厳気象時にも発電を継続するための機器への投資や、燃料供給を保証させるための投資を行えるよう、容量市場の上限価格を超えることを許容すると共に、供出できなかった時のペナルティを厳しくすることで、供出のための投資インセンティブを高めた(McGlynn(2019)、ReedSmith(2015))。

米国では同時同量という分散型の仕組みではなく、発電事業者に市場供出を期待した上で系統運用者が全体を管理しており、小売事業者が金銭的な負担をすることが責務となっている。そのため、発電事業者の市場供出に重きをおいた制度設計になっていると思われる。エネルギー市場における事業者の行動を安定供給や価格安定のために規律するには、その上流にある容量市場の落札要件として定めておくことや、グリッドコードで系統接続要件とする方法があるが、都度見直しができ、要件の対価が反映できるという点では、容量市場の要件に反映することには一定の合理性がある。

5.4　エネルギー市場のひっ迫時価格補正による発電・小売事業者へのシグナル

容量市場で電源が確保されていても、異常気象による想定以上の需要の増加や突発的な電源停止など、日々の需要が供給力を上回るような需給ひっ迫が起こりえる。容量市場のあるPJMにおいても、調整力（ΔkW）確保量の度合いによって市場価格に稀少性を反映させ、人為的に高騰させる価格補正がなされている（shortage pricing）。これは電圧低下運用や計画停電の実施中にも適用される。

エネルギー市場の価格に稀少性を反映した価格（penalty factor）は最大1,700$/MWhの加算[45]となっている。決済価格であるLMPには混雑料金、送電ロス料

[45]調整力の確保量が最大電源＋190MWを下回った場合に300$/MWh、最大電源を下回った場合に850$/MWhが、primary reserveとsynchronized reserveのそれぞれに加算され両方が不足した場合最大1,700$/MWhの加算となる。

金がさらに加算され、エネルギー市場の入札上限が 2,000$/MWh であることから、エネルギー価格は 3,700$/MWh＋α（送電ロス、混雑費用）が上限となる。この仕組みは、需給状況を市場参加者に価格シグナルとして示し、発電事業者には供給供出を促しながら、小売事業者に需要の抑制を促すことで、需給状況を改善させることを期待している[46]。この価格は緊急時の貢献に報い、今後発生するコストを追加の収益として得ることができる点で、ミッシングマネー問題を改善するだけでなく、容量市場への依存度を減らすことにもつながる。Penalty factor は物理的に不足していることのシグナルであり、この価格を超えた供給力は存在しても活用されないため、相当に高い水準になることとなる(Garrido et al. (2018)、PJM State & Member Training Dept.(2014))。

また DR は容量市場に入札できるため、リスク対策での投資は容量市場側の入札を増やすこととなり、容量市場の価格低減にも寄与する効果が期待できる。

6 分散型市場と集中型市場の比較

6.1 市場形態と需給調整メカニズムの比較

この章では、前二章踏まえて、分散型市場と集中型市場（プール市場）の需給調整メカニズム・市場形態を比較してみたい。表 6-1 に本章で議論する内容を簡単にまとめている。

分散型市場（ドイツ）では、エネルギー市場は小売事業者と発電事業者間で供給力を受け渡し・交換の場であり、kWh 価値・ΔkW 価値を評価・入札する。

小売事業者の供給能力確保（同時同量）とインバランスの支払いは義務化されている。小売事業者の供給能力確保を前提としていることから、系統運用者は周波数維持義務を持つものの、小売事業者に代わって調整力を調達することはしない。そのため、インバランス料金という動機付けが小売事業者の行動を規律する上で重要となる。また、系統運用者による調整は、発電計画の変更を意味し、発電計画から上げ側・下げ側それぞれに価格を入札させている。この調整においては、経済最適になるよう発電計画間の持ち替えを行うような出力変更は想定していないと思われる[47]。

集中型市場（PJM）では、安定供給と全体最適な運用は系統運用者に委ねられており、電源の起動停止・出力変更にかかるコストを評価して全体最適に落札する。このことから、市場の作りや全体最適を実現するための計算機システムは複雑となる。

---

[46]2018 年 ERCOT では夏季に予備力不足が想定されたが、ピーク時の電源起動や DR や分散電源が追加、先物市場での調達などのヘッジ行動もあり、価格スパイクはほとんど発生しなかったと報告されている (電力広域的運営推進機関(2019c))。

[47] 他方、日本では上記の出力変更を許している。これはもともと日本の中給はエリア内で集中型（計画値とインバランスという概念を持たず、需要に対して安い電源から出力配分する）の仕組みであり、この中給の仕組みを流用しているため、インバランスだけに指令を行うという仕組みを備えていないことによる。

エネルギー市場は発電事業者の競争の場（小売事業者は価格を入札しない）であり、ISO が一旦買い上げてそのリアルタイムの限界費用で小売事業者に配分・請求する。売り手は電源に係る様々なコストを要素毎に入札し、買い手（系統運用者）がこれを組み合わせて kWh、ΔkW を作り出して運用を行う。故に起動費の二重払いといった問題は存在しない。また kWh 価格はリアルタイム市場での積み上げであり入札価格は一つである。そして不足が予見される場合は、（わが国のように系統運用者が自らの負担で調達するのではなく）発電事業者に市場投入を促し、それでも不足する場合には価格シグナルを発し小売事業者に需要抑制を促す。発電事業者の市場供出に重きをおいた仕組みであり、これを管理して需給一致させるために系統運用者は全ての情報と指令権を有している。

表 6-1　市場形態・需給調整メカニズムの比較

	分散型市場（ドイツ）	集中型市場（PJM）
市場形態	機能・商品により複数の市場があり、それぞれ個別に約定 ・エネルギー市場 （売：発電、買：小売） ・需給調整市場 （売：発電、買：系統運用者） ・インバランス清算 （売：系統運用者、買：小売）	エネルギーとΔkWを同時に約定 ・エネルギー市場 （売：発電、買：系統運用者） ・需給調整市場 （売：発電、買：系統運用者） ※使用量により小売が支払い
小売事業者の供給力確保義務	現物としての供給力確保（同時同量）とインバランス料金の支払い	集中型市場の費用の支払い （容量市場拠出金、調整力確保費用含む）
系統運用者の周波数維持義務	・あらかじめ決められた調整力の容量（ΔkW）確保 ・需給一致	・調整力容量を確保した発電機の確保（kWh＋ΔkWのスケジュール） ・需給一致
エネルギー市場の入札単位	kWh価格、ΔkW価格 ※起動費はこれらに含まれる	起動費、最低出力コスト、限界費用カーブ
前日市場の意味	供給力現物確保	金融的ヘッジ
時間前市場の意味	インバランスを減らし調達コストを最適化する調整手段	実需給に向け機会を得るために再入札する手段（落札はリアルタイム市場）
系統運用者の経済配分の意味	最経済な偏差解消とインバランス料金の決定（エネルギー市場外の調整力kWh市場で電気の価値が決まる）	最経済な発電の実行と、最終的なエネルギー価格の決定 （エネルギー市場で電気の価値が決まる）
系統運用者の指令対象	需給調整市場落札電源（ΔkW）	全電源
系統運用者の情報把握範囲	小売調達計画＋ΔkW	全電源
需給調整メカニズムを機能させるために考慮すべき事項	小売事業者にインバランスを発生させないようにするインセンティブが必要 （インバランス料金設定）	量の十分性を確保し全体最適な運用ができるよう発電事業者の情報提供、市場への入札の義務付けが必要 （容量市場リクワイヤメント）

事業者負担

メリットオーダーによる5分単位の経済配分の結果とその限界費用は、分散型市場ではインバランス料金として小売への請求価格に、集中型市場ではリアルタイム市場価格として、小売への請求価格に反映される。

また、分散型市場で相対契約や卸市場で調達した量はその調達費用を支払う。あらかじめ調達していた量と実績の差分はインバランス料金で清算される。集中型市場では、前日市場で調達した量は前日市場の決済価格を支払うが、相対契約は小売・発電事業者間で差金決済することでその契約価格を支払うことになる。あらかじめ調達していた量と実績の差分がリアルタイムの価格で清算される。これらより、小売事業者の負担は分散型市場も集中型市場も変わらず、発電事業者への支払いも同様に変わらないことになる（表6-2、図6-1）。

表 6-2　小売事業者の負担費用の比較

	分散型市場（ドイツ）	集中型市場（PJM）
実需要と事前調達量の差分	インバランス料金 （EDC 結果）	リアルタイム市場価格 （SCED 結果）
事前調達量	前日市場調達価格 先物価格、相対契約価格（自社保有含む）	前日市場調達価格 ※先物価格、相対契約価格（自社保有含む）は市場外で清算

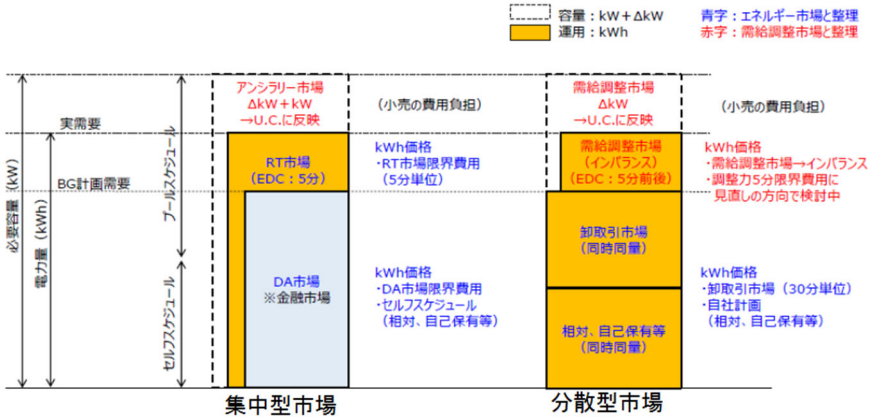


図 6-1　米国型（集中型市場）と欧州型（分散型市場）の比較

出典：電力広域的運営推進機関（2019f）

6.2　欧米の需給調整メカニズムにみるメリットとデメリット

分散型市場と集中型市場は前述のとおり仕組みは大きく異なり、各事業者に求める責任も異なる。ノーダルでの集中型市場を進めた米国と、ゾーンで分散型市場の欧州を比較した研究は、欧州を中心に多くなされており(EirGrid Semo, SONI(2012)、Ahlqvist et al.(2019)、CMA(2015)、Psarros et al.(2021))、これら文献と前項までのドイツ、PJM の調査を加味してそれぞれのメリット・デメリットを整理したものを表 6-3 に示す。

表 6-3　市場形態によるメリット、デメリットの比較

分散型市場（ドイツ）	集中型市場（PJM）
×混雑発生によるゾーン分割はすべてのシステムを見直す必要があり困難	○地点別（ノード毎）の価格算定（LMP）が可能
×蓄電設備（揚水・蓄電池）は各事業者が個々に最適化	○蓄電設備（揚水・蓄電池）の利用効率が高い
×コストは準最適解。ΔkW と kWh は別々に最適化	○ΔkW と kWh のコスト同時最適化
×需給の安定は個々の事業者が責務を果たした結果で実現するため見通しにくい。十分性を担保するには裁定取引を避け責務を果たすインバランス価料金での動機づけが必要。	○系統全体の発電計画を一元管理でき需給状況・見通しの把握、計画立案が容易
×発電事業者が起動費などのコストを最適化し kWh 価格を算定することでコストが増加する可能性→ブロック入札により緩和される	○実需給の指令が市場で決定されることにより、総コストの低減可能
×個々の事業者が予備力を持つ動機を持ち系統全体として非効率（特にインバランスが高ければ）	○限界費用を起動費、最低出力コストから分けることができる。
○市場の作りが簡単（容量の足し算（kWh＋ΔkW)）	○個々の事業者が予備力を持つ必要はない（系統運用者が一括確保）
○制度が異なる複数の系統運用者がシステムを変えずに調整力を取引でき移行コストは安い。	×市場の作りが複雑（起動費・最低出力コスト・限界費用を総合的に評価）
○新技術導入は当該事業者のコストだけで容易	×複数の系統運用者が参加するためには共通のシステムを持つ必要があり移行コストが高い。
○時間前市場が柔軟であり再エネを扱うのは容易（コマ、GC 短縮が必要）	×新技術導入時のコストが大きい（入札・清算システムの修正）アグリが I/F の機能を果たせば解消
×ただし時間前での反復取引は共謀のリスクを高めゾーンにおける裁定取引の機会（inc-dec game[48]）を与えコストが増加	○時間前入札の仕組みにより再エネを踏まえた再入札が可能（UC 以降の値上げ禁止など規律は必要）
×セルフスケジュールは各事業者がエネルギー市場で最適化	×セルフスケジュール過多となると調整困難→ネガティブプライス導入など対応策あり
○需給ひっ迫時にインバランス料金を上げることで事業者に需要抑制、電源確保の動機付けが可能	○需給ひっ迫時にエネルギー価格を上げることで事業者に需要抑制、電源確保の動機付けが可能

役割分担と規律

分散型市場は、エネルギー市場・需給調整市場と共に、取引単位が kWh 価格・ΔkW 価格と標準化されており、複数の系統運用者が共通の市場で取引することで、調整力の欧州大での効率的な調達・運用を実現できる。

[48]ゾーン内の送電制約が前日市場で考慮されないため、送電制約の違いからリアルタイム市場との間で価格差を生み、発電事業者に裁定機会を与える。例えば、混雑の上流地域では実需給では混雑により発電抑制が起こり当該エリアの限界費用が下がる蓋然性が高い。この地域の発電事業者は、前日市場で高く売り、当日混雑による抑制を通じて安く買い戻す行動が考えられる。この戦略は inc-dec ゲームと呼ばれカリフォルニアの電力危機で顕在化し、米国の他の市場は DA、RT 共にゾーン制からノーダル制に切り替える契機となった(Sarfati et al. (2018), Holmberg (2020))。

集中型市場は、物理的な要素（起動費、最低出力コスト、限界費用カーブ）を入札することから、系統運用者が入札価格を基に起動停止計画を立てて、出力を指示する必要がある。そのため、一つの系統運用者、もしくは一つの市場プログラムの下で、起動停止計画・出力指令を行う必要がある。PJM では設立以降、多くの電力会社が PJM の市場に参加し、需給調整を PJM に委ねている。また CAISO では周辺の垂直一貫を含む電力会社を、CAISO が提供するリアルタイム市場に参加させることで、複数の系統運用者の調整力を CAISO の SCED で一元的に運用する仕組みを実現し、コストの低減と再エネの有効活用を実現している[49]。

分散型市場は、複数の系統運用者を始めとして、各参加主体の役割分担に規律が求められる。小売事業者はその需要分の調達に責任を持つが、小売事業者の調達における過不足が生じないような適切なインセンティブの設計について議論が必要となる。集中型市場では、系統運用者がリスク対応分も含めて全体を見て最適化し、容量市場落札電源に市場供出を義務づけている。やや誤解を恐れずに言えば、小売事業者の役割を重視する分散型市場（ドイツ）、発電事業者の役割を重視する集中型市場（PJM）と言える。

コスト効率や変更の柔軟性

分散型市場は、予測誤差を売買できる時間前市場があることから実需給に向けて再エネの予測値が変わる再エネを扱いやすく、市場の仕組みが標準化されていることから新技術の参加も見込みやすいが、発電事業者が起動費などのコストを最適化して入札することから、取引コストが高くなる可能性や各事業者が予備力を持つ動機があるので、系統全体の運営は非効率となりがちとの指摘がある。

発電事業者は、発電コストの物理的な要素である起動費、最低出力コスト、限界費用カーブを考慮して kWh 価格・ΔkW 価格を入札する。起動費や機会損失を何時間落札できるかを発電事業者が予測して kWh 価格・ΔkW 価格を算定することから、事後的に起動費の過大・過少回収があり得る。入札以降の電源トラブルによるリスクも考慮事項となる。事業者が多く電源が十分にある場合は、繰り返し市場で取引する中で落札機会を得るために、この織り込み方は最適化されていくと考えられるが、逆に少ない場合は事前の起動費の回収見込みと事後の見込みのずれが大きくなることが予想される。また揚水など蓄電リソースの活用という観点では、ポンプと発電をばらばら

[49] WEIM（Western Energy Imbalance Market）。CAISO が運営するリアルタイム市場を地理的に拡大したものでインバランス解消のため 15 の事業者が参加している。再エネ余剰の他エリアでの活用による低炭素化への貢献、調整電源のリソースの共有とインバランスの相殺によるコストメリットをシェアしている（ISO/RTO Council(2017)、Western Energy Imbalance Market (2021)）。

に入札・落札される市場[50]では、一日を通じた最適化は集中型市場に比べ難しい（図6-2）。

集中型市場は、発電機の費用構成を系統運用者が一日を通じて集中的に管理するため、起動費の重複やリスクの計上がなく効率的である。他方で、起動費、最低出力コスト、限界費用カーブで表現できないような新たな技術の導入時は入札・清算方法を見直す必要があり、適切な費用回収において即時性・柔軟性に欠けると指摘されている。蓄電リソースの制御についてはPJMでは最適化ツールが準備されている。なお蓄電リソースの活用は、集中的になされた方が全体のコスト効率は高い、という研究もある(Psarros et al.(2021))。

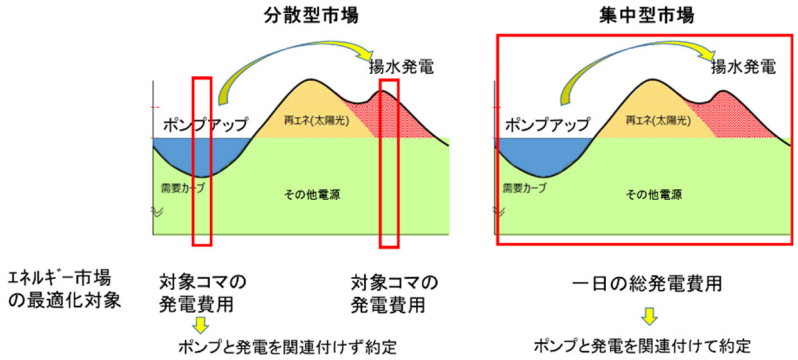


図 6-2　分散された市場における揚水活用の難しさ

分散型市場における ΔkW 市場は、市場開場時点で必要と見積もられるリスクに対して必要となる ΔkW 量を調達し、ΔkW 単価の中で起動費などが支払われる。

集中型市場では、前日に起動停止計画を立てるものの、当日実需給に向け需給状況の変化や予測誤差の低減にあわせてこの計画は補正され、実際の起動・出力実績に基づき支払いがなされる。そのため、あるユニットの起動時間の判断時期が当日朝であった場合、その時点の最新の気象情報などにより集中型市場であれば起動しないという判断も取りえるが、分散型市場ではすでに起動を前提とした支払いが前日になされているという事態が生じ得る。この点においても、分散型市場は需給リスクを市場開場時点で評価して調達・支払いを行う点で非効率がある。

欧州では、集中型市場とノーダルを合わせて議論されることが多く、①前日市場・時間前市場が先物市場に変わり市場設計が大きく変わること、②需給調整市場の欧州大でのより緊密な協調が必要となること（調整力の仕様は国により異なる）、③移行に伴う新たな役割や責任の見直し・定義づけが必要になること、など、技術的・制度的に大きな見直しとなることを指摘している(Antonopoulos et al.(2020))。ノーダルの

[50] EPEX では loop blocks という売りと買いのブロックがセットで約定される蓄電リソース向けのブロック商品が用意されている (EPEXSPOT (2021b))。

メリットは理解しつつも、集中型への制度移行は政治的問題もあり難しいようである(Florence School of Regulation (2019))。そのため、欧州では国境を越えた電力の取引を可能にすることに主眼をおいた制度設計がなされてきており(IEA(2016))、制度や需給の仕組みが異なる国同士がエネルギー、調整力を早期に共有できるようにするには、このようなコマ単位で kWh 価格・ΔkW 価格を比較するシンプルな仕組みが有効であると思われる。

7　欧米と異なる日本独自の事情

本章では、わが国が欧米と異なる独自の点を大きく 3 点取り上げる。高い揚水比率（7.1）と燃料調達の長いリードタイム（7.2）、そして連系線が国内で完結している点など（7.3）である。

7.1　電源比率（揚水）

図 7-1 では、設備容量の比率を日本、ドイツ、PJM で比較をした。わが国は揚水比率が多く、予備力としてだけでなく高需要期には供給力としても活用される。また再エネは、海外では昼夜通して出力のある風力が多いのに対し、日本では昼夜の出力差が大きい太陽光が太宗を占めている。

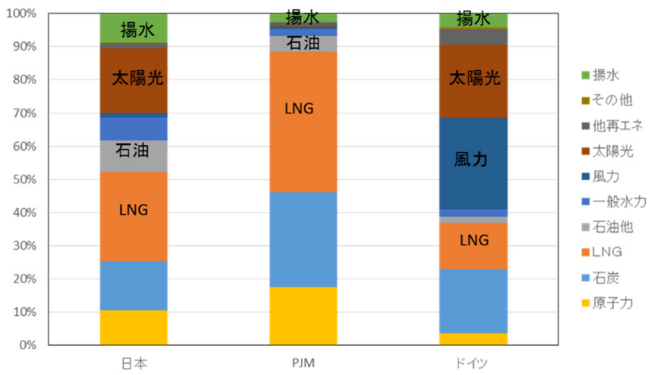


図 7-1　ドイツ、PJM、日本の設備容量比較（供給力評価ベース）

出典：ENTSO-E (2021)、PJM(2020a)、PJM(2020b)、電力広域的運営推進機関(2021a)　※ドイツは設備容量

揚水

揚水はポンプによる蓄電ができる機能に特徴があり、再エネを最大限活用するために重要な電源である。その運用は、系統運用者が電源Ⅰ・Ⅱ契約で行なう場合もあるが、2024 年以降は発電事業者が卸市場を用いて調整することになる(電力・ガス取引監視等委員会(2021d))。揚水は限界費用が卸価格相当で安価な時間帯にポンプし、限界費用が高い（卸市場が高値）時間帯に発電することで、その値差収益を得ることが

利益の源泉となる。そのため一日を通じてポンプと発電をセットで運用を決める必要がある。またポンプを停止することは DR と同じ需要削減の効果があり、調整力としても活用できる。

需給ひっ迫時に供給力として見込むためにはそのポンプ原資の確保も必要となる。揚水以外の供給力が多い、もしくは需要が低ければ、上池に汲み上げる量が増え、揚水に期待できる kW は増す。逆に揚水以外の供給力が少ない、もしくは需要が高ければ、上池に汲み上げる量は減り、揚水に期待できる kW は減少しさらに需給は厳しくなる（図 7-2）。揚水の発電 kW は蓄電量（kWh）によって変わることから、火力のように単純に設備容量を加算していくことでは正しい供給力を評価できない。揚水比率の高い日本の kW バランスは、一日を通じた供給力の中で評価する必要がある。

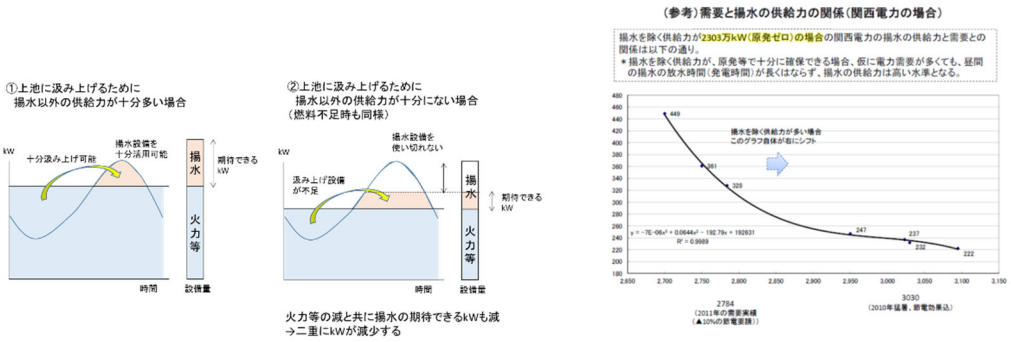


図 7-2　揚水の kW と kWh の関係

右図出典：内閣府(2012a)　揚水以外の供給力が一定で需要を変化させた例

卸市場の取引の大半を占める前日市場は、コマ毎にオークションがなされ、1 日 48 コマが同時に落札される。ポンプと発電がそれぞれ落札されることから、前日市場による揚水の最大限の活用は難しく、他電源も含めた 1 日の供給コストや再エネの抑制量を最小化するには限界がある。FIT インバランス特例制度対象の再エネは GC まで出力は変化しないものと取り扱われ、予測誤差に対して BG による揚水計画の見直しはなされない。FIT インバランス特例制度が当分続く中[51]、一日全体を通じて予測が難しく、当日もその出力予測の補正をし続ける必要がある再エネや、ポンプと発電をセットで考える必要がある揚水を最大限活用し、系統全体の発電コストの低減や再エネ抑制量の低減をどのように市場の仕組みの中で実現するかは、わが国では更なる検討を要する課題である。

[51] 太陽光を例にとる。2022 年度より固定価格買取制度が見直され FIP 制度が開始される（1,000kW 以上は FIP、50～1,000kW は FIT/FIP の選択。50kW 未満は FIT）。また、2012 年度に開始された FIT 制度の調達期間は 20 年間（10kW 未満は 10 年間）である。規模の大きい電源は新規に FIT 対象となることはないが既設は当面は FIT 対象が継続する。規模の小さい電源は FIT 調達期限が順次切れるが新設は FIT 対象となる。今後 FIT 対象外の電源は増加するが、当面は FIT 対象電源の規模は継続すると思われる。

7.2　燃料（船輸送）

リードタイム、備蓄の違い

米国は天然ガスや石油に対してパイプラインが発達しており、燃料調達に入船リスクがなく柔軟性があることから、燃料市場の価格も流動的である。発電機が需給ひっ迫時も停止せず市場に入札することを容量市場契約で義務づける施策をとっていることから、容量市場では需給ひっ迫時に燃料供給を保証するための費用も考慮されている。

欧州は北海・ロシアなどガス田が近傍にあり、ガスパイプラインが整備されている。液化貯蔵や気化の必要がない調達が可能[52]である点、入船リスクがなく調達リードタイムも短いなど日本とは事情が異なる[53]。さらに地下貯蔵設備が多く存在し、その量は約 800 億 m^3 と見積もられて欧州の年間消費量の約 2 割に相当し、季節間のしわ取りなどバッファとなっている(永井(2014)、Europai Bizottsag(2016)、U.S. Energy Information Administration(2020))。

一方で上流側に調達量を契約していなければ生産が追いつかず需給ひっ迫するリスクはある。また電力側でも欧州各国と連系線・市場で接続されており、北欧の豊富な貯水池水力も含め、各国特徴のあるポートフォリオからの応援も期待できる。そのためか、電力量（kWh）については、特に考慮された制度はドイツでは確認できなかった。ただ、インバランス料金の厳しさは、小売事業者が発電事業者に燃料を切らさないよう働きかけ相対契約を結ぶ動機になると考えられ、これは電力量の確保の一助となっていると考えられる。

わが国では、石油・液化天然ガス（LNG）は、共にタンカーで輸入されている。取引市場は国際的に発達しつつあるものの、取引の単位が船単位と大きく、輸送に時間もかかるため、追加調達には 2 か月程度のリードタイムを要する。またパイプラインが充実しておらず各基地は独立しており、事業者間でタンク余力を融通できない。

石油火力の場合、受入基地に輸入してくるリードタイムと、内航船の輸送可能量が発電制約となる。LNG の場合、発電所に輸入してくるリードタイムに加え、消費量と受入タイミングを燃料タンクの上下限を見て管理した発電運用を行う必要がある(電力広域的運営推進機関(2021c))。例えば、想定より需要が下がり、発電所の稼働が減っても、調達した燃料は入船してくるため、タンクの上限を超えるのであれば計画消費（より安価な電源を抑制しながら発電して燃料を消費）し、逆に想定より需要が上がり稼働が増えてタンクの下限を下回りそうであれば、消費抑制（より高価な電源を稼働して消費を抑制）するなど、燃料制約により発電量に制約をかけた発電計画を立

[52] 2011 年の欧州の LNG 輸入は消費量の 2 割に満たない (大貫(2013))。
[53] 他方で、最近のウクライナ情勢からも明らかなようにパイプラインは政治的なリスクに晒されている点にも留意が必要である。

てることになる（図 7-3）。

こういった燃料調達のリードタイムと燃料制約は欧米ではあまり制度化されていない制約であると考えられ、特に日本の制度設計で考慮が必要となる。

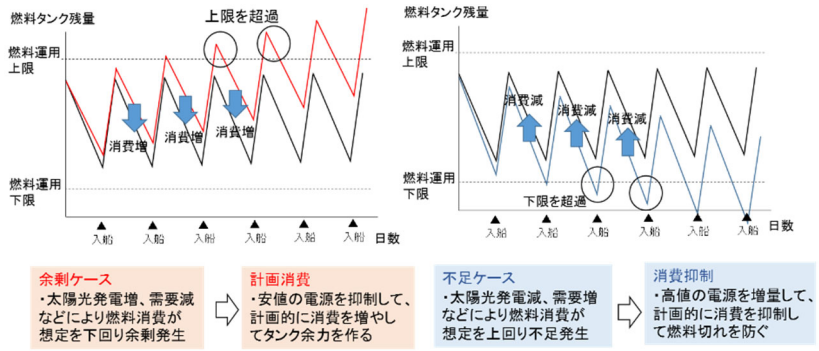


図 7-3　燃料制約を考慮した計画消費、消費抑制

7.3　他との交流連系の有無

PJM は多くの送電事業者（TO）を取り込み日本全体と同じくらいの系統規模の系統運用者である。米国の交流系統で見るとその一部であり、周囲を多くの系統運用者で囲まれ、需給ひっ迫時の相互応援の体制も整えられている。2014 年の寒波の際も隣接系統運用者との調整手順を改善している (McGlynn(2019))。

ドイツは欧州大の巨大な交流系統の中に位置し、隣接国と多くの連系線で接続されている。4 つの系統運用者が存在するが、市場も調整力の運用も国際的になされ、予備力の評価も欧州大でなされており、欧州の中心にある地理的な利点と豊富な国際連系線を前提に考えている(BMWi (2015))。

日本は 9 つエリア（系統運用者）が存在するが、市場は一つであり供給計画の評価（需給検証）も全国一つの基準で評価されている。調整力の調達・運用も一部広域化が開始され今後段階的に広がる予定である。かつてのようにエリアで需給が完結していた時代は終わり、日本全国で一律の単位での管理に変わりつつある。わが国は、他国との連系線がない島国であり、需給は一国で完結しなくてはならない。この点、PJM やドイツは隣接系統運用者や他国からの応援に期待できる点を前提に制度設計がなされている（連系があるから制度にしていないものも含む）欧米と異なる点として留意が必要である。

8　日本の課題に対する海外の対処事例と今後の日本の選択肢

本章では、これまでのわが国における需給調整に伴う供給力確保の現状を踏まえ、9 つの課題を指摘する。それぞれの課題は、大きく分けて設備容量に伴う課題（8.1）、調整力の容量に関わる課題（8.2）、電力量の確保に関わる課題（8.3）、再エネに関わ

る課題（8.4）の４つに分類できる。ここまでドイツ、PJM を例に分散型市場、集中型市場の事例を調査してきた（表 8-1）。これら課題に対し、海外はどうやって解決しているのか、日本の事情も鑑み、どういった施策を今後とっていく必要があるのか検討する。

表 8-1　日米欧の仕組みの比較

	日本（現在）	日本（2024年度以降）	ドイツ	PJM
設備容量確保	電源Ⅰ公募 電源Ⅰダッシュ公募	容量市場	戦略的予備力 （公募）	容量市場
起動停止計画（UC）	分散型を基本 （kWh市場＋電源Ⅰ・Ⅱ）	分散型 （kWh市場＋ΔkW市場）	分散型 （kWh市場＋ΔkW市場）	集中型 （kWh市場＋ΔkW市場）
kWh確保の仕組み	計画値同時同量 （分散型）	計画値同時同量 （分散型）	実同時同量 （分散型）	プール （集中型）
系統運用者の持つ情報	BG調達計画＋電源Ⅰ・Ⅱ	BG調達計画＋調整電源	BG調達計画＋ΔkW	全電源情報
エネルギー市場時間単位	GC：1時間前 コマ：30分	GC：1時間前 コマ：30分	GC：5分前 コマ：15分	コマ：5分
エネルギー市場入札単位	kWh価格（起動費込） ※電源Ⅰ・Ⅱの起動費は別	kWh価格（起動費込）	kWh価格（起動費込）	起動費、最低出力コスト、限界費用カーブ
系統運用者の制御対象	電源Ⅰ・Ⅱ	ΔkW電源＋余力活用電源	ΔkW電源	全電源
調整力kWh価格入札	上げ下げ別価格 UC後変更自由	上げ下げ別価格 UC後変更自由	上げ下げ別価格 落札後変更不可	１価格 UC後変更は値下げのみ可
調整力価格決済方式	調整力：Pay as bid ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ：Pay as cleared	調整力：Pay as bid ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ：Pay as cleared	調整力：Pay as cleared ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ：Pay as cleared	リアルタイム市場 ：Pay as cleared
経済配分（5分限界費用）の小売価格の反映	なし	インバランス料金	インバランス料金	リアルタイム市場
エネルギー市場の混雑考慮	エリア間のみ	エリア間のみ	エリア間のみ	ノード間
需給ひっ迫時の価格補正	あり 最大：200円/kWh 卸市場上限の0.2倍	あり 最大：600円/kWhの予定 卸市場上限の0.6倍	あり 最大：20,000ユーロ/MWh エネルギー市場上限の2倍	あり 最大：$3,700/MWh＋α エネルギー市場上限の1.8倍
再エネ運用主体	系統運用者	系統運用者 （卒FIT・FIPはBG）	BRP	系統運用者
揚水運用主体	系統運用者 （一部発電事業者）	発電事業者（BG）	BRP	系統運用者
ネガティブプライス	なし	なし	あり	あり

8.1　設備容量（kW）の課題

設備容量（kW）の不足（課題①）

平成 29 年度供給計画の取りまとめ (電力広域的運営推進機関(2017b))では、新規参入事業者の「調達先未定」が増えるなか、年初で活用先が予見できず（年初の確保量は 5 割に満たない（図 8-1))、固定費回収の見込みも立たない電源は廃止が検討されることになると指摘されている。新規参入者のシェアが増える一方で、再エネの増加による発電機会の低下も重なり、供給計画における火力設備容量も減少傾向にある（図 8-2)。

かつてはエリア毎に必要な予備率が確保されるよう、提出される供給計画をもとにエリア毎の必要予備力が確保されてきた。近年では広域的な評価でようやく必要な予備率の水準が確保される状況が常態化しており、2021 年度冬季では広域的な評価でも予備率が不足した。

電源維持の観点から 4 年後の設備を対象とした容量市場の入札が 2020 年に開始されたが、容量市場での供給力が取引される 2024 年までの間について、需給ひっ迫の懸念が解消されていない[54]。

---

[54] 電力広域的運営推進機関の平成 29 年度供給計画の取りまとめ (電力広域的運営推進機関(2017b))で以下指摘がされた。
・旧一般電気事業者である小売電気事業者は、供給者変更需要（いわゆるスイッチング）に伴い自社需要が減少していくと想定される
・旧一般電気事業者である発電事業者は、経年火力の休廃止を進めることにより、保有する供給力を減少させていく予定である
・昨年度と同様、中小規模の小売電気事業者は、自社で確保する供給力の割合が低い
・相対的に予備率が低下している事実を踏まえれば、今後、更なる競争の進展に伴い、次第に需給がひっ迫し、ひいては電力市場価格の乱高下が生ずるおそれがある
・発電余力となっている電源は、競争力の劣る経年火力などであることから稼働率が低下し、さらに再生可能エネルギーの導入拡大等を勘案すれば市場価格も低下することになり、発電余力の維持に必要な電源を限界費用で市場に投入すれば維持できないケースが増えていくと推測される
・容量市場による容量確保が開始する 2024 年度を待たずに需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念される
こうした指摘は、平成 28 年度供給計画 (電力広域的運営推進機関(2015)) で初めて指摘され、平成 29 年度供給計画 (電力広域的運営推進機関(2016)) では東京・中部・関西エリアで予備率 8%を下回る年度が発生するという形で顕在化した。平成 30 年度供給計画 (電力広域的運営推進機関(2017b)) では、その他エリアにおいても同じ傾向が確認され、広範囲のエリアで予備率 8%を下回る断面が発生した。2019 年度供給計画 (電力広域的運営推進機関(2018b)) でも、この傾向が続いていることを確認されたが、予備率である 8%を確保できる見通しとなり、他方で今後電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できないと指摘された。なお、新たな休止を計画しているが、容量市場の創設も見据え、短期で立ち上げ可能な状態を維持する計画もある。
2020 年度供給計画 (電力広域的運営推進機関(2019d)) では、特に直近 3 ヶ年（2020～2022 年度）の需給バランスが厳しくなる見通しが示され、2021 年度供給計画 (電力広域

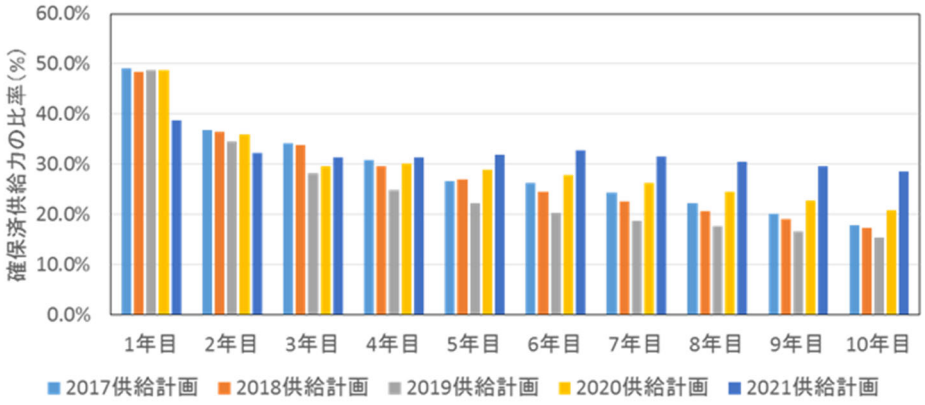


図 8-1　旧一般電気事業者を除く小売電気事業者の確保済供給力比率の推移

出典：電力広域的運営推進機関(2016,2017b,2018d,2019d,2020b))

2017 年度、2018 年度は最大需要電力が 200 万 kW 未満の事業者を集計

2019 年度は旧一般電気事業者・自エリア・他エリアを除く事業者

2020 年度、2021 年度は、旧一般電気事業者・自エリアを除く事業者

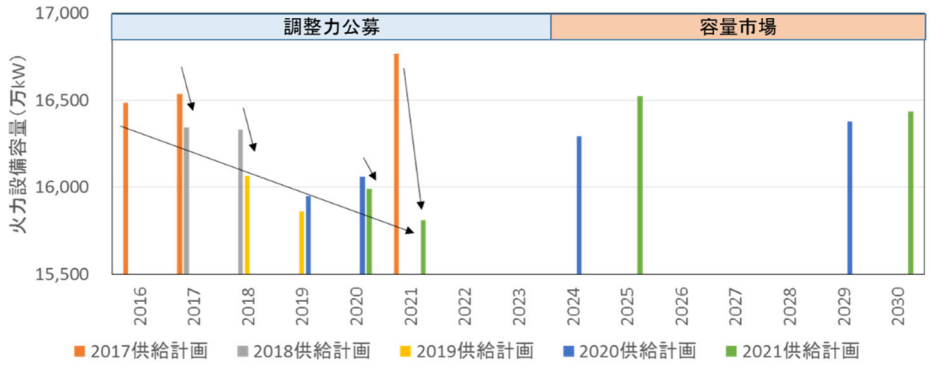


図 8-2　供給計画（2017～2021 年度）における火力設備容量の推移

出典：電力広域的運営推進機関 (2016,2017b,2018d,2019d,2020b)

分散型市場をとるドイツでは、自国の設備容量に余裕があること、欧州の中心に位置して他国との連系線を通じて供給力が期待できることから、容量市場を設けず戦略的予備力を持つことを選択している。また、小売事業者（BRP）に供給力の確保とインバランスの支払いを法律で規定すると共に、インバランス料金の価格を需給ひっ迫

的運営推進機関(2020b)) では、2022 年 2 月に東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が 5.8%となり適正予備率である 8.0%を下回る結果となった。その後、東京エリアでは供給力不足を補うため、2021 年度冬季を対象に系統運用者による調整力公募（募集量 55 万 kW、落札量 63 万 kW）を実施した(経済産業省(2021e))。2022 年度冬季についても、東京・中部エリアで厳気象 H1 で最低限必要とされる 3%の予備率を確保できない見通しであり、今後見通しの精査や追加対策の検討がなされていくとされている（経済産業省(2021f))。

時は高くし、供給力確保に対する金銭的動機付けを行っている（調整力使用率 80%超過時にインバランス料金を加算など)。相対取引や先物取引も盛んで、2020 年度の実績では、取引所（前日・時間前）の取引量が 304TWh に対し、ブローカーを通じた相対取引（OTC）だけでも 5,702TWh の取引量がある(BNetzA(2021b))。相対契約や先物市場などを通じて、電源投資に資金が回っているものと想像できる。

集中型市場をとる PJM では、集中型の容量市場を設け、全体で必要となる容量を 3 年前に確保している。パフォーマンスベースの要求をしており、特に需給ひっ迫時に稼働を求め、ペナルティを厳しくすると共に、そのために必要な投資を確保するために、上限価格の見直しも適宜行っている。

日本の 2024 年度以降の電源確保は、PJM を参考に集中型の容量市場を設け、全体で必要となる量を 4 年前に確保することになる。必要とする量に対し十分な入札があれば、今後は容量市場を通じて必要な電源が確保される。2024 年度、2025 年度を対象としたオークションは終わり、必要な信頼度基準を満たす電源が落札された。至近の供給計画でも 2024 年度以降の設備容量は新設電源の運用開始もあり、増加している（図 8-2)。ペナルティの基準となる要求がパフォーマンスベースで厳しいことから、電源の新設が進まず廃止が進み、応札量が不足するような事態も考えられる。今後も応札量に注視が求められる。

8.2　調整力の容量（ΔkW）の課題

ΔkW 必要量の確保（課題②）

日々必要となる ΔkW は、系統運用者が電源Ⅰ・Ⅱの起動によって確保し、小売事業者の調達未定の穴埋めも行ってきたが、2024 年度以降は需給調整市場で電力広域的運営推進機関が設定した ΔkW 必要量 だけを調達することになり、系統運用者は緊急時を除き電源の起動指示を行わなくなることを 3.2.2 節にて指摘した。

このように仕組みが変わるなか、実需給に向けて供給力を確保していく上で系統運用者と小売事業者の間の役割がどのように変わるのか、どのような行動や対策が期待されるのかを平常時と需給ひっ迫時に分けて比較検討する（図 8-3)。

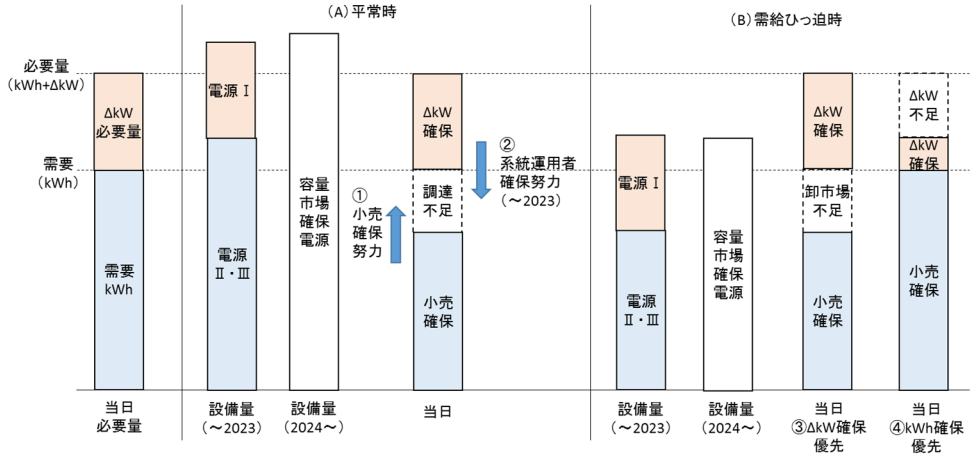


図 8-3　実需給に向けた供給力確保の分担

需給ひっ迫していない平常時（図 8-3 (A)）は、系統運用者・小売事業者がそれぞれ確保するのに必要な量の設備容量が存在するものと考えられる（設備容量＞当日の必要量（需要 kWh+ΔkW 必要量））。

小売事業者の調達不足があった場合、実需給に向けて電源を起動して確保していく必要がある。同時同量の原則からは小売事業者に確保することが求められるが（図 8-3 ①）、系統運用者が確保することも考えられる（図 8-3 ②）。

2023 年度までは、系統運用者は ΔkW 確保量に上限がないことから、周波数維持義務を果たすために小売事業者の確保に不安があれば、自ら電源を追加起動して確保する動機を持つ（図 8-3 ②）。この結果、小売事業者の確保が不十分であっても需給ひっ迫となることはない（図 8-4 は 2020.10～12 の関西エリアで不足インバランスが継続していたが予備率は確保されていた事例）。

2024 年度以降は、系統運用者の確保量は、あらかじめ定められた考え方に基づく ΔkW 必要量に限られる。2022 年度以降、インバランス制度が見直されることで、特に需給ひっ迫時においては、高いインバランス料金の支払いを回避すべく、同時同量を守る動機づけが小売事業者に付与されることなるが[55]、系統運用者が ΔkW 必要量以上に追加調達している実態があることから、小売事業者が行動を変える必要性をどこまで理解しているのか定かではない[56]。小売事業者の行動が現状とは変わらなければ、

55 「需給ひっ迫時の補正インバランス料金の仕組みは、市場価格より高いインバランス料金の支払いを求めるということにその本質、あるいは効果があるというよりは、各系統利用者に、需給ひっ迫時に必要な回避行動を促すことで、できるだけ市場メカニズムの働く形で需給バランス改善、さらには安定供給を指向する仕組みと思料。」(電力広域的運営推進機関(2019c))

56 インバランス料金による価格インセンティブは、小売事業者が確保する動機となる。2019 年度以降インバランス料金への補正係数の導入により適切なインセンティブの働くコマの割合は増加し、系統運用者の赤字（調整電源への支払い費用がインバランス収入より

平常時であっても需給ひっ迫する可能性がある。今後、小売事業者の意識・行動が変容するのかを注視し、それに合わせてインバランス料金の水準が十分かどうか不断に見直すことが必要である。インバランス料金の水準が不十分ということであれば、2024 年以降は供給力不足ではなく、調達不足によって需給ひっ迫が発生し、卸市場価格やインバランス料金が高騰する頻度が増えることになりかねないからである。

次に需給ひっ迫時について考察する。需給ひっ迫時（図 8-3 (B)）では、系統運用者・小売事業者がそれぞれ必要な量を確保するだけの設備容量が存在していない状態にある（設備容量＜当日の必要量（需要 kWh+ΔkW 必要量））。

この状態では、系統運用者が ΔkW 必要量を先に確保する場合（図 8-3 ③）と、小売事業者が需要分を先に確保する場合（図 8-3 ④）が考えられる。系統運用者が ΔkW 必要量を先に確保する場合は、卸市場は売切れにより価格高騰しやすく、インバランス量も多くなり、小売事業者の負担は大きくなる。一方、小売事業者が需要分を先に確保する場合は、相対的に卸市場の価格高騰は低くなる可能性があり、インバランス量は少なく、小売事業者の負担は低減される。

2023 年度までは、系統運用者が年初に電源 I を確保済であり、図 8-3 ③のケースとなる。総量が足りない中、系統運用者が先に確保しているため、卸市場価格は高騰しやすく 2021.1 の需給ひっ迫時は、最大 251 円/kWh まで高騰した。一方で周波数維持義務があることから、系統運用者は、小売の調達不足が残ることを懸念した場合、これを補うためにさらに供給力を確保する行動に出る（図 8-5 は 2021 年 1 月需給ひっ迫時においても小売事業者の調達不足を系統運用者が補っていた事例）。

2024 年度以降は、電源 I がなくなるため、需給調整市場で ΔkW の売り切れが発生するか、卸市場で売切れが発生するか、あるいはその両方かになる。発電事業者は十分な量の供出ができない場合、ΔkW 市場か卸市場か、いずれか有利な市場を選択すると考えられる。調整力供出の大半を占める旧一般電気事業者は、卸市場では短期限界費用で市場供出している一方、需給調整市場は固定費の未回収分などの費用を ΔkW 価格に織り込んで入札できる。入札価格だけ見れば需給調整市場への供出に魅力を感じる可能性があり、その場合図 8-3 ③のケースとなる。

広域予備率が 3%を下回らない状況で卸市場の売切れが発生した場合には、インバランス料金の支払いを行っていることで計画値同時同量義務違反とはしないと見直し

多いことによる）も解消されている（経済産業省(2019)）。ここでインバランスの負担は発動された調整力のコストと遜色ない水準となった。
一方で、2020.10～12 の関西エリアで不足インバランスが継続していた期間があった事例（図 8-4）があることや、供給計画での年初の確保量に変化が見られないこと（図 8-1）などから、現在のインバランス料金の水準は、補正係数導入以前と比べ、調整力に依存する動機は減少しているものの、積極的に回避する行動を起こす動機にまでは至っていない水準とも考えられる。

がなされた（経済産業省（2021h））。これにより小売事業者が価格高騰している卸市場で調達する動機は減退するが、インバランス量が多いとインバランス料金の負担は大きくなる。小売事業者は卸市場での調達とインバランス料金の支払いのバランスの中で行動を決めていくことになる。

この見直しにより、2024 年度以降も系統運用者が調達不足分も含めて供給力を確保していく場面がでてくる。その場面で系統運用者が需給状況を把握し供給力を確保していくためには、系統運用者がどのエリアのどの電源をどれだけの量だけ追加調達すれば経済的に安定供給を維持できるのか、どのようにしたら電源Ⅲの出力を見通して揚水計画を立てることができるようになるかなど広域的な起動停止計画を立てる仕組みを整備する必要がある。今後仕組みを整備していく中で電源Ⅲの情報を系統運用者に集めるなど発電事業者に要望する際、容量市場の落札要件としておくことは有効な手段となる。

分散型市場をとるドイツでは、BRP による調達を期待しており（図 8-3 ①）、BRP に供給力の確保とインバランスの支払いを法律で規定すると共に、インバランス料金により金銭的動機付けを行っている。系統運用者の ΔkW 調達量はあらかじめ決められており、需給ひっ迫時に BRP の調達不足が大きければ（図 8-3 ③）、調整力の使用量が増えて、インバランス料金は補正により高騰する。例えば、戦略的予備力のようなセーフティーネットを発動した場合には、インバランス料金は 2 万ユーロ/MWh と卸市場上限の 2 倍相当の水準まで高騰させている。

集中型市場をとる PJM では、需要（kWh）と必要な予備力（ΔkW）を系統運用者が一括で管理するため、需要を先に満たした上で ΔkW は、残る設備の中で確保することになる（図 8-3 ④）。ΔkW の確保量が必要量より減少した場合、リアルタイム市場価格を上げることで需要抑制と供給力供出を促している。

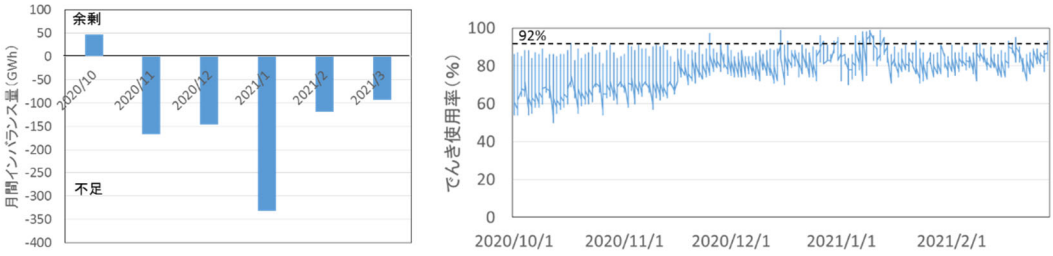


図 8-4　2020 年下期の関西エリアのインバランス発生量とでんき使用率

出典：関西電力送配電株式会社「インバランス料金単価（速報・確報）」
関西電力送配電株式会社 HP「でんき予報」

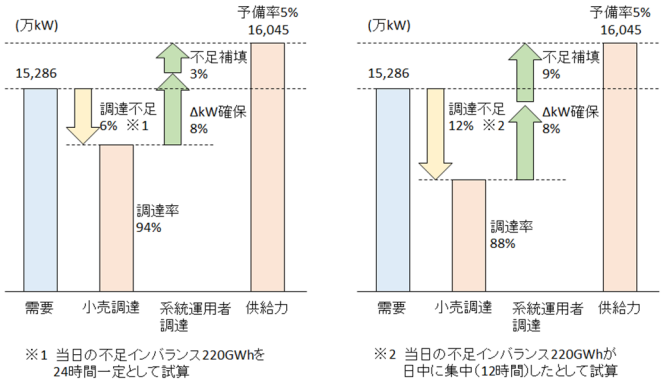


図 8-5　2021.1.8 17 時の系統運用者の確保状況（全国 9 エリア）

2021.1.8　17-18 時実績（全国 9 エリア）

需要 15,286 万 kW、供給力 16,045 万 kW、予備力 803 万 kW（5.0%）

当日の不足インバランス約 220GWh（グラフより読み取り）

(電力広域的運営推進機関(2021c)) より算定）

ΔkW 応札不足（課題③）

2021 年 4 月から三次調整力②の ΔkW 市場が開場したが、応札量が必要調達量を下回る事象が続いている。「発電事業者が ΔkW 応札を踏まえた起動停止計画を立てておらず、BG 需給のみを想定した起動停止計画の余力だけを応札している」（図 2-2 左図相当の計画）、「軽負荷期は ΔkW 供出のために並列台数を増やすと余剰計画となるため ΔkW 供出量が減少する」などの理由が事業者へのヒアリングで取り上げられている（電力広域的運営推進機関(2021b)）。需給調整市場の入札前に十分な電源が存在するのであれば、入札以降も不足が発生することはないはずである。発電事業者の入札行動が十分でないのか、小売事業者との相対契約上の問題や市場供出後のリスクが手当てされているのか、十分に市場供出できない制度上の問題があるのか、これらの観点からの分析と対策が必要である。

更に、市場供出する事業者にも、追加起動や発電機の持ち替えといった ΔkW を作り出して市場供出できるような計画策定するためのシステム整備を促していく必要がある。今後再エネ予測誤差に調整力で対応する必要性は増すことは確実である。再エネ出力予測が大きい場面では、揚水ポンプが計画されていることが多く、この場面で再エネ出力が予測を下回った場合に揚水のポンプ遮断を調整力として活用することも応札不足を減らすために有効な方法だろう。

わが国同様に、ΔkW を容量単位で取引するドイツでは、設備容量（kW）が隣国も含めて十分にあり、調整力の調達も国際連系線を通じて行われ、市場価格が不足時には高騰することにより需給調整市場を選択する動機を与えることによって、ΔkW 応札不足は生じていないようだ。

集中型市場である PJM では需要（kWh）と必要な予備力（ΔkW）を系統運用者が全体最適で管理しており、容量市場落札電源にその市場への供出を義務づけている。また調整能力の提供という視点では、調整能力の不足時には価格を高騰させる仕組みをいれることで調整力供出の動機付けをしている。

わが国では、調整力公募が終了する 2024 年度以降は、需給調整市場による ΔkW 確保によってすべての調整力を手当てするため、調達必要量が増加することから、応札量の不足による需給ひっ迫が発生する可能性がある。2024 年までに、発電事業者の準備不足や軽負荷期などの課題を解決しておく必要があろう。

緊急時の手順（課題④）

2021 年 1 月の需給ひっ迫時には、電源Ⅲや自家発の発動（最大 3,200 万 kWh/日）という供給力側の対策に加え、需要側の対策として電圧抑制（最大 1,800 万 kWh/日）まで実施されたが、節電要請以降の手順については、準備も含めてなされていないのが実情である。2021 年冬季の需給ひっ迫期間における最低予備率は、全国 9 エリアで 5.0%、60Hz 系統の中西 6 エリアでは 3.4%であった。電源トラブルや再エネ・需要のぶれを調整し、周波数を維持するためには、最低必要とされる予備率 3%を割り込むまでに、中西 6 エリアは数 10 万 kW しかなく、電源トラブルが 1 台でもあれば、この 3%を割り込む水準であった。事実、3%を下回るエリアは中西 6 エリアのうち 4 エリアあり、これらエリアでは、大きな電源脱落時など瞬間的な動作が求められる時に必要な調整力が残り少ない状態であったと推察される。この状態で、万一大きな電源脱落があれば、周波数低下を抑えることができず、周波数低下リレーによる大きな負荷抑制につながるリスクが高い状態であった。しかし、こういったリスクに晒されていた状態について、需給ひっ迫の検証(電力広域的運営推進機関(2021c))では指摘されていない。

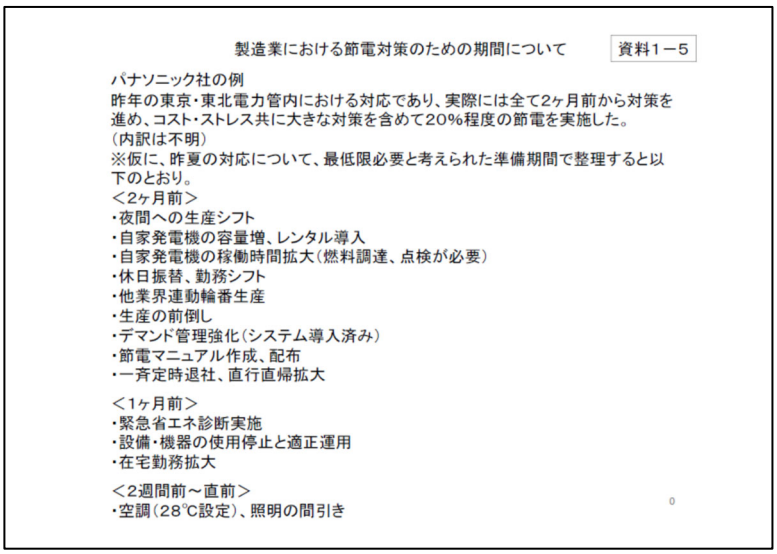
分散型市場をとるドイツでは、緊急時にはインバランス料金が高騰し、自家発の焚き増しや需要抑制を促している。調整力を 80%以上使用した場合においても、また（日本の電源 I ダッシュに相当する戦略的予備力のような）セーフティーネット発動時においても、インバランス料金を高めに設定し、残された調整力が少ないという状態を改善するためのシグナルを使っている[57]。

集中型市場をとる PJM では、緊急時にはリアルタイム市場の価格が高騰し、自家発の焚き増しや需要抑制を促すと共に警報を発する。需要側対策などセーフティーネット発動時も、リアルタイム市場の価格を高く維持し、残された調整力が少ないという状態を改善するためのシグナルを使っている。緊急時の手順は予備率に応じて定まっ

[57] BNetzA(2012)は「残された調整力はごくわずかであり、系統が非常に短時間で安定供給上の限界に達する可能性があるため」「BRP が短期的にまたは予防措置として自らのインバランスに対応するための追加の金銭的インセンティブが必要」と指摘している。

ており、今の需給状況がどのような予備率の水準にあるかといった情報も HP などでリアルタイムに公開され、アラートも発せられるようになっている。

需要家が取りえる節電対策は準備期間に応じて変わりうる（図 8-6）。わが国でも、広域的な予備率水準で各手順の実行基準を作るなど、需要家の準備期間を設けることが望まれる。


製造業における節電対策のための期間について　資料1－5

パナソニック社の例
昨年の東京・東北電力管内における対応であり、実際には全て2ヶ月前から対策を進め、コスト・ストレス共に大きな対策を含めて20%程度の節電を実施した。
（内訳は不明）
※仮に、昨夏の対応について、最低限必要と考えられた準備期間で整理すると以下のとおり。
＜2ヶ月前＞
・夜間への生産シフト
・自家発電機の容量増、レンタル導入
・自家発電機の稼働時間拡大（燃料調達、点検が必要）
・休日振替、勤務シフト
・他業界連動輪番生産
・生産の前倒し
・デマンド管理強化（システム導入済み）
・節電マニュアル作成、配布
・一斉定時退社、直行直帰拡大

＜1ヶ月前＞
・緊急省エネ診断実施
・設備・機器の使用停止と適正運用
・在宅勤務拡大

＜2週間前～直前＞
・空調（28℃設定）、照明の間引き

図 8-6　需要家での節電の準備期間に応じた取りえる対策の例

出典：内閣府（2012b）

尤も需要家に需給ひっ迫が影響することを前提とする対策に言及することは、社会的な影響は大きい。他方で、そのような事態に至った場合に残された手段と、その期待量[58]、そして需要家に影響する対策に要する需要家の準備時間などの要素を考慮して、最悪の事態を想定した対策は必要だろう。社会にアラートを発する水準なども、エネ庁や電力広域的運営推進機関において、あらかじめ議論して決めておくことも必要であろう。

[58]日本ではひっ迫融通以降の手段（電源Ⅲ・自家発の発動、電圧抑制）はその量が少なく（2021.1 の実績で対策量約 5,000 万 kWh/日に対し需要（1/8：32.7 億 kWh）の約 1.5%程度）、一方、節電要請、計画停電は少しでも早く需要家に知らせていくことで節電効果も高まると共に需要家側の備えにより生活や経済活動面でのリスクも減らせるとも考えられる。

表 8-2　需給ひっ迫時の対策の比較

	日本（現在）	日本（2024~）	ドイツ	PJM
ひっ迫時価格補正有無	あり	あり	あり	あり
ひっ迫時価格補正上限価格	200 円/kWh 卸市場上限の 2 割	600 円/kWh（予定） 卸市場上限の 6 割	20,000 ユーロ/MWh 卸市場上限の 2 倍	$3,700＋α/MWh 卸市場上限の 1.8 倍
セーフティーネット	電源 I ダッシュ（公募）	発動指令電源（容量市場）	戦略的予備力（公募）	DR（容量市場）

8.3　kWh 確保量の課題

燃料確保量不足（課題⑤）

設備容量（kW）については供給計画や需給検証で確認されているが、電力量（kWh）の十分性は、供給計画での確認がなされていた時期はあるものの、ライセンス制の導入以降、卸市場を前提とした燃料調達をあらかじめ計画することが困難となり、供給計画での確認はなされなくなった。

日本は島国であり燃料はタンカーで調達され、調達のリードタイムに 2 カ月ほどを要する。LNG は長期の貯蔵も困難であり燃料タンクの上下限の制約もある。発電事業者は長期契約やスポット調達によって燃料を確保するが、実需給で余剰が発生した場合には燃料を無償放棄（take or pay 条項）するか、安価な電源を抑制して計画消費する、もしくは安く卸市場に売却して燃料消費を進める必要がある(JERA(2021),公正取引委員会(2017))。

このように消費の目途がない調達においては、発電事業者が金銭的リスクを負うことになるが、卸市場は当日の需給次第で決まるものであり、卸市場での売買は燃料確保量不足のリスクをあらかじめ保証するものではない。燃料調達に対する不安を取り除かなければ余力を持った燃料調達は難しい。相対契約など長期的な契約は、燃料調達につながると考えられるが、相対契約など小売事業者から発電事業者に燃料調達を促してリスクを軽減するような動きは乏しく（図 8-1）、インバランス料金の水準が行動を変える実効的な水準に至っていない可能性がる[59]。

2021 年 1 月の需給ひっ迫は、燃料不足に起因し、kWh が管理されていなかったこともあり、突然発生したと受け止められた。燃料調達のリードタイムが長いことから、有効な対策を打てず、1 ヶ月程度の期間、需給ひっ迫が継続した。この事例から、電力量（kWh）のバランスを確認することの重要性が再認識され、リードタイムのある燃料調達を発電事業者にいかにあらかじめ手配させるのか、そのために追加調達したものの余剰となってしまった場合の費用回収をどうするのか、という点が政策課題と

[59]インバランス料金に変わる 2016 年以前は事故時補給契約であり、この契約には固定費があったこと、3%超過時は割増料金があったことから、相対契約も一定程度存在していたと推察される。

して認識された。2021 年冬季に向けてはセーフティーネットとして系統運用者が公募により燃料を追加調達している (経済産業省(2021b))。

分散型市場をとるドイツでは、燃料調達リードタイムが短く備蓄もあること、他国の電源に期待できること[60]、インバランス料金の価格インセンティブが強く小売事業者に物理的な確保義務があることから、相対契約や先物取引は多く（図 4-2)、その結果発電事業者が燃料調達をしやすいと考えられる。なお、パイプラインがあり燃料調達リードタイムが短いスポット市場もあるが、上流側に調達意思を示して投資しておかないと生産されないことに注意が必要である。

集中型市場をとる PJM では、燃料調達リードタイムが短いこと、容量市場がパフォーマンスベースで需給ひっ迫時の供出を求めた結果ペナルティが厳しいこと、一方で燃料確保に向けた投資分を回収できるよう容量市場の上限価格を見直し、容量市場の魅力を失わないようにしていることなどが対策事例としてあげられる。

わが国が今後、分散型市場（同時同量）を目指していくのであれば、ドイツ同様にインバランス料金の価格シグナルを通じて小売事業者にあらかじめ調達を促すことで、発電事業者が安心して燃料を調達できるようにすることが考えられる。一方で、2024 年度より年間の稼働率や需給ひっ迫時の市場供出を要求する容量市場が始まることから、需給ひっ迫時に市場供出できないことによるペナルティを回避すべく発電事業者自ら燃料調達を進めることも考えられる。このように、小売事業者が主体的に動くことへの期待と発電事業者が主体的に動くことへの期待が重複しているが、小売事業者への期待を大きくしすぎると新規参入を躊躇する可能性があり、一方で発電事業者への期待を大きくしすぎると電源保有をリスクと捉える可能性もある。

系統運用者が燃料調達するようなセーフティーネットを設ける場合、セーフティーネットを発動すると需給ひっ迫は解消され、インバランス料金が高騰せず、市場参加者に価格シグナルが届かない。その場合、行動変容への動機は生まれず、むしろセーフティーネットへの依存が進み、系統運用者の追加調達などのセーフティーネットの量が年々増加していく可能性がある（図 8-7)。

セーフティーネットが発動されれば需給状況が改善するのだから価格は上げずともよい、という考え方もあるが、残された手段が少ない状態は安定供給上よいとは言えず、需給がひっ迫していない状態に戻すよう市場参加者に価格シグナルで動機づけるべきである。電力広域的運営推進機関(2019c)でも「突発的に需給がひっ迫する災害時においては、予見性に基づいて行動する時間的尤度は乏しい。こうしたケースについては、市場停止・再開の考え方など、別途の検討が必要と考えられる。市場が停止した場合であっても、市場停止期間をできるだけ短くなるよう早期に市場を再開することで、市場メカニズムの中で小売事業者が供給力を確保していくこと、これにあわせ

[60] もちろん昨今のウクライナ情勢からも明らかなように、パイプラインでも国際政治リスクを常に抱えている点は留意が必要である。

発電機や DR・分散電源が供出されるようになることにより、供給力確保がなされ、需給が改善することを期待したい」と指摘している。こういった指摘や欧米の事例、わが国は島国であり隣接国からの応援は期待できないことを踏まえると、セーフティーネット発動時は、インバランス料金の価格を上げることを通じて自家発の焚き増しや需要抑制を促す需給状況の回復を促す必要があると考えられる。

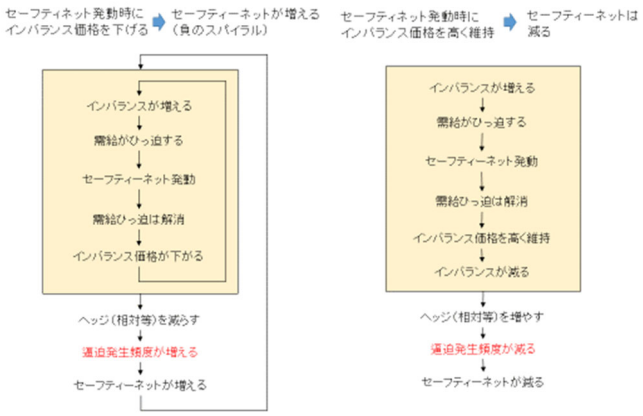


図 8-7　セーフティーネット導入時の留意点

時間前市場の流動性不足（課題⑥）

時間前市場の流動性が不足していることや、需給調整市場と卸市場間の取り合いによる流動性低下など全体を見たスケジュールの見直しも課題とされている（経済産業省（2021h））。

卸市場は起動費込みの kWh 価格で取引されるため、約定してから起動を行うことができる場合、発電事業者が市場供出する際に費用回収漏れのリスクはない。一方で、起動後に市場が開かれる場合、約定せずに起動費や最低出力分の費用が回収できない可能性がある。調達の見込みのない電源は停止され、起動時間の長い電源が多いことから、時間前市場の流動性は低いのが実態である。

分散型市場で先行するドイツでは時間前市場の流動性は高く、時間前市場の流動性不足といった状況は発生していないように見える。これは欧州大で供給力が十分にあること、ガスタービン（GT）のように起動時間の短い電源も多いことが時間前市場の流動性を高めていると考えられる。

集中型市場である PJM では、起動費、最低出力コスト、限界費用カーブをそれぞれ入札する Three Part Offer という仕組みを取る。この 3 つの価格に基づき、系統運用者が一元的に起動停止計画を立て、当日必要となるかもしれない量をあらかじめ起動しておくことで、リアルタイム市場の流動性は確保されている。

日本で今後どのような見直しが取りえるだろうか。起動時間と価格の関係（表 8-3）

から、比較的起動時間の短いガスコンバインドサイクルは、相対的に安価であり、優先的に約定しやすい。逆に相対的に価格が高くスポット市場で売れ残る汽力発電（LNG、石油）は起動時間が長く、時間前市場の流動性に寄与しにくい（図 8-8）。これを踏まえ、市場開場の順をいくつかの類型を並べ考察したものを表 8-4 に示す。

類型 1 は、起動時間の長いものから市場を開場することで時間前市場の流動性が上がることを期待している。価格の安いガスコンバインドサイクルが後段の時間前市場に回ることで、先行する前日市場の価格は相対的に高くなり、価格的に有利な時間前市場に調達が偏る可能性がある。その場合、時間前市場が売り切れる一方、前日市場で調達されなかった起動時間の長い電源は起動が間に合わず需給ひっ迫につながる懸念がある。

類型 2 は、8～10 時間という起動時間を考慮して時間前市場（スポット）を開くことで流動性を確保する考えである。点灯ピーク帯であれば当日朝に市場を開けば起動が間に合う可能性がある。一日を数ブロックに分けて起動時間の間に合うタイミングで市場を開くことで、前日からの誤差を取引できるようになる。ただし揚水のポンプは間に合わず供給力として期待できない可能性がある。

類型 3 は、時間前市場で必要となるかもしれない量を系統運用者が起動指令を行っておくことで時間前市場の流動性を確保する考えである。時間前市場で売れるかどうかはわからないことから起動費は指令をした系統運用者が負担することが必要となり、時間前市場は起動費を含まない入札価格となる。この場合、時間前市場の流動性は確保されるが、起動費が含まれる前日市場と比較して価格的に有利になることで、前日市場が敬遠され、時間前市場の調達に依存するようになる可能性が考えられる[61]。これはあらかじめ系統運用者が全体の起動停止計画を立てその後配分する Three Part Offer の仕組みに似ているが、日本は起動費が前日市場には含まれるが時間前市場に含まれない、という点に違いがあり、ここに裁定が起こる可能性がある。仮に全ての取引が時間前市場に移ると、当日の起動停止計画は全需要に対して系統運用者が立てることになる。これは集中型市場と変わらない仕組みとなる。

表 8-3　日本の電源の起動時間と価格の関係

	起動時間	kWh 価格
ガスコンバインドサイクル	短い　4～5 時間	安い　6.4 円/kWh
汽力発電	↓　8～10 時間	↓　14.8 円/kWh（石油）
揚水発電※	長い　10～14 時間（ポンプ時間含む）	高い　3 割ロス

※上池に十分な水がありポンプが不要であれば起動時間は最も短く数分である

出典：起動時間：電力広域的運営推進機関(2019b))、kWh 単価（燃料費）：経済産業省(2021g)

61 起動費を時間前市場にいれた場合、起動費を含まないインバランス料金の支払いを選択する動機が生まれる。

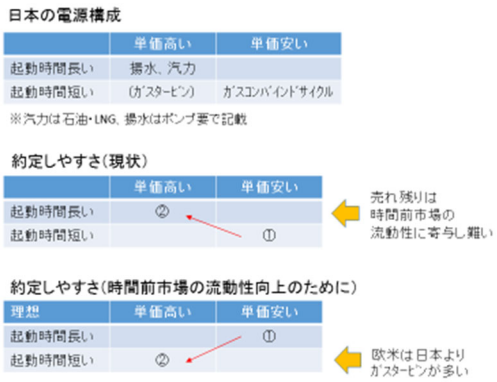


図 8-8　日本の電源構成から見た約定のしやすさ

表 8-4 市場開場の順に関する考察

類型	市場の順	課題
現状	ΔkW 市場（週間）→前日市場→時間前市場（随時）	前日市場の結果で起動計画が決まり時間前市場の流動性が低い。
1	ΔkW 市場（週間）→起動時間が長い電源を対象の前日市場→時間前市場（スポット）	起動時間が長い電源は高いことから買い手が前日市場を避けた結果、起動時間の長い電源が起動されず当日需給ひっ迫する懸念。もしくは前日に高い電源を調達するため社会全体でコスト増となる懸念。
2	ΔkW 市場（週間）→前日市場→時間前市場（スポット：当日数回）※ ※1 日を数ブロックにわけ 8～10 時間前に開くことで一定の供出量を期待	当日時間前市場（スポット）の開催時間に起動時間を考慮することで、時間前市場への流動性を期待できる可能性。揚水は汲み上げが間に合わない。
3	ΔkW 市場（週間）→前日市場→系統運用者が起動指令→時間前市場（随時）	系統運用者が当日必要となるかもしれない電源に起動指令することで、時間前市場の流動性を確保。時間前市場は起動費がないため前日市場より安価となり、時間前市場依存が進む可能性。

起動費込みの kWh 価格で取引される分散型市場と、起動費を分けて取引される集中型市場を比較したものを図 8-9 に示す。市場の流動性の欠如や起動費の重複を解消するため、集中型市場の Three Part Offer に変えていくことも考えられるが、全国一市場でこれを実現するためには、系統運用者の中給の計算機システムを広域的な Three Part Offer を実現できるものに変更する必要がある。仮にシステム整備をするのであれば、電源Ⅲの情報は実際に発電される計画値をマストラン電源として組み込み、混雑処理やΔkW も合わせて最適化した起動停止計画を立てる co-optimization を具備することで全体最適を追求できるものとしておくことがより効率的な運用が期待できる点で望ましいのではないか。

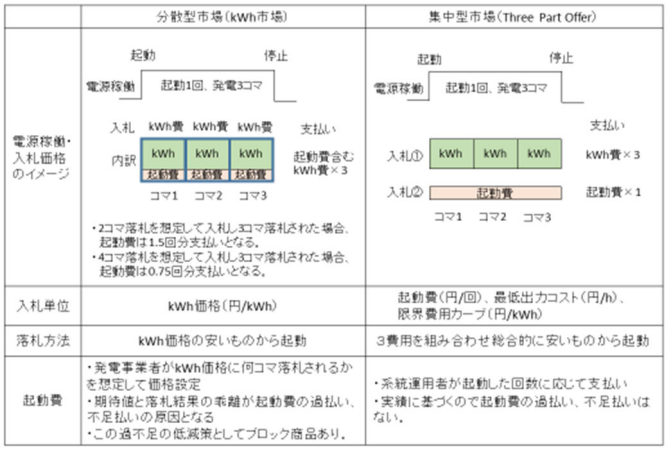


図 8-9　起動費の織り込み方の比較

8.4　再エネ増加に対する課題

再エネ予測誤差を時間前市場で調整するための課題（課題⑦）

今後、卒 FIT 電源の増加や FIP への移行を考えると、ドイツ同様、小売事業者が時間前市場で再エネ・揚水を調整する量は増加していく。

時間前市場で再エネ予測誤差の調整を実現するためには、課題⑥で述べたとおり火力などの時間前市場の流動性があることを前提に、再エネの予測誤差を時間前市場で売買する必要がある。再エネの予測は天気予報の精度に比例し、時間が近づくほど予測誤差は減少する。再エネの実出力と発電計画を一致させインバランスを出さないようにするために、予測精度が高くなる期近まで売買できるように時間粒度（コマ）を細かくし、GC を直前にすることが求められる。この場合、日本は計画値同時同量であるため、直前までの取引を取りまとめて提出するという事務手続きに時間と手間を要する[62]ことから、実同時同量に変えるなどすることで、事務コストの軽減への対策も必要となる。

[62]2018 年 1 月 22～26 日の東京エリアの需給ひっ迫時に需要計画を見直ししたのは 1 日 48 コマに対し上位 10 社で約 10 回/日・社、その他は 2～3 回であった。見直し回数が多いほど不足インバランスは軽減され、少ないほどインバランスは不足気味に発生する傾向がみられた。なお、この期間、東京エリアのインバランスは総じて不足気味に推移していたが、インバランス料金は必ずしもひっ迫状況に応じて上昇していなかった（経済産業省(2018a)）。

表 8-5　エネルギー市場での再エネの扱いの違い

	日本（現在）	日本（2024）	ドイツ	PJM
エネルギー市場 時間単位	GC：1 時間前 コマ：30 分	GC：1 時間前 コマ：30 分	GC：5 分前 コマ：15 分	コマ：5 分
ネガティブ プライス	なし	なし	あり	あり
再エネ運用主体	系統運用者	系統運用者	BRP	系統運用者
揚水活用主体	系統運用者 or BRP	BRP	BRP	系統運用者

市場原理に基づかない余剰抑制（優先給電ルールによる余剰抑制）（課題⑧）

今後再エネの増加と共に余剰が発生する頻度、量は増加していくことが予想される。現在の抑制指令は、抑制にかかるコスト順ではなく、電源種などによりあらかじめ決められた順になっている（優先給電ルール）。市場化の進む今後は、社会コスト低減の観点から、市場原理に基づき抑制コストの低い電源から順に自ら抑制を選択しコスト順に抑制されていくような仕組みも検討が必要と考えられる。これは蓄電リソースへの投資を動機づけることにもつながる。

わが国では卸市場の下限価格（フロアープライス）が 0 円/kWh に設定されており、市場では抑制対象が定まらない（図 8-10 ①）。欧米ではネガティブプライス（負の価格）の導入がされている。ネガティブプライスで約定した場合、発電事業者は発電しながら支払いをすることになるが、下限価格が十分でなければ停止コストや補助金を考えると発電を継続した方が得であり（図 8-10 ②）、やはり市場では抑制対象が定まらない。下限価格が十分に低い場合は自ら抑制を行う動機が生まれ、市場によりコスト順で抑制対象が定まる（図 8-10 ③）。このように、ネガティブプライスの導入は、余剰の抑制を抑制にかかる価格順で行えるようにし、また揚水や蓄電池といった創需要リソースにとってはポンプ・発電の値差を大きくとれることからその最大限の活用や投資の呼び水としても寄与することが期待できる

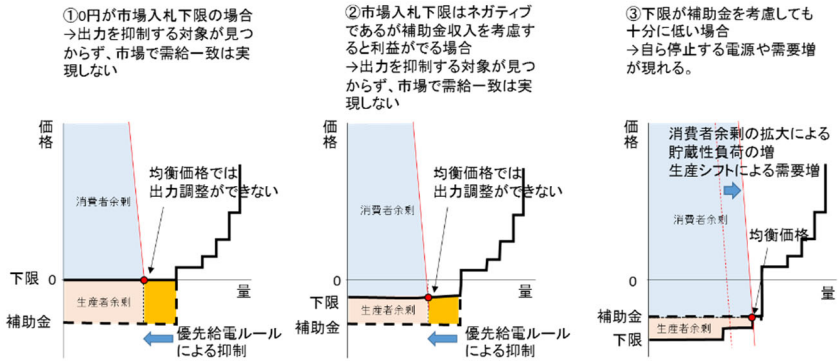


図 8-10　下限価格にネガティブプライスを採用する効果

余剰時、市場では供給力が需要を上回ることで余剰となり、需給バランスを保てない状態であるが、これは需給ひっ迫時に需要が供給力を上回って供給力が不足する状態と対称的な関係にある。これら余剰時と需給ひっ迫時を比較したものを表 8-6 に示す。

需給ひっ迫時にエネルギー市場の上限価格と対になるのが余剰時の下限価格となる。需給ひっ迫時の上限価格は、価格を十分高くとることで電源供出を促すと共に需要抑制も促すことを期待し、一方でこの価格を超えてまでの対策は行わずに強制的な需要抑制の手段を取ることを意味する。

余剰時の下限価格を同様に考えると、下限価格を十分安くとることで電源抑制を促すと共に需要創出を促すことを期待し、一方でこの価格を下回ってまでの対策は行わずに強制的な電源抑制の手段を取ることを意味する。

このように考えると下限価格は十分に安くとる必要があり、0 円以下のネガティブプライス（負の価格）の採用検討も必要となる。ネガティブプライスになると出力が一定な電源は損をするのではないか、という見方もあるが、これも需給ひっ迫時と対称的に考えることができ、需給ひっ迫時に小売事業者があらかじめ相対契約を結んでおくことで市場の高値から価格ヘッジを行うことと同様に、発電事業者はあらかじめ相対契約を結んでおくことで市場の安値から価格ヘッジを行うことができる。

表 8-6　需給ひっ迫時と余剰時の対称性

	需給ひっ迫	余剰
基準となる価格	上限価格（VoLL）	下限価格（フロアープライス）
解消に向けた行動への動機付け	価格を十分高くとることで供給力対策（需要を減らす対策）を進める動機となる	価格を十分安くとることで需要側対策（供給力を減らす対策）を進める動機となる
最終手段	強制的な需要抑制	強制的な電源抑制
ヘッジ手段	小売事業者はあらかじめ相対契約を結んでおくことで市場の高値から価格ヘッジを行う	発電事業者はあらかじめ相対契約を結んでおくことで市場の安値から価格ヘッジを行う

地内混雑増加の懸念（課題⑨）

従来の水力・火力・原子力の大型電源で供給力を確保していた時代は、エリア毎に電源と送電線が一体的に整備されてきた。そのためエリア内での混雑は基本発生していなかった。一方でエリアをつなぐ地域間連系線は、広域的な電源開発による効率的な投資や緊急時の相互応援による予備力の低減などを期待して整備されてきた。卸市場の全国拡大や再エネの地域偏在によりエリア間の供給力の流動化が進み、一部地域間連系線では混雑が発生している[63]。

ドイツでは、北部に風力が増加する一方、需要は南部に多いため送電線に混雑が発

[63] わが国は、エリア毎に価格が均一であることから、エリアをゾーンと見立てた制度と言える。

生している。系統運用者単位で価格が同一となるゾーン制を取っており、エネルギー市場では混雑処理がなされないことから、系統運用者による再給電により混雑の上流下流の電源を持ち替えることで混雑を解消している。欧州では、ゾーンを分けるという検討もなされているが、ゾーンを分割すると価格が上がる地域と下がる地域が生まれ、事業者に応じて利害の違いが発生すること、各事業者の入札単位や市場の単位が変わるため移行コストも高いこと、などからゾーンの分割はなされていない。ノーダルに移行するのではなく欧州大に市場を拡大することでメリットを見出す方向と言えるだろう。

PJM ではノーダル制をとり、混雑はエネルギー市場で解消されている。地点毎に価格が異なることから、電源立地を誘導するインセンティブを市場に与えている。米国でノーダルが進んだ背景には、ゾーン制と再給電では、エネルギー市場と調整力市場でのさや抜きをするゲーミングの問題があったのも一つの要因とされている。

日本も今後は地内でも混雑発生が想定される。系統混雑は運用上必ず解消しないといけないが、卸市場で混雑が考慮されていないと、卸市場で決まった結果に対して再給電という卸市場の外での系統運用者の介入が対処方法となり、再エネの増加は卸市場と実運用の乖離を増加させる。IEA(2016)は「価格に反映されない市場外での運用が必要となり、これらが頻繁に行われると、システム運用者は送電網側の予備力を増加させ、電力市場で利用できる送電容量を減少させ、それは安定運用という理由による既存の資産の非効率な使用につながる」と指摘している。

再給電の費用を託送料金で回収するのではなく、地内混雑を卸市場の価格差として示すことで立地誘導され、送電設備の活用度合が高まって社会コストが下がることが期待される[64]。電力広域的運営推進機関（2020d）では、「再給電方式では価格シグナルがないことから、電源の新陳代謝の意味でも将来的に価格シグナルを与えるような仕組みの導入を前提に実施すべき」と指摘している。

ゾーンの分割を進めればノーダルになる、という意味では両者に根本的な違いはないが、ゾーンは混雑箇所が特定されているのに対し、ノーダルは混雑箇所が増えても対応できるという点に違いがある。今後、分散電源が増え混雑箇所の特定が難しくなることを踏まえると、より柔軟性があるノーダルの仕組みが都度のゾーン分割コスト[65]を生まないことからも有効と考えられる。

8.5　小括

以上をとりまとめたものを表 8-7 に示す。

---

[64] ERCOT では、2010 年の地点別限界価格の実施により、制御区域全体が同じ価格になる時間数が増加している（IEA(2016)）

[65] カリフォルニアではゾーン分割に数年を要したとされる（Antonopoulos et al.(2020)）。日本でゾーン分割を行う場合、ゾーンの定義、各事業者の予測・清算・入札単位の細分化、各市場・系統運用者・電力広域的運営推進機関のシステム改修などが必要となる。

日本が今後、分散型市場を目指すか、集中型市場を目指すかは今後の議論であるが、当面は分散側市場を基本に改良が進められていくと思われる。設備容量が少ないこと、電源構成は太陽光、揚水比率が高いことを考えると、限られた設備を如何に効率的に活用していくか、ということが重要になる。また、小売事業者の負担を新たに高めていく施策は難しいこと、燃料の調達リードタイムが長く備蓄もできないこと、今後パフォーマンスベースで要求する容量市場が開始されることなどを考えると、その負担は系統運用者や発電事業者に寄っていくようにも思われ、これは集中型市場の責任分担に近づいていく。

表 8-7　日本における課題と欧米の対処事例および今後の対応策

	課題	要因	ドイツの対処策 （分散型市場事例）	PJMの対処策 （集中型市場事例）	分散型市場を指向時の対応策 （○：2024年までに改善予定有）	中間的な対応策 （○：2024年までに改善予定有）	集中型市場を指向時の対応策 （○：2024年までに改善予定有）
kW	①設備容量（kW）の不足	**（分散管理）** ・調達先未定を許容 ・ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けが弱い	**（分散管理＋他国に期待＋予備力）** ・ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けが強い ・戦略的予備力 ・他国に期待	**（集中管理）** ・容量市場 ・価格インセンティブ（上流投資等を考慮した上限価格適宜見直し）	**（集中管理）** ○容量市場 ・価格インセンティブ（上流投資等を考慮した上限価格適宜見直し）	**（集中管理）** ○容量市場 ・価格インセンティブ（上流投資等を考慮した上限価格適宜見直し）	**（集中管理）** ○容量市場 ・価格インセンティブ（上流投資等を考慮した上限価格適宜見直し）
ΔkW	②ΔkW必要量の確保	**（小売期待が基本、系統運用者にも期待）** ・ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けが弱い ・ΔkW調達量の上限なし	**（小売に期待）** ・ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けが強い ・物理的な確保義務 ・ΔkW調達量の上限あり	**（ISOに期待）**（集中管理） ・kWh＋ΔkW同時最適化 ・容量市場落札電源の市場応札義務 ・需給ひっ迫時に価格高騰の仕組み	**（小売に期待）** ○ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けを強く ・物理的な確保義務 ○ΔkW調達量に上限あり ・小売事業者の意識・行動が変容するか注視	**（小売に期待）**※平常時 ○ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けを強く ・物理的な確保義務 ○ΔkW調達量に上限あり ・小売事業者の意識・行動が変容するか注視 **（系統運用者に期待）**※需給ひっ迫時 ○ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金支払いにより同時同量義務を緩和 ・系統運用者が広域的に起動停止計画を立てる仕組み	**（ISOに期待）**（集中管理） ・kWh＋ΔkW同時最適化 （広域的に起動停止計画を立てる仕組み） 同等の機能
	③ΔkW応札不足	**（発電に期待）** ・事業者の準備不足 ・応札しにくい制度	**（発電に期待）** ・需給調整市場の価格インセンティブ ・調達先を国外に拡大 ・不足時に価格インセンティブ	**（ISOに期待）**（集中管理） ・kWh＋ΔkW同時最適化 ・容量市場落札電源の市場応札義務 ・需給ひっ迫時に価格インセンティブ	**（発電に期待）** ・発電事業者の入札準備を促す ・応札しやすい制度見直し ・需給調整市場の価格インセンティブ	**（発電に期待）** ・発電事業者の入札準備を促す ・応札しやすい制度見直し ・需給調整市場の価格インセンティブ	**（ISOに期待）**（集中管理） ・kWh＋ΔkW同時最適化 （広域的に起動停止計画を立てる仕組み）
	④緊急時の手順	**（国・電力広域的運営推進機関・系統運用者に分散）** ・需要対策の実行基準がない	**（小売・発電に期待）** ・ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金の高騰により需給改善行動促す ・ｾｰﾌﾃｨｰﾈｯﾄ（戦略的予備力）発動時もｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金を高く維持	**（小売・発電に期待）** ・需給対策の明確な実行基準 ・ﾘｱﾙﾀｲﾑ市場価格高騰により需給改善行動促す	**（小売・発電に期待）** ○ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金の高騰により需給改善行動促す ・需給対策の明確な実行基準	**（小売・発電に期待）** ○ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金の高騰により需給改善行動促す ・需給対策の明確な実行基準	**（小売・発電に期待）** ○ﾘｱﾙﾀｲﾑ市場価格の高騰により需給改善行動促す ・需給対策の明確な実行基準
kWh	⑤燃料確保量不足	**（発電に期待）** ・調達ﾘｰﾄﾞﾀｲﾑ長い（タンカー） ・ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けが弱い（相対契約は少ない）	**（小売に期待）** ・調達ﾘｰﾄﾞﾀｲﾑ短い（ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ・備蓄） ・ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けが強い（相対契約が多い） ・物理的な確保義務 ・ｾｰﾌﾃｨｰﾈｯﾄ（戦略的予備力）発動時もｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金を高く維持	**（発電に期待）** ・調達ﾘｰﾄﾞﾀｲﾑ短い（ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ） ・容量市場ペナルティ（市場供出）とインセンティブ（上流投資等を考慮した上限価格適宜見直し）	**（小売に期待）** ○ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けを強く ・物理的な確保義務 ・ｾｰﾌﾃｨｰﾈｯﾄ発動時もｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金を高く維持	**（発電に期待）** ○容量市場ペナルティ（市場供出） ・容量市場インセンティブ（上流投資を考慮した上限価格設定） **（小売に期待）** ○ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金による動機付けを強く ○ｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金支払いにより同時同量義務を緩和 ・ｾｰﾌﾃｨｰﾈｯﾄ発動時もｲﾝﾊﾞﾗﾝｽ料金を高く維持 **（系統運用者に期待）** ・kWh管理 ・燃料ｾｰﾌﾃｨｰﾈｯﾄ（公募） 同等の機能	**（発電に期待）** ○容量市場ペナルティ（市場供出） ・容量市場インセンティブ（上流投資を考慮した上限価格設定） **（系統運用者に期待）**（集中管理） ・kWh管理
	⑥時間前市場の流動性不足	**（系統運用者に期待）** ・起動時間が長い ・調達見込みのない電源は停止 ・ΔkW調達量の上限なし	**（発電に期待）** ・起動時間が短い電源が存在 ・調達先を国外に拡大	**（ISOに期待）**（集中管理） ・kWh＋ΔkW同時最適化 （ISOが起動指令）	**（発電に期待）** ・起動時間を考慮した時間前ｽﾎﾟｯﾄ市場設置	**（発電に期待）** ・起動時間を考慮した時間前ｽﾎﾟｯﾄ市場設置 **（系統運用者に期待）** ・系統運用者による起動 同等の機能	**（ISOに期待）**（集中管理） ・kWh＋ΔkW同時最適化 （広域的に起動停止計画を立てる仕組み）
再エネ	⑦再エネ予測誤差を時間前市場で調整するための課題	**（系統運用者に期待）** ・再エネ予測誤差は系統運用者が調整（FIT特例制度） ・時間前市場の流動性の不足 ・調達計画再提出の事務手続き	**（小売に期待）** ・再エネ予測誤差はBGが調整 ・GC短縮（再エネ予測誤差の低減） ・実同時同量制度 ・時間前市場の流動性が高い	**（ISOに期待）**（集中管理） ・再エネ予測誤差はISOが調整 ・kWh＋ΔkW同時最適化 ・揚水はISOが調整	**（小売に期待）** ・再エネ予測誤差はBGが調整 ・GC短縮（再エネ予測誤差の低減） ・実同時同量制度 ○揚水はBGが調整	**（小売に期待）** ・再エネ予測誤差はBGが調整 ・GC短縮（再エネ予測誤差の低減） ・実同時同量制度 ○揚水はBGが調整	**（ISOに期待）**（集中管理） ・再エネ予測誤差はISOが調整 ・kWh＋ΔkW同時最適化 ○揚水はISOが調整
	⑧市場原理に基づかない余剰抑制	**（系統運用者に期待）** ・優先給電ルール ・ネガティブプライスなし	**（発電に期待）** ・ネガティブプライス （エネルギー市場）	**（発電に期待）** ・ネガティブプライス （エネルギー市場）	**（発電に期待）** ・ネガティブプライス （卸市場）	**（発電に期待）** ・ネガティブプライス （卸市場）	**（発電に期待）** ・ネガティブプライス （エネルギー市場）
	⑨地内混雑増加の懸念	・均一価格（ゾーン）	・均一価格（ゾーン） ・再給電	・地点別価格（ノーダル） ・SCED（系統制約付経済配分）	○均一価格（ゾーン） ・再給電	○均一価格（ゾーン） ・再給電	・地点別価格（ノーダル） ・SCED（系統制約付経済配分）

9　まとめ

安定供給の観点から、分散型市場のドイツは BRP（小売事業者）に多くを期待しているのに対し、集中型市場の PJM は発電事業者に市場供出を行わせつつ、系統運用者の一元管理で解決を目指していると言える。わが国は、ドイツと同様に、分散型市場での制度設計を志向しており、複数の系統運用者間をまたがる取引を早期に実現することに貢献しているものの、供給力確保を小売事業者のみならず、系統運用者からの補填にも依存している点にドイツとの違いがある。この点は、系統運用者と小売事業者との間で需給ひっ迫時に電源の取り合いが発生しているとの指摘がある。市場原理に基づくインセンティブを強めるなかで、需給対策とその費用負担を誰に委ねるか、議論を複雑化している一因にもなっている。

今後、ドイツのように分散型市場を推し進めていくのであれば、小売事業者により多くの責任を持たせる必要があるというのが本稿の結論である。しかし、小売事業者の負担が今以上に大きくなることに対して、実現は容易ではないだろう。

他方で、分散型市場の仕組みを維持しながら、小売事業者の負担を軽減すべく、その役割を緩和し、系統運用者にセーフティーネットの部分（ΔkW 対策、kWh 対策共に）を更に依存するようになれば、セーフティーネットが市場のシグナルを緩和し、分散型システムによる安定供給の確保が難しくなる事態も懸念される。またこうした措置はセーフティーネットの量を増加させる可能性を秘めている。こうした事態を回避するためには、セーフティーネット発動時には、インバランス料金を高く維持することなどで、セーフティーネットに小売事業者が依存しないような仕組みが必要と考えられる。

逆にセーフティーネットが増えることを許容するのであれば、系統運用者が系統全体を管理する集中型市場の仕組みに事実上なっているともみなせるのではないか。電力の安定供給の失敗は停電という形で需要家の負担となることは念頭におき、各事業者に何を求めるのか、役割分担は日本独自の型を目指す場合には特に明確にしておく必要がある。

系統運用者がセーフティーネットを担当するにあたり、系統運用者に電源に関して十分な情報を与えること、エリア間の起動判断を最適化する仕組みを設けること、この 2 点が必要となる。これはおおよそ集中型市場の仕組みに近いと言え、小売事業者に対してインバランスに対する責任を持たせないのであれば、系統運用者が系統全体を管理できるような体制として、集中型市場と同等の機能を備えておくことが必要になる、ということになる。容量市場が PJM を参照して設計され発電事業者に市場供出を求めていることは、この下支えとなる。

ここで、集中型市場の仕組みを採用したとしても小売事業者の負担は変わらずにして本稿で取り上げた多くの問題を解決できること、ノーダル制への移行に資すること

等を考えると、集中型市場に移行することは有力な選択肢であると言える。集中型市場の採用は、再エネ抑制の量と機会を更に減らすことに資するとともに、需給ひっ迫時には供給力として揚水を最大限活用することにも貢献する。設備容量が少ない中、現状のような供給力の取り合いを懸念する必要もなく、安定供給面からも全体の管理（ΔkW、kWh 共に）を容易する点で有効である。

最後に、分散型・集中型いずれの市場形態も、現存する設備を実需給段階で配分する方法の違いにしかすぎない。いずれの市場形態を選ぶ場合でも、設備容量（kW）が十分にあることが前提であり、電源を維持・新設されていく施策が強く求められる。容量市場は万能ではなく、魅力がなければ設備廃止による応札不足を招き、設備容量（kW）不足になることもあり得るためである。

参考文献

JERA（2021）「資料 3-2　燃料調達の取組みと火力を取巻く動向について」 第 35 回 電力・ガス基本政策小委員会

JICA（2004）「報告書：アジア地域電力構造比較によるニーズ調査ファイナルレポート」

大貫　憲二（2013）「欧州における LNG ビジネス動向」『石油・天然ガスレビュー』47 巻 3 号

大橋　弘（2021）『競争政策の経済学』第 5 章　日本経済新聞出版

海外電力調査会（2019a）「海外諸国の電気事情　第一編　2019 ドイツ」

海外電力調査会（2019b）「海外諸国の電気事情　第一編　2019 米国」

金本良嗣（2022）「電力システムの経済学Ⅰ：給電，電源接続，系統増強」RIETI 発表論文

関西電力送配電株式会社「インバランス料金単価（速報・確報）」
https://www.kansai-td.co.jp/consignment/agreement/imbalance.html

関西電力送配電株式会社「でんき予報」
https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/

関西電力株式会社（2018）「資料 2-1 参考 1　7/18(水)の需給状況について」 第 33 回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

経済産業省（2002）「資料 2　小売自由化範囲の拡大等に対応した供給力確保の仕組みについて」 第 10 回　電気事業分科会

経済産業省（2003a）「総合資源エネルギー調査会　電気事業分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」 電気事業分科会

経済産業省（2003b）「資料 2-1　総合資源エネルギー調査会　電気事業分科会中間報告「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」 電気事業分科会

経済産業省（2008）「今後の望ましい電気事業制度の在り方について」電気事業分科会
経済産業省（2013）「電力システム改革専門委員会報告書」 電力システム改革専門委員会
経済産業省（2014）「資料 5-3　インバランス制度に係る詳細制度設計について」 第 8 回制度設計ワーキンググループ
経済産業省（2017）「資料 4　需給調整市場について」第 11 回　制度検討作業部会
経済産業省（2018a）「資料 6　効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備について」 第 8 回　電力・ガス基本政策小委員会
経済産業省（2018b）「資料 6　適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について」第 14 回電力・ガス基本政策小委員会
経済産業省（2019）「適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について」 第 22 回　電力・ガス基本政策小委員会
経済産業省（2021a）「資料 6　今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証について（個別論点のさらなる検討）」 第 32 回　電力・ガス基本政策小委員会
経済産業省（2021b）「資料 3-1　2021 年度冬季の需給対策について」 第 41 回 電力・ガス基本政策小委員会
経済産業省（2021d）「資料 3-1　リスクマネジメント GL の在り方について」 第 38 回　電力・ガス基本政策小委員会
経済産業省（2021e）「資料 4-2　2021 冬季に向けた電力需給対策について」 第 40 回　電力・ガス基本政策小委員会
経済産業省（2021f）「資料 4　2022 年度の電力需給の見通し及び対策について」 第 44 回電力・ガス基本政策小委員会
経済産業省（2021g）「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」 発電コスト検証ワーキンググループ
経済産業省（2021h）「今後の電力システムの新たな課題について中間取りまとめ」 第 43 回　電力・ガス基本政策小委員会
経済産業省（2021i）「2020 年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証：中間取りまとめ」
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/036_04_03.pdf
経済産業省「電力調査統計表」
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results_archive.html
公正取引委員会事務総局（2017）「液化天然ガスの取引実態に関する調査報告書」
首相官邸（2013）「資料 1　電力システムに関する改革方針」 第 6 回　日本経済再生本部
電力・ガス取引監視等委員会（2018）「資料 8-2　インバランスの状況について（資料配布）」 第 31 回　制度設計専門会合
電力・ガス取引監視等委員会（2019a）「第 43 回　制度設計専門会合　議事録」 第 43 回

制度設計専門会合
電力・ガス取引監視等委員会（2019b）「第 44 回　制度設計専門会合　議事録」　第 44 回　制度設計専門会合
電力・ガス取引監視等委員会（2021a）「資料 7-2　２０２２年度以降のインバランス料金制度について（中間とりまとめ）」 第 22 回　電力・ガス基本政策小委員会
電力・ガス取引監視等委員会（2021b）「資料 6-1　一般送配電事業者による２０２１年度向け調整力の公募調達結果等について」 第 58 回　制度設計専門会合
電力・ガス取引監視等委員会（2021c）「自主的取組・競争状態のモニタリング報告（令和 3 年 4 月～令和 3 年 6 月期）」 第 65 回　制度設計専門会合
電力・ガス取引監視等委員会（2021d）「2020 年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等について」第 67 回　制度設計専門会合
電力広域的運営推進機関（2015）「平成 28 年度供給計画の取りまとめ」
電力広域的運営推進機関（2016）「平成 29 年度供給計画の取りまとめ」
電力広域的運営推進機関（2017a）「電気供給事業者に対する指導等について」
https://www.occto.or.jp/pressrelease/2017/170825_jigyousha_shidou.html
電力広域的運営推進機関（2017b）「平成 30 年度供給計画の取りまとめ」
電力広域的運営推進機関（2017c）「資料 2　需給調整市場で取引される ΔｋＷについて（続き）」第 2 回　需給調整市場検討小委員会
電力広域的運営推進機関（2018a）「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」
電力広域的運営推進機関（2018b）「2019 年度供給計画の取りまとめ」
電力広域的運営推進機関（2019a）「資料 2　一次調整力から三次調整力①の必要量の考え方について」 第 14 回　需給調整市場検討小委員会
電力広域的運営推進機関（2019b）「資料 3-2　再エネ予測精度向上に向けた取り組みについて」 第 38 回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
電力広域的運営推進機関（2019c）「資料 4　インバランス料金に逼迫時の価格補正を導入することで需給改善に期待すること」 第 41 回　制度設計専門会合
電力広域的運営推進機関（2019d）「2020 年度供給計画の取りまとめ」
電力広域的運営推進機関（2019e）「資料 4　インバランス料金制度の見直しについて」 第 39 回　制度設計専門会合
電力広域的運営推進機関（2019f）「需給調整市場の概要と検討状況」電力技術懇談会
電力広域的運営推進機関（2020a）「資料 2　広域的な需給ひっ迫時の対応について」第 52 回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
電力広域的運営推進機関（2020b）「2021 年度供給計画の取りまとめ」
電力広域的運営推進機関（2020c）「資料 2-1　広域予備率管理による需給運用について」第 48 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
電力広域的運営推進機関（2020d）「資料 3　地内系統の混雑管理に関する勉強会について

最終報告」 第 5 回　地内系統の混雑管理に関する勉強会
電力広域的運営推進機関（2021a）「2021 年度供給計画の取りまとめ」
電力広域的運営推進機関（2021b）「資料 2-1　三次②調達不足の要因等を踏まえた検討課題について」 第 23 回　需給調整市場検討小委員会
電力広域的運営推進機関（2021c）「資料 5　今冬の需給ひっ迫への対応について」 第 30 回　電力・ガス基本政策小委員会
電力広域的運営推進機関（2021d）「資料 3　2021 年度調整力の確保に関する計画の取りまとめについて（報告）」 第 62 回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
電力広域的運営推進機関（2021e）「資料 1　2022 年度以降の週間計画における広域予備率算出に向けた確認試験の分析結果及び課題と対策について」第 68 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
内閣府（2012a）「資料 4-2　これまでの議論の整理　-残された論点-」第 4 回　需給検証委員会
内閣府（2012b）「資料 1-5　製造業における節電対策のための期間について」第 3 回　需給検証委員会
内藤 克彦（2018）『欧米の電力システム改革　基本となる哲学』 化学工業日報社
永井 一聡（2014）「欧州の天然ガス・LNG 情勢を読む」『石油・天然ガスレビュー』 48 巻 6 号
西村 陽（2000）『電力改革の構図と戦略』 電力新報社
野村 宗訓、草薙 真一（2017）『電力・ガス自由化の真実』 エネルギーフォーラム
服部 徹（2017）「欧州主要国の卸電力市場の流動化とスポット市場の取引量」電力中央研究所報告書 Y16003
古澤 健、岡田 健司、後藤 美香（2014）「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題―需給調整能力の確保と費用決済―」 電力中央研究所 報告書 Y13018
古澤 健、岡田 健司（2015）「ドイツの需給調整メカニズムの広域化の動向と課題」 電力中央研究所 報告書 Y14021
古澤 健（2019）「需給調整市場を考慮したわが国のインバランス料金制度の課題―ドイツのインバランス料金の変遷から見た考察―」 『電力経済研究』66 号、39-52 頁
米国送電システム研究会（2020）『イノベーションのカギを握る米国型送電システム』 化学工業日報社
三菱 UFJ リサーチ＆コンサルティング（2019）「経済合理的かつ信頼性の高い送配電事業の在り方に関する調査　報告書」

Ahlqvist, V., P. Holmberg and T. Tangerås (2019) “Central- versus Self-Dispatch in Electricity Markets,” *University of Cambridge, Energy Policy Research Group*
Alberta Electric System Operator, “Negative Pricing Discussion Paper,”

https://www.aeso.ca/assets/Uploads/4.4-Negative-Pricing-paper.pdf
Antonopoulos, G., S. Vitiello, G. Fulli , and M. Masera (2020) “Nodal pricing in the European Internal Electricity Market,” *JRC Technical Report*, Joint Research Center (JRC), the European Commission's Science and Knowledge Service
BMWi (“Bundesministerium fur Wirtschaft und Energie”) (2005a) “Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)”
BMWi (“Bundesministerium fur Wirtschaft und Energie”) (2005b) “Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)”
BMWi (“Bundesministerium fur Wirtschaft und Energie”) (2015) “An electricity market for Germany's energy transition, White paper”
BNetzA (“Bundesnetzagentur”) (2012) “BK6-12-024”
https://www. bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2012/BK6-12-024/BK6-12-024_ Mitteilung_vom_20_04_2016.html
BNetzA (“Bundesnetzagentur”) (2013) “Monitoring Report 2012”
BNetzA (“Bundesnetzagentur”) (2014) “Monitoring Report 2013”
BNetzA (“Bundesnetzagentur”) (2016) “Monitoringbericht 2015”
BNetzA (“Bundesnetzagentur”) (2018) “Monitoring Report 2017”
BNetzA (“Bundesnetzagentur”) (2019) “Monitoring Report 2018”
BNetzA (“Bundesnetzagentur”) (2021a) “Monitoring Report 2020”
BNetzA (“Bundesnetzagentur”) (2021b) “Monitoringbericht 2021”
CMA (2015) “Energy market investigation, Wholesale electricity market rules”
EirGrid, Semo, SONI (2012) “Dispatch Models,” *SEM Market Integration Project Information Session*
ENTSO-E (2018a) “An Overview of the European Balancing Market and Electricity Balancing Guideline”
ENTSO-E (2020a) “Mid-term Adequacy Forecast Executive Summary 2020 Edition”
ENTSO-E (2020b) “Workshop on MARI and PICASSO implementation,” *Stakeholder Workshop*
ENTSO-E (2020c) “Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2019”
ENTSO-E (2021) “Installed Capacity per Production Type (2021, Germany),” https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show
EPEXSPOT (2021a) “Basics of the Power Market, Negative Prices Q&A,”
https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket#negative-prices-q-a
EPEXSPOT (2021b) “EPEXSPOT Trading products,”

https://www.epexspot.com/en/tradingproducts
EPEXSPOT (2021c) “Trading at EPEX SPOT 2021,“ EPEX SPOT SE. Brochure
Europai Bizottsag (2016) “Liquefied Natural Gas and gas storage will boost EU's energy security,”
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/hu/MEMO_16_310
Florence School of Regulation (2019) “Zonal versus Nodal Electricity Pricing: the PJM experience,”
https://fsr.eui.eu/zonal-versus-nodal-electricity-pricing-the-pjm-experience/
Garrido, P., L. Morelli and L. Walter (2018) “Price Formation Education 4: Shortage Pricing and Operating Reserve Demand Curve,” *PJM*
Giacomoni, A. (2018a) “LMP Calculation and Uplift,” *PJM*
Giacomoni, A., Keyur Patel, Cheryl Mae Velasco (2018b) “Price Formation Education 3: Reserves and Co-optimization,” *PJM*
Giacomoni, A., Q. Gu, and B. Gisin (2020) “Optimizing Hydroelectric Pumped Storage in PJM's Day-Ahead Energy Market,” *FERC Technical Conference*
Holmberg, P. (2020) “The inc-dec game in zonal electricity markets,” *Research Institute of Industrial Economics*
IEA (“International Energy Agency”) (2016) “Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power system,” （国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（訳）「電力市場のリパワリング：低炭素電力システムへの移行期における市場設計と規制」）
ISO/RTO COUNCIL (2017) “Market Design Executive Summary,” *IRC Markets Committee*
Just, S. and C. Weber (2015) “Strategic Behavior in the German Balancing Energy Mechanism: Incentives, Evidence, Costs and Solutions,” *Journal of Regulatory Economics,* 48(2):218-243
McGlynn, P. (2019) “How PJM Remained Reliable During Record Cold,” *PJM*
Monitoring Analytics, LLC. (2021) “2020 State of the Market Report for PJM”
NERC (2020) “2020 Summer Reliability Assessment,”
https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_SRA_2020.pdf
PJM (2011) “No-Load Definition: Educational Document,”
https://www. pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/cds/20110321/20110321-item-03b-educational-paper-for-no-load.ashx
PJM (2016), “Two Settlement,” *PJM Market Optimization Workshop*
PJM (2017) “Demand Response Strategy,” PJM Reports,:

https://www. pjm.com/library/reports-notices
PJM (2018a) “Important Concepts from Price Formation Education Session 1: Economic Dispatch”
PJM(2018b)”Intro to PJM Emergency Procedures”
https://pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/gen-exam-materials-feb-18-2019/training-material/02-generation/7-1-intro-emergency-procedures.ashx
PJM (2020a) “Energy Storage Offers Efficiency, Flexibility to Power the Grid,”
https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/energy-storage-fact-sheet.ashx
PJM (2020b) “PJM RTO Capacity By Fuel Type,” https://sdc.pjm.com/-/media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2020.ashx.
PJM (2021a) “PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting Revision:85”
PJM (2021b) “PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision:113”
PJM (2021c) “PJM Manual 13: Emergency Operations Revision:79”
PJM State & Member Training Dept. (2014) “Capacity Shortage RE Module,” *PJM*
Psarros, G. N., P. A. Dratsas, and S. A. Papathanassiou (2021) “A Comparison between central- and self-dispatch storage management principles in island systems,” Applied Energy vol. 298
ReedSmith (2015) “FERC approves PJM Capacity Market Reforms over Chairman's Objection”
https://www.reedsmith.com/en/perspectives/2015/06/ferc-approves-pjm-capacity-market-reforms-over-cha
Sarfati, M., M.R. Hesamzadeh and P. Holmberg (2018) “Increase-Decrease Game under Imperfect Competition in Two-stage Zonal Power Markets-Part I: Concept Analysis,” *Energy Policy Research Group Working Paper 1837*, University of Cambridge
Tennet (2020), “Calculation of the uniform imbalance price (reBAP) across Germany's 4 control zones,”
https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Balance_groups/Balancing_energy_prices/2020-07-01_Modellbeschreibung_reBAP-Ermittlung_EN.pdf.
U.S. Energy Information Administration (2020) “European natural gas storage inventories are at record-high levels at the end of winter,”
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=43235
Western Energy Imbalance Market (2021) “Western Energy Imbalance Market,”
https://www.westerneim.com/pages/default.aspx