

電力システム改革におけるアデカシー確保の考察 —長期エネルギー需給見通しにおける火力電源の収支分析—

Resource Adequacy under the Electricity System Reform

— Balance of payment analysis of thermal power generation based on the long-term energy supply and demand outlook —

キーワード：供給力，アデカシー，再生可能エネルギー，電力システム改革

永井雄宇 岡田健司

固定価格買取制度(FIT)等で補助された再生可能エネルギー電源の大量導入に伴い、従来型電源(主に火力電源)の販売電力収入による費用回収の不確実性の増大が懸念されている。その結果、市場退出を迫られる電源が増加し、新規電源への投資が鈍化するため、中長期的には安定供給に必要な供給能力(アデカシー)を確保できないリスクがある。わが国の長期エネルギー需給見通しでは、2030年における再生可能エネルギー比率22%以上等の電源構成の実現を掲げている。しかし、この実現の過程でアデカシー不足が生じる可能性があることは認識されているものの、ユニットレベルでの発電計画を考慮した火力電源の収支分析は行われていない。そこで、本稿では、当所で開発した「需給運用シミュレータ」を用いて、競争環境下において需給見通しの求める電源構成を実現しようとした場合、火力電源が卸電力市場の販売電力収入で発電費用を回収できるのか、定量的に評価した。その結果、大半の火力電源は販売電力収入のみでは電源維持は困難になり、需給見通しの実現やアデカシーの確保に必要な電源投資が停滞する可能性が高いことが示された。電力システム改革を進めていく中では、安定供給と需給見通しを両立すべく、供給力だけでなく調整力も確保できる電源の維持・投資を支援する制度設計が必要である。

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> 1. はじめに <ul style="list-style-type: none"> 1.1 電力システム改革と容量メカニズム 1.2 本報告の目的と構成 2. 電力システム改革後のアデカシー確保の課題 <ul style="list-style-type: none"> 2.1 電力システム改革における供給義務 2.2 自然変動電源の供給能力評価 2.3 競争的電力市場下における火力電源の費用回収 3. 分析ツールと長期需給見通しの想定 <ul style="list-style-type: none"> 3.1 需給運用シミュレータの概要 | <ul style="list-style-type: none"> 3.2 長期エネルギー需給見通しの想定 3.3 卸電力価格の想定 3.4 火力電源の固定費の想定 4. アデカシー確保と市場適応電源の評価 <ul style="list-style-type: none"> 4.1 シナリオ設定と分析手法 4.2 燃種別年間収支評価 4.3 市場適応電源の評価 4.4 アデカシー確保についての考察 5. 結論と今後の課題 |
|---|--|

1. はじめに

1.1 電力システム改革と容量メカニズム

現状の電力供給システム及びその技術では、安価に大量の電力を貯蔵することが困難なため、気温予想誤差などによる最大電力予測差や電源の故障等に備えて、適切な予備力を確保しておくことが必要となる。電力システム改革後、発電事業者は卸電力市場での販売電

力収入により発電費用を回収するという考え方が基本となるが、通常は停止しており緊急時のみに運転する電源の維持費を販売電力収入のみで賄うのは難しい。米国の Brattle Group は、経済合理性のみで正当化される電源容量は、技術的視点から最適とされる容量より少なくなるという試算を発表しており、市場に任せるだけでは供給力不足に陥る可能性があることを示している [2]。

他方で、需給が逼迫すると価格スパイクが起こるため、その際に緊急時に運転する火力電源等は固定費を回収し、競争市場下でもアデカシーを確保していくことが可能になるという意見がある。理論的には、年に数時間でも電力の希少性を反映した価値で取引が行われた場合、固定費を回収することは不可能ではない。しかし、現実の市場では、市場支配力への懸念から課せられる電力価格の上限、市場価格を歪める再生可能エネルギー（以下、再エネ）の優遇措置、リアルタイムに反応できない需要などから、固定費が回収できるような希少性を反映した価値での取引には至っていない[3, 4]。とりわけ、短期限界費用が低く、優先給電ルールが適用される再エネが卸電力市場へ参入すると、メリットオーダー¹効果を通じて卸電力市場価格が低下することから、火力電源の固定費を販売電力収入により回収するのが困難になる。

そのため、電力自由化を先立って実施している諸外国（米国、英国等）の中には、安定供給の維持に必要な供給能力（アデカシー²）の確保方策として、容量メカニズムの導入を進めているケースがある。容量メカニズムとは、供給力に応じた一定の報酬を発電事業者等に与えることで、競争環境下でも十分な供給力を確保するための仕組みである[5]。わが国でも、電力システム改革専門委員会報告書[6]において、中長期的にアデカシーを確保するためには「容量市場を創設することが適当」とされている。さらに、2016年9月に設置された電力システム改革貫徹のための政策小委員会では、電源投資の意思決定が市場原理に委ねられた場合でもアデカシーが確保されるよう、発電事業者等の投資回収の予見性を高め

¹ 様々な種類の電源を発電コストの安い順に並べ、安い順に使っていくことで発電コストを抑える手法。

² 電源や流通設備等の計画外停止および運用上の制約を考慮し、需要家の要求する電力を供給する能力。

ることが可能な集中型・分散型の容量市場創設に関する検討が進められている。

1.2 本報告の目的と構成

平成27年7月に公表された2030年における長期エネルギー需給見通し（以下、需給見通し）[7]では、再エネ比率を22%以上等にするのと共に、火力電源による供給見通しを掲げている（石炭：26%、LNG：27%、石油：3%）。需給見通しの実現可能性は、2030年までの火力電源計画に大きく依存する。しかし、競争環境下においては、発電事業者が、卸電力市場における収益性にに基づき電源の新設・リプレースの時期と規模を判断するため、火力電源計画は投資回収の予見性に大きく依存することとなる。アデカシー確保に必要な電源容量と需給見通し達成に必要な電源構成が2030年に確保できているかを評価するには、ユニット単位で電源を考慮した上で、卸電力市場の市況により火力電源の収支がどう影響を受けるかを分析することが重要となる。しかし、わが国では、火力電源の収支と需給見通しの整合性を定量的に分析する評価は行われていない。

そこで、本稿では、わが国の火力電源の特性をユニットごとに考慮した、当所で開発した「需給運用シミュレータ」を用いて、2030年における火力電源の収支評価を行う。まず、第2章で自然変動電源の供給能力と競争的電力市場における火力電源について論じた上で、第3章で需給見通しが要求する電源構成を実現する際の火力発電の収支の定量的評価手法について説明する。第4章では、本研究で提案する分析ツールを用いた評価結果を通じて、アデカシーを確保しつつ需給見通しを実現するための課題を整理し、今後求められる制度設計について考察する。

2. 電力システム改革後のアデカシー確保の課題

2.1 電力システム改革における供給義務

わが国では、2016年4月1日に電力小売部門が全面自由化され、全ての消費者が料金メニューや小売供給事業者を自由に選択できるようになった。それと同時に、発電事業、送配電事業、小売事業のライセンス制が導入された。発電事業と小売事業における地域独占から競争環境への供給体制の変更により、これまで旧一般電気事業者に課されていた供給義務が撤廃され、小売料金の許認可制も、今後条件が整えば撤廃³されることとなった。

ただし、小売全面自由化後も電力の安定供給を維持するために、改正電気事業法（平成28年法律第59号）では、小売電気事業者による必要な供給力の確保が求められている。小売電気事業者は、国への登録申請時に「供給能力を確保できる見込みがない」と認められた場合は、登録を拒否されることとなっている。また、登録後も、「小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。」とされており、毎年度、電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）に供給計画を提出することが義務付けられている。

小売電気事業者に義務付けられた供給能力の確保を達成する手段は、自社の販売需要に対し、自社電源による供給能力の確保に加え、卸電力市場や相対契約を活用した供給力確保がある。しかし、仮に発電事業者による電源の新設やリプレースが計画通りに進まない場合、小売事業者が卸電力市場を通じて調達可

能な供給力が十分に確保されない事態も想定され、最悪の場合は電力系統全体で供給力不足に至る可能性もありうる。2016年に提出された供給計画では、多数の小売電気事業者が中長期の供給力を「調達先未定」と計画している。そのため、広域機関が公表した「平成28年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について」⁴では、将来的に供給力不足が発生することへの懸念が示されている。

2.2 自然変動電源の供給能力評価

電力システム改革以前から、アデカシー確保に必要な供給力は、過去の需要実績（各月最大3日平均需要等）を参考にLOLP⁵解析やEPA法⁶などを用いて検討が進められてきた。これらの手法では、メンテナンスなどの時期を調整することで最大需要時に発電可能な状態である確率を極めて高く保てることと想定するため、火力発電のような給電指令（dispatch）可能な電源は、その電源の定格出力が供給力として評価されてきた。また、季節別に発電量は変化するものの、貯蔵が可能な水力発電は、過去の発電量（原則として至近30年）の実績を参考に、定格出力の一定割合が供給力として認められている。自然変動電源（太陽光発電、風力発電）は、発電出力が気象条件に影響されるため需要追従はできないものの、時間帯・季節によっては一定水準の発電出力

⁴ https://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/files/pressrelease_0629_kyoukei_bessi2.pdf

⁵ loss of load probability：供給信頼度の表現方法のひとつで、わが国では、見込不足日数とも言われる。見込不足日数は、供給不足日数の期待値を表したもので、最大需要電力持続曲線、系統内の総合された供給力減少量とその発生確率から求められる。例えば、夏季最大需要月（8月）の毎日の需要を模擬した需要供給曲線に対し、需要変動や供給力減少量（出水変動や電源の計画外停止など）等の需給変動下において停電が発生する（供給力が需要を下回る）日数を不足日数とする [9]。

⁶ 経済企画庁（EPA）が開発した手法。過去の需要実績から、季節変動成分、不規則変動成分、趨勢的傾向要素成分、循環変動成分を求め、持続的需要変動対応分に対応するために必要な予備力を算出する手法。

³ 料金が著しく変動して消費者に悪影響を及ぼさないよう、競争の進展が確認され需要家の利益を阻害しないと判断されるまで、経過措置を実施することとなっている。わが国の料金制度の特徴をふまえた、規制料金の撤廃判断における留意点や課題については文献 [8] を参考。

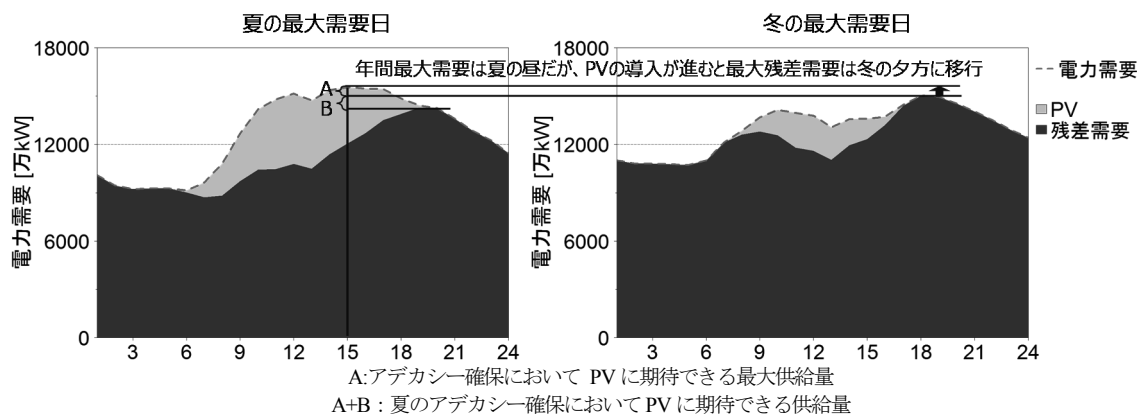


図1 2030年の需要予測と6,000万kWのPVが導入された場合の残差需要

は期待できる。そのため、自然変動電源の供給力は、一般送配電事業者が指定する時刻における発電実績の下位5日平均値により評価することとされてきた[10]。

期待出力が昼間のある時間帯に集中する太陽光発電（Photovoltaics, 以下PV）等と、給電指令可能な電源の供給力評価の大きな違いは、PV等の供給力は設備容量でなく最大需要の時間帯と残差需要⁷に依存することである。夏の最大需要日は冷房需要が増加する夏の猛暑日の昼に発生し、冬の最大需要日は暖房需要と照明需要が増加する夕方に発生する。昼間に発電出力が集中するPVが夏期の最大需要発生時の従来電源の発電量を代替する効果を持つことから、年間最大需要が夏に発生するわが国では、PVは供給力として評価されてきた。しかし、PVの導入が進むと、PVの出力を差し引いた最大残差需要は、図1のように冬の夕方に移行することとなる。残差需要に対しては、PV以外の電源で供給力を確保する必要がある。そのため、最大残差需要が冬に移行してから導入されるPVには、その他の電源を削減する効果はなく、追加的な供給能力は評価できないこととなる。

PV出力の想定と過去の需要実績を使用した文献[11]の最大残差需要の分析によると、わ

が国ではPVが1,695万kW導入された時点で最大残差需要は夏の16時に移り、4,873万kW導入されると冬の16時となるとしている。また、文献[12]は、東日本大震災以降、2013～2015年におけるPVによる最大電力需要の削減効果を分析しており、PVによる最大需要の削減効果が期待できる（最大残差需要が日没後等の時間帯に移行するまで）のは導入量が約900～2,900万kWまでと推計している。2016年4月末時点でわが国では3,300万kW導入されているため、これ以上の導入による最大電力需要の削減効果はあまり期待できないこととなる。

東日本大震災後、夏の最大需要は増加しておらず、広域機関は2025年の全国最大の夏の最大需要を、2010年比919万kW減の1億6,541万kWと想定している[13]。その一方で、北海道と東北の冬の最大需要は2010年比でそれぞれ6万kW、60万kWと伸びている。今後も、冬の最大需要が夏の最大需要を上回るペースで伸びると、PVがアデカシー確保に貢献できる供給能力は低下していくこととなる。自然変動電源を含めた中長期的なアデカシー確保を検討する際には、冬の夕方の時間帯等における分析も重要となる。

今後、DRなどITの活用による供給力の提供が期待されているものの、大半の供給力は引き続き給電指令可能な電源に依存すること

⁷ 電力需要から自然変動電源の出力を差し引いた需要。

が想定される。次節では、アデカシー確保に不可欠な供給指令可能な火力電源が、電力システム改革と自然変動電源の導入により、どのような影響を受けるかについて説明する。

2.3 競争的電力市場下における火力電源の費用回収

系統内では商品として同質である電力は、理論的には、完全競争下では発電単価を基準に競争が行われることとなる。また、電力は貯蔵できないという特性があるため、電源増強を考慮しない期間（週間や日間などの短期）では、発電事業者が卸電力市場へ入札する販売希望価格は、収益最大化の観点から短期限界費用（運転にかかわる増分費用≒増分燃料費）に基づき算定される。卸電力市場運用者は、メリットオーダーに従い各売電入札に基づき作成した市場全体の供給曲線と買電入札に基づき作成した需要曲線の交点から市場価格と市場取引量を決定する。この様な競争市場環境下では、発電事業者は、短期限界費用によって形成される卸電力市場（kWh 市場 = energy only market）での販売電力収入により、可変費（燃料費・起動費）・固定費（運転維持費・資本費）を含む総発電費用を回収するという考え方が基本となる。

卸電力市場からの販売電力収入により利益を得るには、少なくとも卸電力価格が平均燃料費用を上回る必要がある。図2に示すように、火力電源の短期限界費用は発電出力の増加とともに上昇するのに対し、平均燃料費用は発電出力の増加に伴い低下する。しかし、火力電源は、発電効率が定格出力で最高となるように設計されていることから、図2に示すように、火力電源の短期限界費用は常に平均燃料費用より低い。また、短期限界費用と平均燃料費用の差は部分負荷運転を行うほど広がるため、調整力を確保するために部分負荷運転を行う LNG コンバインドサイクル（以下、

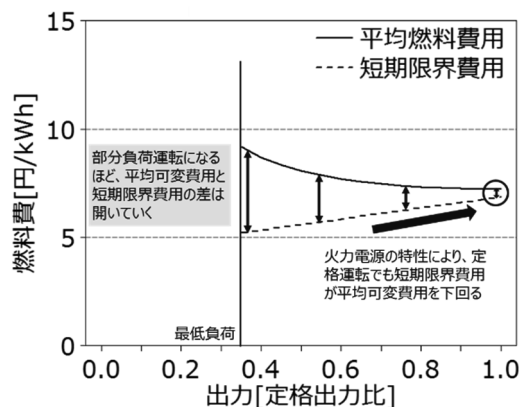


図2 一般的な火力電源の費用特性

LNGCC) などの機動力が高い電源は、卸電力市場価格が平均燃料費を下回るリスクが高くなってしまふこととなる。

発電事業者にとって、短期限界費用で取引される卸電力取引所の取引が唯一の発電収入であるとするならば、発電事業者は電源毎にみれば費用が未回収になるリスクを常に抱えていることとなる。つまり、卸電力市場価格の水準によっては、発電事業者は販売電力収入によって総発電費用を回収できない「ミッシングマネー問題」が生じる可能性がある [14]。さらに、短期限界費用が低く、優先給電ルールが適用される再エネが卸電力市場へ参入すると、火力電源が直面する費用回収問題はより悪化する。具体的には、給電指令可能な電源は、①メリットオーダーによる、卸電力市場価格の低下と②設備利用率低下による売電収入の低下、によって、ミッシングマネー問題を深刻化させる [12]。このように、電源の費用回収の不確実性が増大した状況では、中長期的にアデカシーの確保が難しくなることが懸念されている。

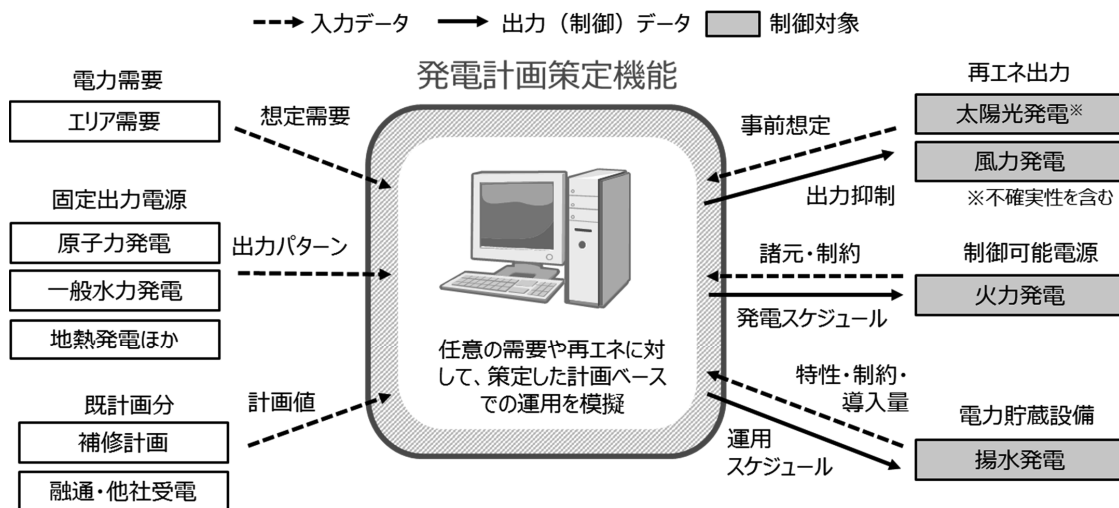


図3 需給運用シミュレータの基本構成 (文献[1]を基に一部改変)

3. 分析ツールと長期需給見通しの想定

3.1 需給運用シミュレータの概要

本稿の火力電源の収支の定量的分析は、当所で開発した「需給運用シミュレータ」を用いて行う。シミュレータの詳細は文献[1]及び本稿の補遺に記載しているため、本節では概要と基本設計のみについて述べる。

需給運用シミュレータは、需給バランスの維持や調整力確保など種々の制約条件の下で、最も経済的な電源の運転パターンと出力配分を求めるツールである。具体的に、需給運用シミュレータでは目的関数を総発電費用（燃料費+起動費）とし、以下の制約を満足しつつ計画期間における発電費用の最小化を図る。

- 個別ユニット単位の考慮
- 電源ごとの起動停止費の考慮
- 部分負荷運転による発電効率低下の考慮
- 短・長周期変動に対する調整力・予備力の考慮
- 周波数維持を考慮した運用制約の考慮
- 再生エネルギー電源の優先給電の考慮

需給運用シミュレータによる発電計画は、スポット市場へ入札する発電計画に相当する

ものと考えている。想定需要や太陽光出力の予測誤差などを考慮した上で経済的な発電計画を策定する。前日の需給計画に相当し、リアルタイム運用は模擬していないことに留意されたい。ただし、揚水式水力の発電計画は、週間運用を基に策定している（図3）。

3.2 長期エネルギー需給見通しの想定

本稿では、長期エネルギー需給見通しを参考に、2030年における電源を想定した上でアデカシー確保の評価を行っている。需要や風況などの地域特性を反映するため、わが国を5つの地域⁸に分割し、2030年におけるエリア別データを設定した。火力電源の構成は、需給見通しの発電量が実現可能となるよう、次のように想定した。まず、対象となる電源は、旧一般電気事業者と卸電気事業者が保持する電源と、特定規模電気事業者（PPS）の20万kW以上の火力電源とした。火力電源は45年で廃棄されるとし（石油は55年を想定）、2030年における残存電源（既存電源の中で2030年に廃棄されていない電源）を図4のように想定

⁸ 北海道エリア、東北エリア、東京エリア、本四60エリア（中部エリア、北陸エリア、関西エリア、中国エリア、四国エリア）、九州エリアを指す。需給運用シミュレータの開発中に行った試算[15]では、地域間連系線を考慮していなかったため、東日本と西日本を分けて計算を行った。

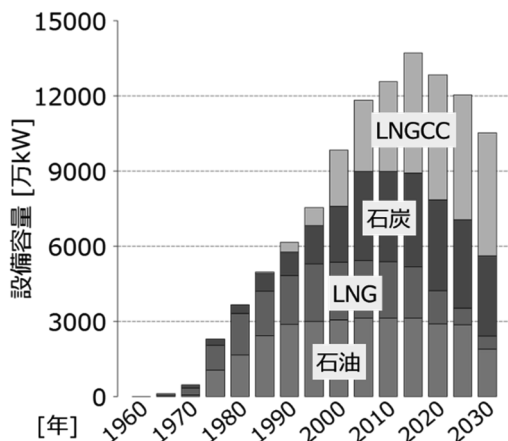


図4 2030年までの燃種別の残存電源

した。

石炭火力は、燃料費が低価であることから、設備利用率が高くなることが想定される。定期点検中となる2カ月を除きほぼフル稼働と想定すると、年間約80%の設備利用率となる。需給見通しの石炭火力の発電量は2,810億kWhであるため、2030年に必要となる石炭火力の電源容量は約4,000万kW（～2,810億kWh/8,760h/80%）となる。2030年における石炭火力の残存電源容量は3,645万kWとなるため、需給見通しを実現するためには約400万kWが新設・リプレースされる想定⁹をおき、2030年石炭火力の電源容量を4,042万kWとした。LNGCCは発電量当たりの二酸化炭素(CO₂)の排出が少ないため、環境アセスメントに申請中の電源は計画通りに建設が進められると想定した。今回の計算における2030年の電源容量とユニット数を表1に示す。

火力の発電計画を策定する上で重要となる電源の熱効率は、次のように想定した。既存電源と詳細な計画が提出されている電源は、

⁹ 旧一般電気事業者等が発表している供給計画と、2016年5月時点で環境アセスメントを開始し2020年までに運転開始を計画している電源は建設が進むとした。需給運用シミュレータの開発中に行った試算[15]では、廃棄される電源がリプレースされるという想定を置いたため、本計算の電源構成と大きく異なった条件であったことに注意されたい。

表1 2030年における火力電源

	ユニット数	定格出力 [万kW]
石炭火力	69	4,042
LNGCC	183	6,888
LNG火力	10	610
石油火力	42	1,891
合計	304	13,430

公開されている設計熱効率¹⁰を参考にした。計画段階で設計熱効率が公開されていない電源については、技術進歩を見込んだ上で、次のように熱効率を想定した。今後建設される石炭火力発電所は、超々臨界圧¹¹相当となると想定し、2020年までに新設・リプレースされる電源は42%（発電端、高位発熱量）、2020年から2030年の間に新設・リプレースされる電源は技術進歩を考慮し43%（発電端、高位発熱量）とした。LNGCCも同様に、今後、最新鋭の電源の建設が主に進むと想定し、近年建設された電源を参考に、2020年までに新設・リプレースされる電源は53%（発電端、高位発熱量）、2020年～2030年の間に新設・リプレースされる電源は技術進歩を考慮し54%（発電端、高位発熱量）とした。

現在多くのLNG発電所は、LNG調達の契約条件等により、一定期間内に一定のLNGを消費する必要がある。しかし、2030年断面においてどのような契約が交わされているか、またどのような市場になっているかの想定は困難である。そこで、本計算では、2030年にはスポット市場等を活用して柔軟にLNGの必要量を確保できると想定し、燃料の使用に関する制約は設けないこととした。

需給見通しでは2013～2030年の実質経済成長年率の平均値を1.7%と想定しており、そ

¹⁰ 電力会社のプレスリリース、環境影響評価方法書、電気新聞等の情報を参考とした。

¹¹ 2016年3月に公表された火力発電に係る判断基準WGの報告書[16]では、全体として超々臨界圧(Ultra Super Critical)相当の水準を目指すこととなっている。

れに伴い総発電電力量も1兆2,780億kWh程度に達するとしている。その一方で、トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上やBEMS・HEMSを利用した徹底的なエネルギー管理の実施などの省エネルギー政策により、需要の伸び率を17%抑えることを実現し総発電電力量を1兆653億kWhに抑える見通しとなっている。総発電電力量のうち、1,190億kWhはコージェネレーションの導入により供給される見通しとなっているため、系統電力需要は9,463億kWh(発電端)となる。エネルギー市場では、発電端ではなく送電端の電力量が取引されることとなる。そのため、需給運用シミュレータは、送電端の電力需要に対して発電計画を策定することとした。送電端での需要見通しは公表されていないため、過去の供給実績を参考に所内率を3.5%とし、送電端需要は9,132億kWhと本計算では想定した。

3.3 卸電力価格の想定

本稿で用いた需給運用シミュレータは、翌日の需要想定やPV出力の予測誤差などを考慮した上で、経済的な(発電費用を最小化した)発電計画を策定することに特徴がある。つまり、計算結果の発電計画は一日前市場(スポット市場)に入札する場合に検討される発電計画に近くなると想定される。そこで、本分析では、需給運用シミュレータの計算結果を参考にスポット市場の卸電力市場価格を算出し、その市場価格を用いて販売電力収入の分析を行うこととした。

わが国の卸電力取引所(以下、JEPX: Japan Electric Power Exchange)の取引ルールと同様に、本分析では、一日前市場の約定方式はシングルプライスオークション¹²とし、経済的発電計画を基本とし、メリットオーダーに従っ

¹²例えば約定価格よりも安い売値を入れた売り手も、高い買値を入れた買い手も、全員が約定価格で取引をする手法。

て市場供給曲線は策定されることとした。市場は全国市場とし(沖縄を除く)、取引時間単位はJEPXのように30分単位ではなく、需給運用シミュレータの設定に合わせて一時間単位とした。全面プール市場を想定し(卸電力取引方式の詳細は[17]を参照)、各種火力電源の発電電力の全量が、短期限界費用に基づく入札価格によって一日前市場で取引されるものとした。つまり、メリットオーダーに基づき卸電力価格が確定されるため、稼働中の電源の中で短期限界費用が一番高い電源が卸電力価格を決定することとした。

なお、全国市場でシングルプライスオークションであるため、通常は全てのエリアで卸電力価格は同一価格となる。しかし、地域間の電力融通が、地域間連系線の運用容量などを超える可能性がある時間帯は、市場運営者による市場分断処理¹³がなされるものと想定した。地域間の電力融通量を最大限に使用している時間帯においては、その2つのエリアを境界に、複数の卸電力価格(エリアプライス)が形成されることとした。

その一方、現在、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合で進められている議論では、一般送配電事業者があらかじめ周波数制御・需給バランス調整のために常時待機する電源(電源I)を確保する制度が検討されている。そのため、周波数制御や需給調整の調整力が確保されている電源は、卸電力市場価格に関係なく稼働する必要がある。従って、今回の分析では、安定供給の維持のために調整力を確保している電源は市場対象外とし、その他の電源の中で一番高い入札価格(≒短期限界費用)が一日前市場価格となるものと仮定した。

¹³全国大で売買を成立させた際に、連系線の送電混雑が生じる場合は、エリアごとに市場を分断してそれぞれ約定処理を行うこと。

3.4 火力電源の固定費の想定

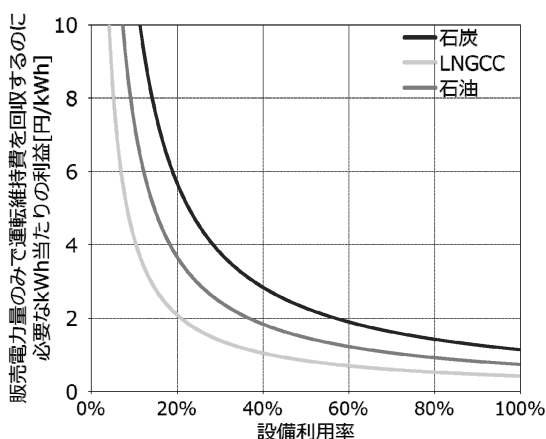
長期エネルギー需給見通し小委員会発電コスト検証ワーキンググループにおける、電源別のモデルプラントにかかる資本費と運転維持費（人件費・修繕費・一般管理費など）を、表2にまとめる [18]。

これらデータを用い、石炭火力、LNGCC、石油火力が販売電力収入のみで可変費（燃料費と起動費）と運転維持費を回収しようとした場合に、販売 kWh 当たり必要となる利益（卸電力市場価格と平均燃料費用の差）を図5に示す。図5より、設備利用率の増加に伴い、販売 kWh 当たり必要となる利益は低下する様子が分かる。例えば、石炭火力の場合、設備利用率 40% で約 3 円 / kWh、設備利用率 80% で約 1.5 円 / kWh 程度の利益が必要となる。ただし、減価償却が終わっていない電源の場合、運転維持費に加え資本費の回収も必要となる。そのため、新規の電源建設を建設するとなると、図5よりさらに高い利益が確保できる見通しが必要となる。

表2 電源別資本費と運転維持費の想定

[円/kWh-年]	石炭	LNGCC	石油
運転維持費	9,940	3,650	6,420
資本費	10,820	5,190	8,650

注) 資本費は電源年数40年、割引率3%として算出



注) ここで利益は、卸電力市場価格と平均燃料費用の差。

図5 設備利用率と運転維持費を回収するのに必要なkWh当たりの利益の関係

4. アデカシー確保と市場適応電源の評価

4.1 シナリオ設定と分析手法

化石燃料価格は、ここ10年間で乱高下しており、産油国の国情など様々な要因から、今後も価格変動が予想される。そのため、将来の燃料価格は不確実性が高いため、政府資料 [7] の手法を参考に、World Energy Outlook 2016 のシナリオに基づき、表3に示す2通りの燃料価格シナリオを想定して感度分析を実施した。

電源の年間収支を検討するには、年間の発電計画を策定することが好ましい。しかし、計算時間の制約から8,760時間ではなく、各月における代表週¹⁴の週間発電計画を策定し、その週計画を1カ月分の結果として、年間収支を計算した。

電源にかかる費用は、燃料費、起動費、運転維持費、資本費の4種類を想定した。可変費は、需給運用シミュレータで求めた発電計画の結果から、各電源の熱効率と運転パターンを参考に算定し、固定費（運転維持費と資本費）は、発電コスト検証WGのデータ [18] を参考にした（表2）。

電源の収入は販売電力収入のみとし、需給運用シミュレータの結果から、式(3)を用いて電源のkW当たりの収支を計算する。

$$\text{kW 当たりの収支} : \{ (\text{販売電力収入}) - (\text{可変費} + \text{固定費}) \} / \text{電源容量} \quad (3)$$

表3 燃料価格の想定

シナリオ	450シナリオ	新政策シナリオ
石炭	8,748円/t	10,728円/t
LNG	61,807円/t	68,116円/t
石油	9,790円/bbl	12,650円/bbl

¹⁴ 各月において、年末年始やGWなど特殊軽負荷時を含まない週。

上記の項目に基づき、競争市場化での発電事業者の収支の分析を、次の順番で進める。まず、販売電力収入で発電費と固定費を確保できる市場適応電源と、確保できない市場退出・不参入懸念電源¹⁵の評価を燃種別に行い、その次に系統電源全体としての市場適応電源について分析する。これらの分析結果を踏まえて、アデカシー確保のために重要となる制度設計について考察を行う。

4.2 燃種別年間収支評価

燃料費が安い石炭火力は、短期限界費用が安くメリットオーダーでの優先度が高くなるため、ほぼフル稼働で運転する。そのため、新規と既存の石炭火力の販売電力収支に大きな差はなく、資本費以外の費用・収入項目は同等になるという結果となった。その一方、LNGCCは新規の販売電力収入が既存の約2倍(450シナリオ：1.66 vs. 3.01万円/kW、新政策シナリオ：1.71 vs. 3.07万円/kW)と、大きな差が生じる。これは、新規のLNGCCは効率改善により短期限界費用が既存より低くなるため、市場で落札される時間帯が増え、設備利用率の改善につながっていることを示す。2通りの燃料価格シナリオにおける、石炭火力とLNGCCの新規・既存の電源容量(kW)当りの収支を図6に示す。

既存石炭火力は、年間を通じて利益を確保しており、競争市場環境下でも電源維持の可能性が高いという結果になった。ただし、2通りの燃料シナリオにおいて、新規石炭火力は可変費と運転維持費は回収できるものの、資本費の回収は進まない。今回の燃料シナリオのように、石炭とLNGの燃料価格の差が大きく広がらない場合、石炭火力の市場参入は停滞することが懸念される結果となった。

既存・新規LNGCCは両燃料価格シナリオに

¹⁵ 販売電力収入では、発電費用や維持費を回収できないため、閉鎖が懸念される電源。

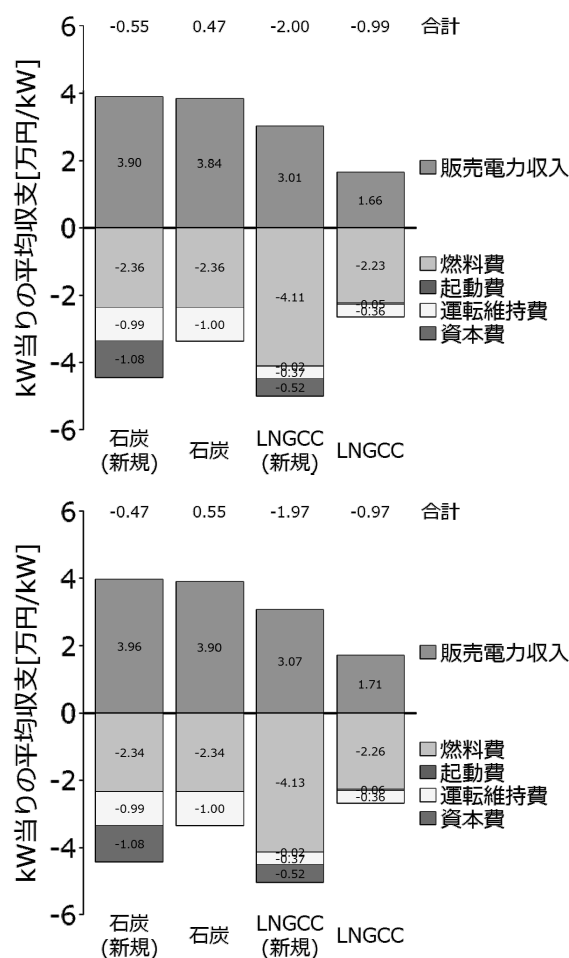


図6 燃種別kW当たりの収支
(上：450シナリオ、下：新政策シナリオ)

において、発電費用だけでなく燃料費すら回収できず、市場退出・不参入懸念電源という結果となった。これは、短期限界費用で入札を行う市場において、限界プラントとなる燃種の電源が販売電力から収入を得ることが困難なことを示している。新規のLNGCCは53%～54%(発電端、高位発熱量)と高水準の発電効率を想定しているため、既存のLNGCCより稼働率が高くなり、販売電力収入も高くなる。その一方、LNGCCは応答速度が速いため、稼働中のLNGCCは調整力を確保するために部分負荷運転を行う時間が多く、効率が低下した状態での発電時間が増える(火力電源の応答速度については補.1を参照)。部分負荷運転時は、平均燃料費用と短期限界費用の差が広

がるため、卸電力価格での収入から利益が出せる可能性が減少し、時間によっては燃料費も回収できず赤字運転になってしまうことがある。そのため、新規 LNGCC のように一定の稼働率を保ち販売電力収入が増加したとしても、稼働時間に伴って利益は増えず、資本費が回収できないという結果となった。

4.3 市場適応電源の評価

電源毎の年間 kW 当たりの収支を分類した結果を図 7 に示す。年間収支が黒字になる市場適応電源の合計は、約 4,000 万 kW 程度となり、長期固定電源（原子力や一般水力など）の発電出力を足すと、約 7,000 万 kW の供給力が確保できる結果となった。市場適応電源は資本費のかからない既存石炭火力のみとなり新設石炭火力は次に競争力があるものの、全ての電源が赤字運転を行う結果となった。既存・新規 LNGCC と石油火力も既存石炭火力と同じく、販売電力収入だけでは総発電費用を補うことができず、市場退出・不参入懸念

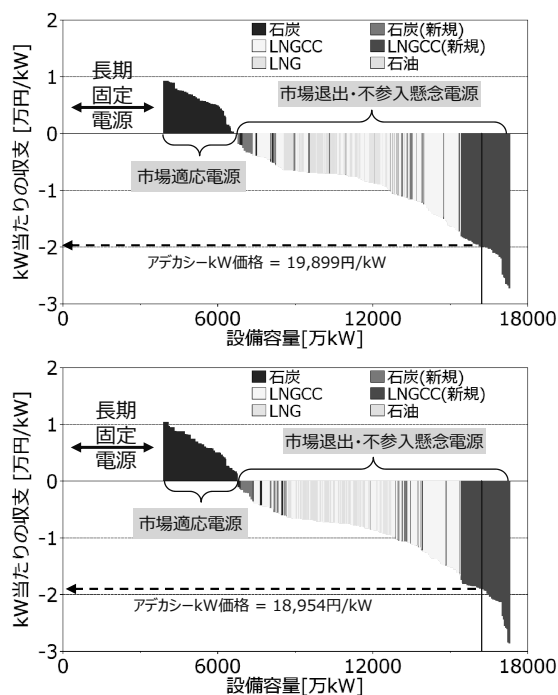


図7 電源ごとの収支と市場適応電源
(上：450シナリオ、下：新政策シナリオ)

電源となった。特に、資本費の改修も求められる新規 LNGCC の収支見通しは厳しく、アデカシーと調整力確保に重要な電源であるにも関わらず、卸電力市場ではその価値が反映されないという結果となった。費用回収が困難となった新設の石炭、既存・新設の LNGCC、LNG 火力、石油火力は、合計で約 1 億 kW に上る。

今回の分析で用いた需要想定では、2030 年の全国の最大残差需要は、1 億 5,024 万 kW となり、冬季の夕方に発生する¹⁶。アデカシー確保のために必要となる予備力を 8% と想定すると、アデカシー確保に必要な供給力は 1 億 6,226 万 kW となる。つまり、販売電力収入のみの収入の場合、アデカシー確保に必要な容量の約 60% が市場退出・不参入電源になるという結果となった。今回の火力電源の収支結果を参考に、アデカシー確保のために供給能力に対して対価を払うこと想定した場合、kW 当たり必要となる費用は、450 シナリオで 19,899 円/kW、新政策シナリオで 18,954 円/kW となった (図 7)。

4.4 アデカシー確保についての考察

わが国を含む多くの国では、自然変動電源の大量導入が計画されており、販売電力収入が不安定になり、新設電源への投資リスクは高くなる一方である。ただし、わが国では、2016 年 4 月 1 日までは旧一般電気事業者が安定供給義務に従って電源を確保していたため、小売り全面自由化後直ちに、供給力不足に陥るような事態が生じる可能性は低いと思われる。その一方、今回想定した 2 通りの燃料価格シナリオの結果では、短期限界費用で卸電量市場に投入した場合、既存石炭火力は卸電

¹⁶年間最大電力需要は夏の昼間に発生するが、その需要は冬季の夕方と約 500 万 kW しか差がない。2030 年には 6350 万 kW の PV 設備が導入されている想定となっている。最大需要時の出力は PV の電源容量の 7.9% (500/6350) を超える想定し、最大差引需要で分析を行うこととした。

力市場の電力販売収入から発電費用を回収できるものの、LNGCC・LNG火力・石油火力は総発電費用の回収が困難になることが明らかになった。電源の建設期間は長期に及ぶことを考慮すると、系統信頼度の低下を避けるためにも、発電事業者等の投資回収の予見性を高めることが、アデカシー確保には重要となる。卸電力価格が低下していくような状況下においても、小売電気事業者が供給義務を果たし、系統の安定供給に必要なアデカシーを確保するためには、供給力不足に陥る前に、適切な価格シグナルが働く卸電力市場の設立など、確実な電源の新設を担保するような新たな制度設計が必要である。

意図的な価格スパイク等により、既存電源の維持を確保するような制度を導入している例もある。米国のERCOT (The Electric Reliability Council of Texas) では、希少性の価値が反映されにくい課題を克服するため、需給逼迫時に意図的に価格スパイクを発生させる方策を2014年6月より導入している。この制度では、需給逼迫時など予備力が低下した際に、事前に定められたORDC (Operating Reserve Demand Curve) により、約定価格に追加的価値を加算する。ORDCは、需給逼迫時に市場価格に追加的価値が加算される、米国のISO New Englandで電源維持のために導入されているRCPFs (Reserve Constraint Penalty Factors) に似ているが、ORDCは希少性が生じた時だけでなく、全ての時間帯において適用されるという大きな違いがある。予備力に余裕がある場合は支払い額は少なくなるものの、年間を通じての収入が期待できることと、待機予備力に対しても支払われることから、ORDCによってアデカシー確保が可能との意見はある[19]。しかし、卸電力市場やアンシラリーサービスの価格シグナルのみで電源の新設を促すには、消費者や政策立案者が許容できないほどの、価格変動、供給力不足、信頼

度の低下を受け入れる必要があるという指摘もされている[20]。

そのため、アデカシー確保のためには、卸電力市場での販売電力収入だけでなく、供給力に対しての対価を支払う仕組み(容量メカニズム等)や、長期にわたり収入を確保できるような相対契約などが重要となる。欧州委員会でも、既に容量メカニズムを導入している11か国では、一定の市場・規制の失敗がみられることから、2016年の4月に発表された「容量メカニズムに関する中間報告書」[3]で、将来的にアデカシー不足の懸念があることは理解できるとしている。ただし、容量メカニズムは制度によっては国家補助になる可能性は否定しておらず、引き続き再エネを自立させ電力市場への統合や、デマンドレスポンスと国際連系線の活用などから、容量メカニズムに頼らずにアデカシー確保を検討することを推奨している(欧州委員会の容量メカニズムの導入の基準などについては文献[21]を参照)。

わが国でも、アデカシー確保のために必要な電源の種類(新規・既存、燃種)は、卸電力価格、需要、エネルギー政策など様々な要因に影響を受けることとなる。また、容量メカニズムの対象とする電源の設定により、アデカシー確保必要額は大きく異なる。そのため、電源間の公平性を保つためにも、電力システム改革貫徹のための政策小委員会で検討が進められている、ベースロード電源市場と非化石価値取引市場や調整力公募等で評価される電力の追加的価値も考慮しながら、アデカシー維持の状況に応じて必要となる支援の設定が可能な制度設計を目指すべきである。

5. 結論と今後の課題

今回の分析では、燃料費と起動費を最小化する需給運用シミュレータを活用し、前日段階における発電計画を策定し、卸電力市場で

の販売電力収入を想定したアデカシー確保の分析を行った。その結果、kWh市場のみからの販売電力収入では、短期限界費用が高いLNGCC等の火力電源の費用回収が困難になるため、既存の電源は市場退出が懸念され、新規電源への投資が鈍化することが示された。

今回想定した2通りの燃料価格シナリオでは、電力販売収入から燃料費と固定費を回収できた電源はほぼ石炭火力のみとなり、市場適応電源は3,000万kW程度に留まる結果となった。2030年の最大需要は1億5,000万kWを超えることが想定されているため、需給見通しもアデカシー確保も達成するには、電源の投資回収の確実性を高める容量メカニズム等の制度を早急に導入し、電源へ投資（リプレースや新設）が行われるような体制を整えることが重要である。給電指令可能な電源は、供給力だけでなく系統運用に不可欠な需給調整力を確保できる重要な電源である。電源の建設期間は長期に及ぶことも考慮すると、電源への投資が鈍化してしまう空白期間をなくし、アデカシー確保の施策を早期に導入するべきである。

本稿では、販売電力収入のみで電源が評価された場合に生じるアデカシー確保の評価を行い、アデカシーの確保に必要なkW価値を評価した。しかし、給電指令可能な電源は、供給力だけでなく、調整力を確保できるという価値もある。今後は、均等化発電原価(LCOE)のように発電量を中心に行われている電源価値評価ではなく、供給能力や調整力の価値も考慮した上で、定量的に電源を評価する手法の検討を行う。

【参考文献】

- [1] 渡邊勇, 佐賀井重雄, 所健一, 小松秀徳, 比護貴之 (2014) 「再生可能エネルギー大量導入に対応した需給運用シミュレーター需給運用計画策定機能のプロトタイプ開発」, 電力中央研究所報告 R13013.
- [2] Newell Samuel, Spees Kathleen, Pfeifenberger Johannes, Mudge Robert, DeLucia Michael, Carlton Robert (2012) "ERCOT Investment Incentives and Resource Adequacy," The Brattle Group.
- [3] European Commission (2016) Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms.
- [4] Joskow Paul L. (2006) "Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies," Oxford, Elsevier: 1-32.
- [5] 服部徹 (2015) 「欧米における容量市場の制度設計の課題」, 電力システム改革と再生可能エネルギー, 日本評論社.
- [6] 電力システム改革専門委員会 (2013) 「電力システム改革専門委員会報告書」, 平成 25 年 4 月 2 日.
- [7] 長期エネルギー需給見通し小委員会 (2015) 「長期エネルギー需給見通し関連資料」, 平成 27 年 7 月 16 日.
- [8] 後藤久典 (2016) 「電力小売全面自由化後の規制料金の撤廃判断のあり方—海外事例調査およびわが国市場環境をふまえた検討—」, 電力中央研究所報告 Y15019.
- [9] 調整力等に関する委員会 (2015) 「これまでの供給予備力の考え方について」, 平成 27 年 4 月 30 日.
- [10] 電力・ガス事業部 (2016) 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」, 経済産業省.
- [11] 齋藤経史, 花田真一, 大橋弘 (2014) 「太陽光発電の大規模導入に関するシミュレーション分析」, CIRJE-J-258, 日本経済国際共同研究センター.
- [12] 朝野賢司, 岡田健司, 永井雄宇, 丸山真弘 (2016) 「欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題」, 電力中央研究所報告 Y15022.
- [13] 電力広域的運営推進機関 (2016) 「全国及び供給区域ごとの需要想定詳細一覧」, 平成 28 年 1 月 29 日.
- [14] 山本隆三, 戸田直樹 (2013) 「電力市場が電力不足を招く, missing money 問題 (固定費回収不足問題) にどう取り組むか」, IEEI Discussion Paper.
- [15] 永井雄宇, 渡邊勇, 朝野賢司, 岡田健司, 古澤健 (2016) 「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」, 電力中央研究所ディスカッションペーパー SERC16001.
- [16] 省エネルギー小委員会 (2016) 「火力発電に係る判断基準ワーキンググループ報告書」, 平成 28 年 3 月 29 日.
- [17] 岡田健司, 永井雄宇 (2017) 「エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発」, 電力経済研究第 64 号.
- [18] 発電コスト検証ワーキンググループ (2015) 「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告 各電源の諸元一覧」, 平成 27 年 5 月 26 日.
- [19] Hogan W. William, ERCOT Staff (2013) "Back Cast of Interim Solution B+ to Improve Real-Time Scarcity Pricing," Electric Reliability Council of Texas.
- [20] Besser Janet Gail, Farr John G., Tierney Susan F. (2002)

"The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design," The Electricity Journal 15(7): 53-62.

- [21] 丸山真弘 (2017)「欧州委員会による容量メカニズムの制度提案の考察—域内エネルギー市場での競争との両立性確保の観点から—」, 電力経済研究第64号.
- [22] 電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会 (2001)「モデル拡充に関する報告書(マニュアル)」, 電気学会.
- [23] 関根泰次 (1976)「電力系統工学」, 電気書院.
- [24] 電力系統の需給制御技術調査専門委員会 (1989)「電気学会技術報告(II部)第302号」, 電気学会.
- [25] 永田真幸 (2012)「系統電源以外のリソースによる予備力提供の効果の評価—系統電源利用率改善の観点からの評価手法の提案—」, 電力中央研究所報告 R11013.
- [26] 発電コスト検証ワーキンググループ (2015)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告 参考資料」, 平成 27 年 5 月 26 日.

補.1 火力電源の諸元・特性

火力電源は、定格出力時が最高効率となるように設計されており、定格出力に近づくにつれて発電効率が上昇していく(補図 1)。経済性を考慮し、定格出力近辺の出力帯は発電効率の低下を抑える特性を持つことが多く、発電効率の改善率(Δ発電効率/Δ出力)は、通常定格出力に近づくほど低下していく。

燃料消費量は、発電効率の逆数と出力の積になるため、右上がりの単調増加曲線となる。この特性は、式(1)のような二次曲線として扱われることが多い[23]。

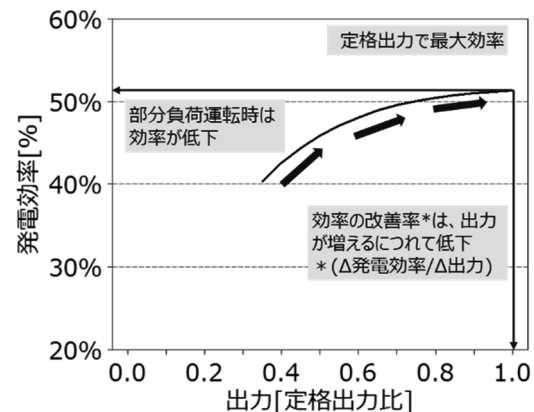
出力(P)に対する燃料費(F):

$$F = aP^2 + bP + c \quad (1)$$

卸電力市場の入札基準となる短期限界費用は増分燃料費に当たるため、式(1)の微分となり、式(2)のような一次式で表すことができる。

$$\frac{dF}{dP} = 2aP + b \quad (2)$$

火力電源の応答速度特性は、使用する燃料や設備設計によって大きく異なる。一般的に、石炭のような固体燃料より液体燃料のほうが出力変化速度は速く、天然ガスは更に速くな



補図 1 LNGCC電源の出力による発電効率の変化例 (文献[22]を基に著者が作成)

る。また、出力変化速度は応答時間と正の相関関係にある。そのため、LFC（負荷周波数制御）調整力が必要な場合は、応答速度の速いLNGCCが調整力を確保することが多くなる。

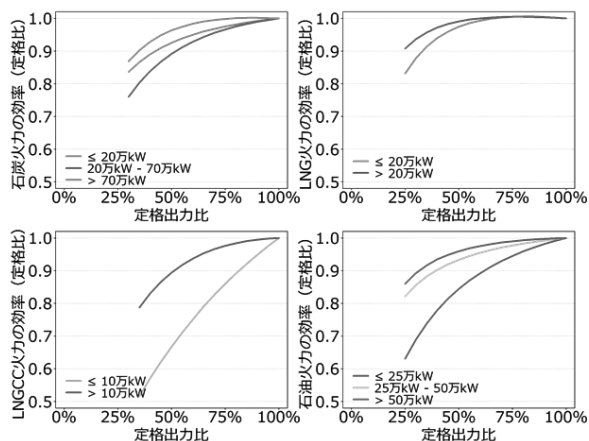
実際の応答速度は複雑となっており、同じ燃種でもボイラの形式、同じ電源であっても運転状態により、応答速度は異なる。本稿では、電気学会の報告書[24]の火力機の起動停止パターン例を参考に、応答速度を燃種ごとに補表1のように想定した。各燃種における所内率は、発電コスト検証WGのモデルプラントの数値[18]を参考にした。

火力電源の特性は設備を構成する各機器の設計に大きく依存し、燃種や定格容量のみから想定をすることは難しい。そこで、今回は電気学会の電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会のデータ[22]で公開されている燃種別・定格別発電特性を参考に補図2のように想定した。

火力設備は、一度運転を停止してから再起動するために設備を温める必要があるため、追加的な費用がかかる。その費用は停止時間や燃種や設備によって異なり、石炭火力のようにベース運転を基準としている電源は高くなる傾向がある。本計算における起動費は、文献[25]と発電コスト検証ワーキンググループのデータ[26]を参考に、補表1のように想定した。

補表 1 燃種・定格出力別の起動費の想定

燃種	定格出力 [万kW]	起動費 [万円]
石炭	< 35.0	160
	35.0-60.0	501
	60.0-85.0	728
	> 85.0	1500
LNGCC	< 17.5	104
	17.5-37.5	120
	37.5-57.5	247
	57.5-75.0	321
	> 75.0	420
LNG	< 35.0	66
	35.0-60.0	229
	60.0-85.0	337
	> 85.0	500
石油	< 37.5	800
	37.5-60.0	1264
	> 60.0	1635



補図 2 燃種別の部分負荷発電効率の変化

補.2 発電計画策定計算の進め方

需給運用シミュレータによる計算は、前日市場を想定しているため、再エネの発電出力や需要量は、前日段階での予測値を参考に、前日における経済的な発電計画を策定する。地域間の電力融通や各種需給運用条件を考慮した全国発電計画を求めるには、膨大な計算を必要とするため、日間発電計画は次のように2段階に分けて策定した(補図3)。

ステップ1: FC潮流計画の策定: 経済性を最優先した全国市場(沖縄は除く)を想定し、LFC調整力や運転予備力は考慮せず、燃料費と起動費が最小となる発電計画を策定する。ただし、周波数変換装置(FC)の制約(210万kW)と再エネの優先給電は考慮したうえで、費用最小化の計算を行う。

ステップ2: 東日本と西日本内の発電計画の策定: ステップ1のFC潮流計画を外生的に与え、以下のように東日本と西日本内の主なエリア間の電力融通制約を考慮し、LFC調整力と運転予備力も考慮し各エリアの発電計画を策定する。

ステップ2a) 東日本エリア内の2つの主な連系地点(北海道本州間連系設備、東北東京間連系線)を考慮し、3つのエリア(北海道、東北、東京)の発電計画を策定する。

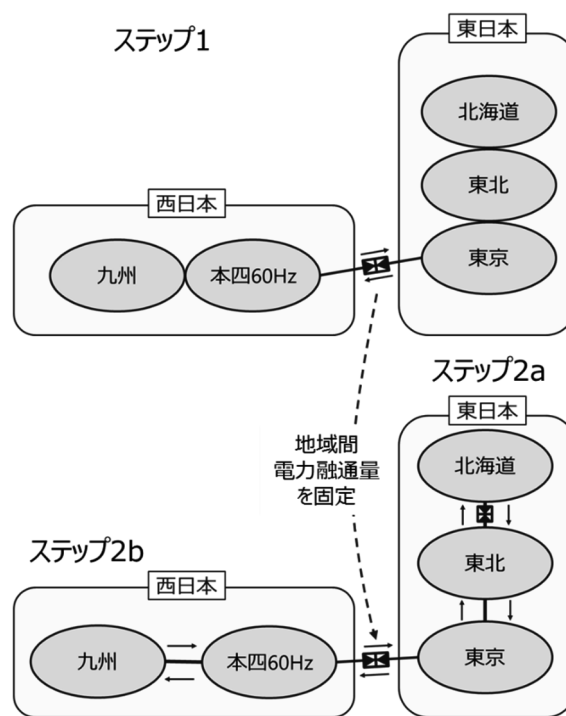
ステップ2b) 西日本エリア内の主な連系地点(中国九州間連系線)を考慮し、2つのエリア(本四60Hz¹⁷、九州)の発電計画を策定する。

永井 雄宇(ながい ゆう)

電力中央研究所 社会経済研究所

岡田 健司(おかだ けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所



補図3 本研究における発電計画策定の進め方

¹⁷中部エリア, 北陸エリア, 関西エリア, 中国エリア, 四国エリアを指す。