

# 電力中央研究所報告

再生可能エネルギー電源大量連系に対応する  
柔軟性資源計画モデルの開発  
—蓄電池やデマンドレスポンスを考慮した最適電源構成  
の検討—

研究報告：C16002

2017年7月

 電力中央研究所



**CRIEPI**

---

**Central Research Institute of  
Electric Power Industry**

# 再生可能エネルギー電源大量連系に対応する 柔軟性資源計画モデルの開発 —蓄電池やデマンドレスポンスを考慮した最適電源構成の検討—

高橋 雅仁\*

キーワード：再生可能エネルギー  
デマンドレスポンス  
需給調整力  
電源構成  
柔軟性資源計画

Key Words : Renewable energy  
Demand response  
Flexible capability  
Power generation mix  
Integrated flexibility resource planning

## Development of Optimal Power Generation and Flexibility Resource Planning Model for Power Systems with Large-scale Renewable Integration Considering Battery Energy Storage and Demand Response

Masahito Takahashi

### Abstract

This report developed a power generation and flexibility resource planning model of power systems with large-scale renewable integration using optimization technique. The model can analyze explicitly the system cost impact of flexibility-supplying technologies such battery storage systems and demand responsive load control. A supposed power system with large-scale renewable integration in Japan is taken as an example. Residential heat-pump water heaters and commercial air conditioners in the customer side are supposed to be made demand responsive by energy management systems in the model analysis. The results show that the battery storage systems and demand responsive load control could make lower the on-line capacity of partial-load gas-fired power generation units and make coal-fired power generation units more utilized, which leads to the yearly power generation cost reduction. The system cost, in which the installation cost of battery storage systems and demand response as well as the fixed and variable costs of power generation are included, decreases by about 26% compared to that of the power system without battery storage systems and demand response.

---

\* エネルギーイノベーション創発センター カスタマーサービスユニット 需要デザイングループ (兼) 社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 上席研究員

## 背景

将来、再生可能エネルギー電源（以下、再エネ電源）の連系量増加によって、周波数制御や需給バランス調整のための調整力必要量が増え、蓄電池や DR などの従来電源以外の調整資源が必要となる可能性がある。再エネ電源大量連系下での需給バランス維持のために、今後どのような電源と調整資源を開発すべきかを検討する必要がある。

## 目的

電力需要と再エネ電源出力変動に対応する調整力必要量を同時に充たすコスト最適な電源と調整資源構成を評価できるモデル（以下、柔軟性資源計画モデル）を開発する。

## 主な成果

### 1. 再エネ電源大量連系に対応する柔軟性資源計画モデルの開発

将来の「電力需要」と変動電源の出力予測誤差と時間内変動に対応する「調整力必要量とその発生確率」を所与とし、種々の制約条件下で、長期システムコスト最小の電源構成（kW、kWh）と調整資源構成を求める柔軟性資源計画モデルを開発した（図 1）。調整資源のコストや応答性能、年間使用確率、潜在量を勘案して最適な調整資源構成を導出する。モデルの特徴は、(1) 電源ユニット単位で、新設や休廃止・能動性向上など個別具体的な選択肢を分析できること、(2) 蓄電池や DR など新しい調整資源と従来電源を比較した評価ができることである。

### 2. 再エネ電源が大量連系した電力供給エリアを対象にした蓄電池と DR の経済性評価

太陽光発電と風力発電が大量連系した電力供給エリアを想定し（年間再エネ比率＝14%）、需給バランス維持可能な電源構成と調整資源構成および供給コストを評価した。長周期調整力に NAS 電池と DR（家庭用 HP 給湯機と業務用ビル空調の可制御化）を、短周期調整力<sup>注 1)</sup>に Li 電池を利用するケースでは、ガス火力発電の部分負荷運転による調整力を削減できるため、安価な石炭火力の運転基数を増やすことができる（図 2）。しかしこの場合でも再エネ電源大量連系により石炭火力ユニットの稼働率は低下する（図 3）。蓄電池・DR を利用すると、蓄電池・DR なしの場合と比べて、蓄電池・DR 導入コストを含む供給単価を約 26%抑制可能である（図 4）。

## 今後の展開

連系線を通じた他エリアの調整力の活用や再エネ電源の出力制御、自家発電など他の分散資源を考慮するようにモデルを拡張すると共に、開発モデルの検証を行う。

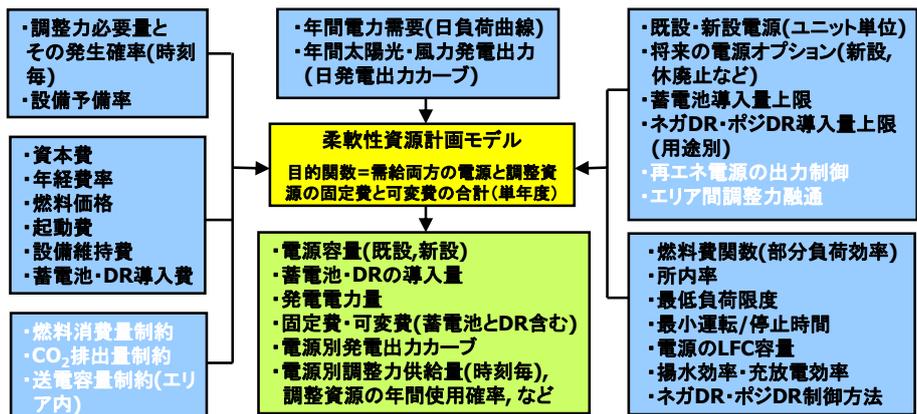


図1 柔軟性資源計画モデルのフロー図  
 ※青色ボックスは入力データ、緑色ボックスはモデル出力結果。白文字はモデル内で未考慮の要素

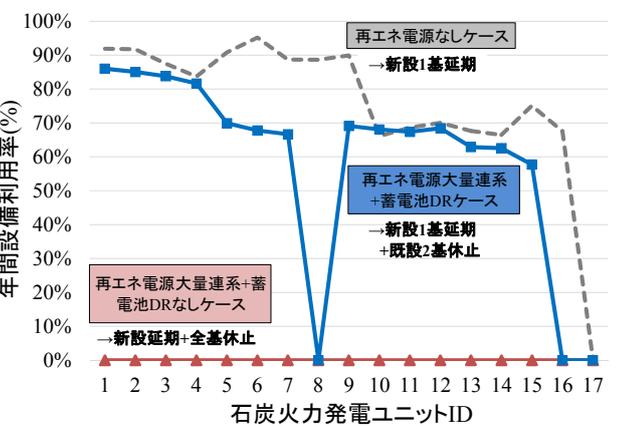
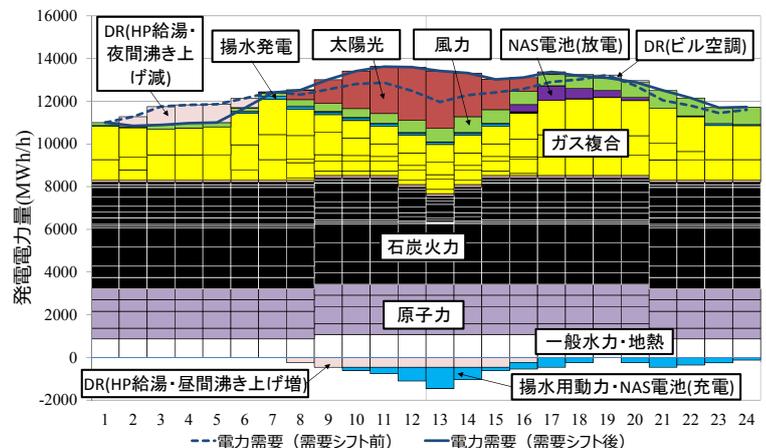


図3 石炭火力ユニットの新設・休廃止と年間設備利用率  
 ※ID=1-16は既設(左から定格容量が大きい順), ID=17は新設。ID=7-8, 16は2030年時点で寿命40年超の既設ユニット。

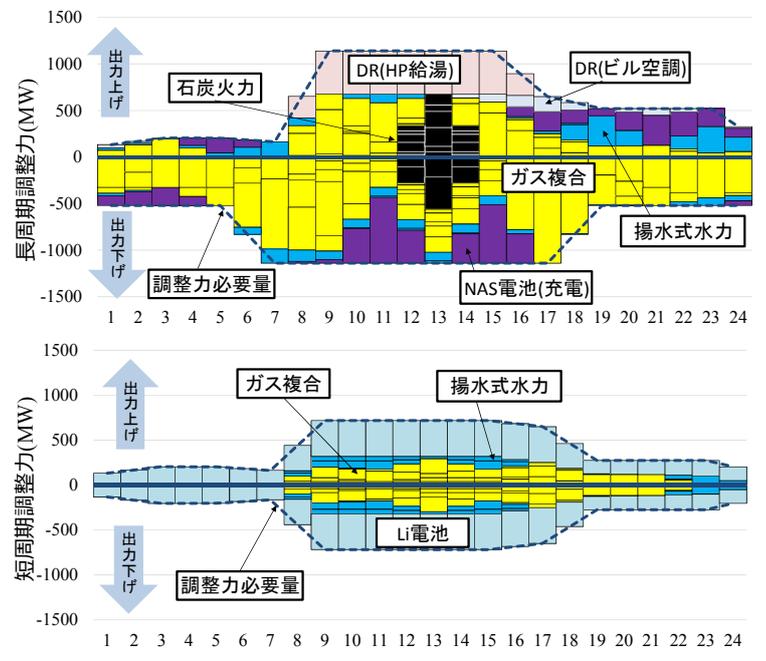


図2 再エネ大量連系+蓄電池 DR 導入ケースにおける  
 冬季平日(再エネ比率8%)の電力需給と調整力供給量(長周期, 短周期)

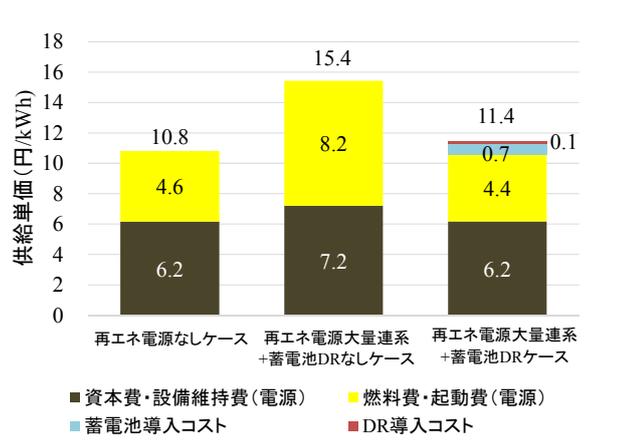


図4 供給単価(再エネ電源・その他電源を除く)

注1) 短周期調整力とは、ゲートクローズ後に時間内変動や予測誤差に対応するために必要な需給調整力

関連報告書:  
 [1]Y13030 「再生可能エネルギー電源大量連系に対応するアンシラリーサービス型デマンドレスポンスの導入可能性の検討」(2013)

# 目 次

1. はじめに .....	1
2. 柔軟性資源計画モデル—再エネ電源大量連系時の電源構成と調整資源構成の同時最適化.....	3
2.1 モデルの概要.....	3
2.2 調整力必要量の確率モデル .....	5
2.3 モデルの定式化.....	6
3. 再エネ電源が大量連系した電力供給エリアを対象にした蓄電池と DR の経済性評価 .....	11
3.1 検討ケース .....	11
3.2 モデルデータ .....	12
3.3 計算結果.....	14
4. まとめ.....	23
参考文献 .....	24

## 1. はじめに

固定価格買い取り制度（フィードインタリフ制度）の導入以降、我が国でも、再生可能エネルギー電源（以下再エネ電源）の普及が進んでいる。政府の長期エネルギー需給見通しでは、全国大で太陽光発電 64GW、風力発電 10GW の導入目標（2030 年度時点）が設定されており、発電電力量に占める割合は太陽光発電 7%程度、風力発電 1.7%程度と小さいが[METI2015] [METI2015b]、最大電力に対する割合は大きい（電力 10 社計の最大電力の2015年度実績は154GW）。太陽光発電や風力発電は出力変動が大きいため、電力系統に大量連系した場合、余剰電力の発生や調整力不足など系統運用上の問題が発生することが指摘されている。この課題解決のために、再エネ電源の出力制御やエリア間連系線の活用、揚水発電や蓄電池の利用、電力需要の能動化（デマンドレスポンス、以下 DR<sup>1</sup>）など様々な手段が検討されている[METI2008][METI2010][牧田 2012][藤森 2012][池田 2013][大嶺 2013][八太 2012][相原 2012]。需給インバランスは、系統周波数を変動させるため、再エネ電源出力変動に対応する調整力を確保する必要がある。特に、将来、再エネ電源大量連系下で原子力が再稼働すると、火力電源比率が減少するため、従来電源以外の調整資源が必要になる可能性がある。

これまでの電力システムの計画、運用における最大の不確定要因は電力需要であったが、今後再生可能エネルギー発電の導入量とその出力変動は

それ以上の不確定要因となり、運用計画ひいては設備計画に与える影響は大きい[電気学会技報]。文献[OCCTO2016]では、一般送配電事業者が周波数制御や需給バランス調整を実施するために必要な調整力（電源  $I^2$  に対応）の量の算定根拠として、(1) 予測誤差（コマ平均の需要予測誤差、再エネ電源出力予測誤差）、(2) 時間内変動（コマ内の残余需要の時間変化）、(3) 電源脱落が挙げられている。同文献では、電力供給エリア（9 社毎）を対象に、実データを用いた予測誤差率と時間内変動率の合計値（ $+2\sigma$  相当値）が推定されており、電力供給エリアや季節、時間帯によって値が異なるが、合計値が 10%~14%程度と大きな値をとる場合がある（%は最大 3 日平均電力に対する割合）。将来、再エネ電源の連系量が増えれば、誤差率や変動率は更に大きくなる可能性がある。

再エネ電源が大量に連系している米国や欧州の一部の地域では、系統連系する火力電源比率が減少し、残余需要の急激な変化や需給調整力の不足など需給運用に関わる課題解決のために、DR による需給調整が実用化されている[LBNL2012][LBNL2013]。例えば、気象変化によって風力発電出力が急激に減少した場合、火力電源の出力上昇や予備電源の起動による対応の他に、Fast DR によって電力需要を短時間で抑制して需給バランスを維持する対応が実施されている。Fast DR は、従来、系統電源が供給していたアンシラリーサービスを需要側の負荷制御で代替しようとするものであり、予備力や周波数制御や負荷追従、ランプ対応など様々なサービスカテゴリー

---

<sup>1</sup> DR とは、電力系統側から通知される DR 信号に応じて、需要家またはアグリゲーターが需要側機器の電力消費パターンを変更することによって、電力系統の需給調整に参加し、電力供給コストの削減や供給信頼度の向上を図る新しい需給管理手法。

受渡しの前日や当日数時間前など系統側から需要家側に抑制依頼を通知する時間間隔が長い DR は「Slow DR」と呼ばれている。一方、再生可能エネルギー電源

大量連系時に必要となる DR は、急激な残余需要の変化や需給調整力の不足に対応するため、需要家側へ短時間通知で負荷を自動制御する必要があり、「Fast DR」と呼ばれている[LBNL2012]。

<sup>2</sup> 一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等[OCCTO2016b]

がある[LBNL2012][Wang2013]。

我が国では、DR を活用して、ピークカットによる需給逼迫の解消や火力発電の設備効率の向上につなげるため、「ネガワット取引に関するガイドライン」を策定し、2013 年度より電力会社とアグリゲーター、需要家によるネガワット取引実証事業を行ってきた[浅野 2014]。政府は、2016 年 1 月にエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会を発足し、ネガワット取引に係る諸課題に取り組んでいくこととなった。2017 年 4 月よりネガワット取引制度を開始するべく準備が進められている[ERAB2016]。

再エネ電源が大量連系する状況に備えて、再エネ電源の予測誤差や変動に対応するために、需給バランスを維持する調整資源を増強する必要がある。課題は、どのような種類の調整資源をどの程度確保すればよいかを、各資源のコストや調整スピード、潜在量を勘案して評価することである。従来の電源計画手法では、将来の電力需要を満たすように、各電源の固定費と可変費を考慮して、各電源の発電容量 (kW) と発電電力量 (kWh) のコスト最適な組み合わせを求めるのが通常であった。同モデルを用いて、DSM や分散資源の技術評価も実施されている[高橋 1997][浅野 2005]。今後、再エネ電源が大量連系すれば、「電力需要」だけでなく、それと同時に残余需要の時間内変動や予測誤差に対応する「調整力必要量」を満たすコスト最適な資源構成を評価する必要がある。火力電源比率が下がっていく中で、DR や蓄電池など新しい調整資源を考慮した「電力需要」と「調整力必要量」を同時に満たす資源構成を求める。

本稿の目的は、再エネ電源大量連系下において「電力需要」と「調整力必要量」を同時に満たすコスト最適な電源構成と調整力資源構成を評価できるモデル（以下、柔軟性資源計画モデル）を開発することである。蓄電池や DR も調整資源として評価される。本モデルでは、エリア毎の評価を主たる目的とするため、従来の電源をユニット単

位として扱い、かつ今後の電源オプション（新設、休廃止、能動性向上など）を明示的に考慮する。文献[Takahashi2016]の電源計画運用モデルを発展・拡張し、設備形成と電源運用を同時最適化する柔軟性資源計画モデルを開発する。

本章の章立ては次の通りである。まず第 2 章で電源構成と調整力資源構成を同時最適化する柔軟性資源計画モデルの概要と特徴、定式化について説明する。第 3 章では再エネ賦存量が多いある電力供給エリアを対象に、同モデルを用いて再エネ電源大量連系時の資源構成の評価を行った検討例の結果を説明する。第 4 章はまとめと今後の課題である。

## 2. 柔軟性資源計画モデル—再エネ電源大量連系時の電源構成と調整資源構成の同時最適化

### 2.1 モデルの概要

図 2-1 に著者が開発した柔軟性資源計画モデルのフロー図を示す。本モデルは、将来の電力需要と再エネ電源の連系量およびその発電出力、それらに起因する予測誤差と時間内変動から導かれる調整力必要量（およびその発生確率分布）を所与とし、諸々の制約条件下で、後述する目的関数の値が最小である最適解を求めて、電源オプション（新設、休廃止、能動性向上など）、発電電力量、調整力資源構成（蓄電池導入量、DR 導入量など）を決定する。対象期間は単年度である。

設備投資の判断のためには、電源は当然であるが調整資源も年間を通じた利用率を考慮する必要がある。例えば、導入コストが高い調整資源（例：リチウム電池）は、コスト的に導入が正当化されるためには、長時間、調整力として使用すべきであるが、本モデルでは、そのような年間の使用確率を考慮した分析が可能である。

本モデルの特徴は、以下の通りである。

- 年間を通じた、残余需要と、調整力必要量

およびその発生確率を同時に満足する電源構成と調整力資源を導出できる（図 2-2）。

- 電源ユニット単位で、電源の新設や休廃止・能動性向上など個別具体的な選択肢を分析できること。例えば、稼働率が落ちる可能性のある火力機を休廃止すべきか否か、能動性を高めた火力機を新設すべきか否か、など。
- 電源ユニットの今後の選択肢を、1 基だけでなく、1 年間を通じた系統全体の需給バランスや調整力確保量への影響、コストへの影響を考慮しながら分析できる。CO<sub>2</sub> 排出量影響分析への拡張は今後の課題である。
- DSS 可否、出力調整速度、最低負荷限度など発電ユニット単位の性能から、調整力・予備力の確保など電源運用に関わる諸々の制約条件を考慮できる。
- 蓄電池や DR（ネガワット、ポジワット）など新しい調整資源をモデル内で考慮し、従来電源と比較した分析が可能である。その際、季節・時間帯によって DR 資源の利用可能性が異なることを考慮できる。例えば、本研究で評価したビル空調は、夏季・冬季昼間の DR ポテンシャル量が大きい。
- 副次的ではあるが、再エネ電源出力の予測

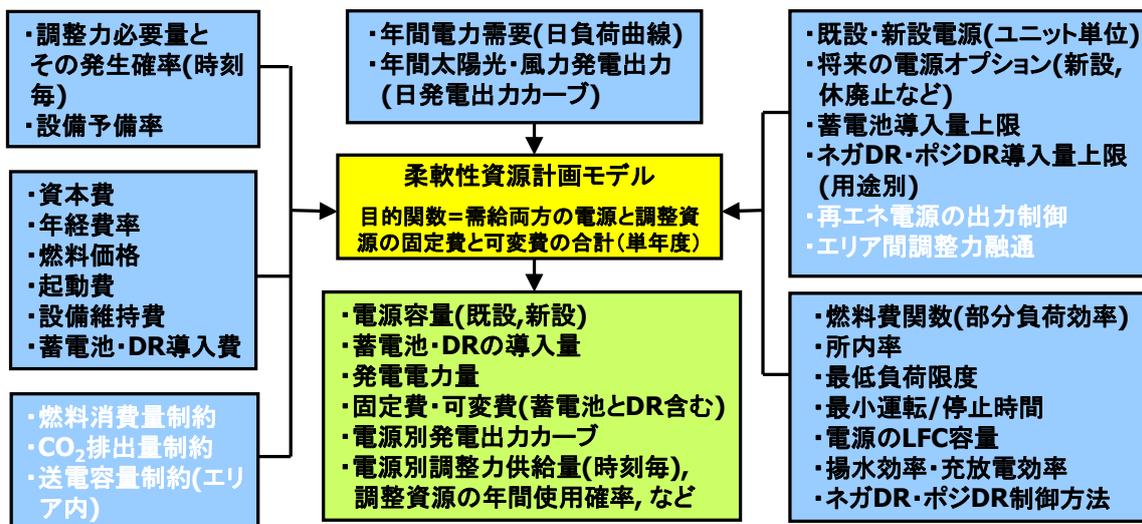


図 2-1 柔軟性資源計画モデルのフロー図

※青色ボックスは入力データ、緑色ボックスはモデル出力結果。白文字はモデルで考慮していない要素

誤差をモデル内で陽に扱うため、予測誤差を改善することによるコスト抑制効果を定量化できる。例えば、誤差改善で燃料費をどの程度削減できるか。

図 2-2 は、残余需要と調整力必要量の同時最適化のイメージ図である。左図が電力負荷曲線、右図が予測誤差や時間内変動から導出される 1 年間の調整力・予備力必要量（上げ、下げ）の発生確率分布である。図中で太い点線と実線が再エネ電源大量連系前後での残余電力需要と調整力必要量である。再エネ電源が大量連系すると（点線→実線）、残余需要は低下し、一方で調整力必要量は増加する<sup>3</sup>。

持続曲線モデルは、各調整資源の使用確率を容易かつ簡便に可視化できる長所があるが、時間を無視しているため、季節や時間帯による各資源の利用可能性を考慮できないという短所がある。そこで、本モデルでは、季節や時間帯による各電源の利用可能性を考慮するために、代表日別の電力需給カーブと調整力必要量の確率モデル（2.2 節参照）を用いたモデルを構築する。

設備形成と電源運用を同時最適化する長期電源構成モデルの先行研究としては文献[小宮山 2012][杉山 2016][山本 2012][山本 2014][白木 2012][高橋 1996]などがある。文献[小宮山

2012][杉山 2016]は、全国レベルの電力系統を対象にして、太陽光発電・風力発電の大量導入時を念頭に、1 年間の電力需要と再エネ電源出力（10 分値データ）を所与とし、線形計画手法を用いて日本の最適電源構成（kW、kWh）を導出する。燃料種別の設備容量を連続変数として扱う。文献[杉山 2016]は、送電容量制約を考慮しており、再生可能エネルギー発電量の地域的な偏在性を考慮可能である。

一方、当所が開発した MM-OPG モデルでは、全国レベルの電力系統を対象に、1 年間の電力需要・再エネ発電出力（1 時間値データ、予測誤差は考慮せず）を所与として、電源の設備容量およびその運転モード（定格運転、部分負荷運転、停止、バンキング、プレヒーティングなど）の設備容量を連続値で近似し、1 年間の発電コストを最小にする電源構成（kW、kWh）を、線形計画手法を用いて導出する[山本 2012][山本 2014]。

また、当所は、電源設備（kW）および電力需要・再エネ発電出力（30 分値データ、予測値）を所与として、月間・週間・翌日の需給運用計画を、混合整数計画手法を用いて導出する「需給運用シミュレーター」を開発している[渡邊 2013]。燃料消費計画（特に LNG）や電力貯蔵計画（揚水式水力、系統側蓄電池）、火力運転計画（起動停止など）を立案できることが特徴である。

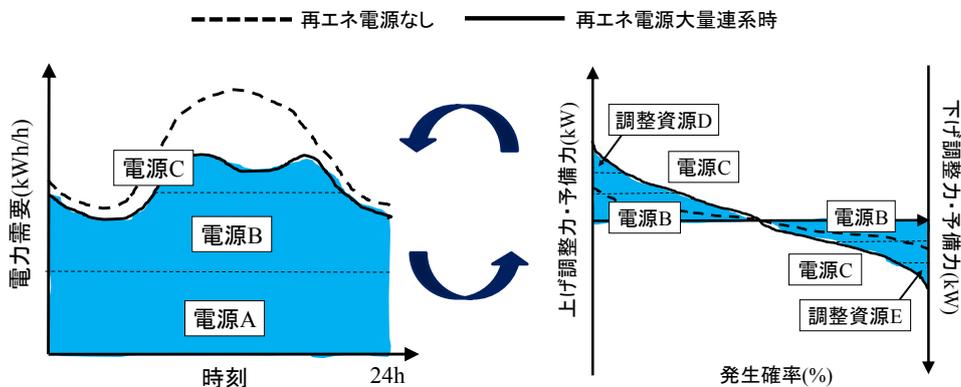


図 2-2 電源構成（左）と調整力資源（右）の同時最適化のイメージ

<sup>3</sup> 図 2-2 右図の調整力・予備力必要量は、長周期や短周期など検討断面（言い換えると電源の調整速度）毎の

カテゴリーで区別する。

先行研究と本報告書の開発モデルとの主な違いは、(1) 電力供給エリアを対象として、電力需要と調整力必要量（確率分布で表現）を満足する設備形成と電源運用を同時最適化する長期電源構成モデルであること（混合整数計画手法を用いる）、(2) 電源ユニット単位で扱うため、新設や休廃止・能動性向上など個別具体的な選択肢を分析できること、(3) 蓄電池や DR など新しい調整資源と従来電源を比較した評価ができること、である。

## 2.2 調整力必要量の確率モデル

文献[OCCTO2016]では、調整力（電源 I）の必要量算定の根拠として、図2-3に示す (1) 残余需要の予測誤差、(2) 残余需要の時間内変動、(3) 電源脱落の 3 つの要因を挙げている。本モデルでは、将来の最大の不確定要因とされる再生可能エネルギー発電に着目し[電気学会技報]、予測誤差と時間内変動の 2 つの要素を不確定要因として考慮した。

残余需要（＝電力需要－再エネ電源出力）の予測誤差と時間内変動の標準偏差は、各要素が無相関と仮定すると、(式 2-1) で表現できる。

$$\sigma = (\sigma_{PV}^2 + \sigma_{WP}^2 + \sigma_{LOAD}^2)^{1/2} \quad (\text{式 2-1})$$

$\sigma, \sigma_{PV}, \sigma_{WP}, \sigma_{LOAD}$  : 残余需要および太陽光発電、

風力発電、電力需要の予測誤差と時間内変動の標準偏差

調整力必要量を考慮した電源運用モデルでは、調整力必要量をある値に固定し（例えば $\pm 2\sigma$ ）、各時間断面でその必要量を確保する制約式を課すことが多いが、本モデルでは、再エネ予測大外れのような大きな調整力・予備力が必要になる稀に起こる事象と、予測値や平均値と実績値の差が小さい普段起こりえる事象の両方を考慮するために、調整力必要量（確率変数）とその発生確率を扱う方法を用いた。この方法の利点は、普段の事象に使う調整資源と稀な事象のみ使う調整資源を区別し、調整資源の“利用率”を考慮した経済性評価を行うことができることである。例えば、蓄電池は導入コストが高いので普段の事象にも使い利用率を上げる、DR は予測大外れなどの稀な事象にしか利用しないとといった制御方法を考慮できる。

本稿では、再エネ電源大量連系時を想定して、残余需要（毎時）の予測誤差分布モデルとして、再エネ電源の予測誤差分布に関する先行文献[安並 2016][青木 2013][NREL2012]を基に、(式 2-2) のラプラス分布を仮定した<sup>4</sup>。ラプラス分布は正規分布と比べてテール部分の確率が高くなる特徴がある。またラプラス分布を $[-4.1\sigma, -2.1\sigma, -0.8\sigma, +0.8\sigma, +2.1\sigma, +4.1\sigma]$ の 6 区分で近似する（左から (式 2-3) の S=1~6 に対応）。各区分の確率

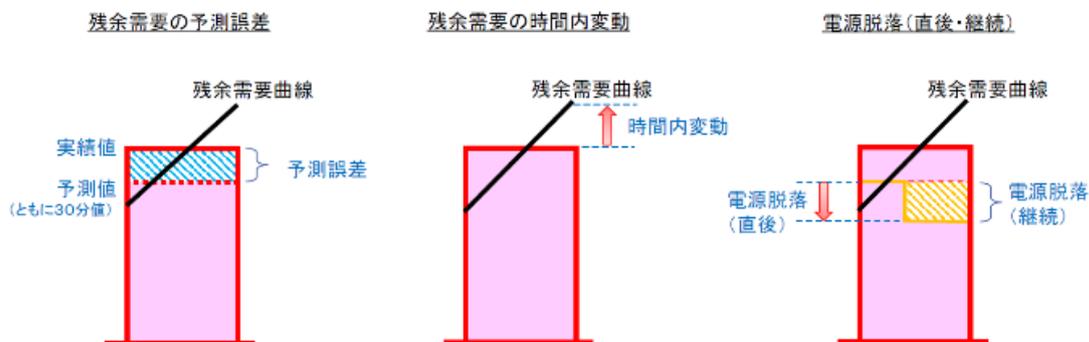


図 2-3 調整力・予備力の必要量の算定要因 [OCCTO2016]

<sup>4</sup> 同じ標準偏差  $\sigma$  を仮定すると、ラプラス分布において、正規分布の  $(+\sigma, +2\sigma, +3\sigma)$  と同じ累積確率を与

える区分は  $(+0.8\sigma, +2.1\sigma, +4.1\sigma)$  である。

は±0.8σが34.1%、±2.1σが13.6%、±4.1σが2.1%である。

本モデルで設定した再エネ電源大量連系時（風力 2.51G、太陽光 5.52GW）の風力発電・太陽光発電・電力需要の予測誤差と時間内変動率を表 2-1 に示す。表 2-1 の設定値で、現時点のエリア内連系量から見積もった残余需要の+2σ相当値は、1時間前が5.7%、前日8.2%であり（規格化変数は系統最大電力）、概ね運転予備率（当日5%、前日8%）に近い値である。しかし、後述する再エネ電源大量連系時の残余需要の+2σ相当値は、再エネ電源由来の誤差率・変動率が大きくなるため、1時間前は8.1%、前日は12%と大きくなる。

仮定した前日予測誤差分布に基づく風力発電と太陽光発電の合計値の確率的発電出力カーブを図 2-4 に示す。再エネ電源出力の予測平均値（実線）だけでなく同図の面部分の上げ／下げ調整力を確保した上でコスト最適な電源構成と調整資源構成を求める。

$$P(dx) = \exp(-\sqrt{2} |dx|/\sigma) / \sqrt{2}\sigma \quad (\text{式 2-2})$$

$$P(dx) \cong P^s \text{ when } dx = \sigma^s (s = 1 - 6) \quad (\text{式 2-3})$$

表 2-1 予測誤差・時間内変動の標準偏差  
の設定値

	予測誤差	時間内変動
風力発電	前日 9.5% 1時間前 5%	1.3%
太陽光発電	前日 8.4% 1時間前 5.5%	1.8%
電力需要	前日 2.5% 1時間前 1.5%	1.0%

※各標準偏差の規格化変数は、風力発電はエリア内風力発電の定格容量合計、太陽光発電は基準日射量 1000W/m<sup>2</sup>、電力需要は系統最大電力。

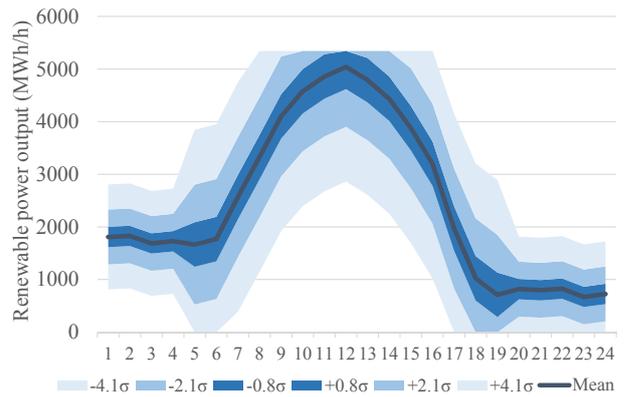


図 2-4 再エネ電源の確率的発電出力カーブ  
(連系量：風力 2.51GW、PV5.52GW の場合)

## 2.3 モデルの定式化

### 2.3.1 目的関数

モデルの目的関数 TC は、対象年の単年度の電源と調整資源（蓄電池、DR 設備）の資本費・設備維持費・燃料費・起動費の合計値（年換算値）である（式 2-4）<sup>5</sup>。電源をユニット単位で扱うため、混合整数計画手法により定式化する。目的関数の最小化により、計画期間内（1 年間）の電力需給に必要な電源ユニットと蓄電池・DR 資源の導入量、各電源の発電出力カーブ、各調整資源の上げ・下げ調整力（時刻毎）などを導出する。複数年度モデルへの拡張は今後の課題である。

目的関数 TC の第一項は、電源および蓄電池・DR 資源の資本費と設備維持費である。DR 資源の導入コストは、需要を能動化する制御システムのコストである。資本費は年経費率（%）を考慮して年換算値を計算する。設備維持費は、kW 比例分のみを考慮する。第二項と第三項は期間内の火力発電と原子力発電の燃料費、DSS 電源の起動費、上げ／下げ調整力に伴う燃料費の変化分の合計である。燃料費関数は起動ユニットの発電出力 X の線形関数で表す。表 2-1 で設定した残余需要の予測誤差・時間内変動に起因する調整力必要量の確率分布 P は（式 2-4）の第四項で考慮する。

<sup>5</sup>最小の時間刻みは 1 時間であり、30 分間ではない。

$$\begin{aligned}
TC &= \sum_G f_G^0 \times K_G^{MAX} \times N_G \\
&+ \sum_{G, DAY, HR} D_{DAY} \times (c_G^0 \times U_{G, DAY, HR} + c_G^1 \times X_{G, DAY, HR}) \\
&+ \sum_{G, DAY, HR} D_{DAY} \times SUC_G \times U_{G, DAY, HR}^{START} \\
&+ \sum_{G, DAY, HR, S_i} D_{DAY} \times P_{DAY, HR}^{S_i} \times c_G^2 \times \text{sgn}_{S_i} \times DX_{G, DAY, HR}^{S_i}
\end{aligned}$$

(式 2-4)

図 2-5 に第 3 章で説明する検討対象エリア（以下 A エリア）における電力需要に対する太陽光・風力発電量を合計した再エネ電源比率（日単位）を示す（連系量：風力 2.51GW、PV5.52GW の場合）。年平均 14% で、最大は 31%、最小は 3% であった。本研究では、同じ季節でも気象条件によって再エネ比率が違うことや季節別・平休日別の電力需要が違うことを考慮するため、1 年間の電力需要および再エネ電源出力を表 2-2 の 16 個の代表日で表す。表中の数字は日数である。本研究では、季節・平休日毎に、再エネ比率の下位 20% の日を「再エネ比率：低い」、同上位 20% の日を「再エネ比率：高い」とした。下位 20% の再エネ比率は 9% 未満、上位 20% の再エネ比率は 20% 超である。（再エネ比率：平均）は、再エネ比率が中央値（メディアン）の日である。

A エリアでは、再エネ電源が大量連系した場合、残余需要の系統ピークが発生する可能性が高い時間帯は、風力発電出力が少ない冬季平日の夕方（太陽光発電出力はゼロ）であるため、「冬季平日（再エネ比率：低い）」を代表日に含めた。一方、再エネ電源の余剰電力が発生する可能性が高い時間帯は、太陽光発電出力と風力発電出力が多い春季休日の昼間であるため、「春季休日（再エネ比率：高い）」を代表日に含めた。

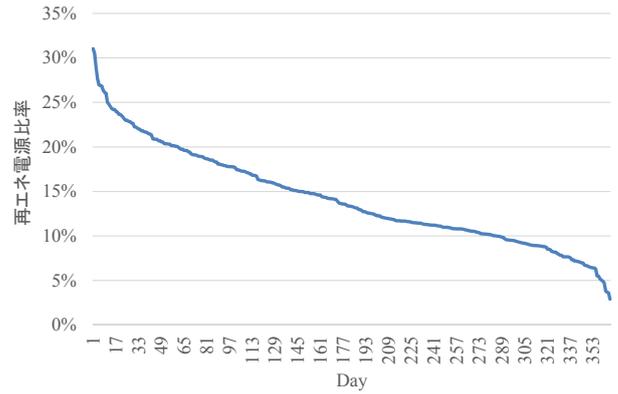


図 2-5 日平均の再エネ電源比率  
（連系量：風力 2.51GW、PV5.52GW の場合）

表 2-2 16 代表日の日数

	春	夏	秋	冬
平日（再エネ比率：平均）	50	48	35	62
休日（再エネ比率：平均）	23	26	14	35
平日（再エネ比率：低い）	12	12	8	15
休日（再エネ比率：高い）	6	6	4	9

### 2.3.2 前日計画（DSS 電源）、季節計画（ベース電源）

石油火力や LNG 火力など DSS 運転可能な電源は、代表日毎に、前日段階で、残余電力需要（＝電力需要－再エネ電源出力）の予測平均値と予測誤差率・時間内変動率を充足し、需給バランスを維持出来る起動停止計画を決定すると仮定した。現実の需給運用では、当日予測に基づき起動停止計画を修正するが、本稿では考慮しない。一方、石炭火力や原子力などベース電源は DSS 運転不可と仮定し、表 2-2 の季節単位で稼働有無を決定するものと仮定した。また、原子力発電は出力調整不可、石炭火力発電は出力調整可能とした。

### 2.3.3 主な制約条件

- 電力需給バランス：1年間の電力需要を、代表日の日負荷曲線で表す。各代表日各時刻の電力需要量 (kWh/h) は各電源の電力供給量 (再エネ電源の発電出力の予測平均値を含む) と等しくする (式 2-5)。

$$\sum_G X_{G,DAY,HR} - \sum_{G^{ST}} ST_{G^{ST},DAY,HR} + RE_{DAY,HR} + OTH_{DAY,HR} = L_{DAY,HR} \quad (式 2-5)$$

- 上げ/下げ調整力バランス (調整力カテゴリ一別)：1年間の調整力必要量を、各代表日・各時刻における調整力必要量 (確率変数) で表す。(式 2-3) の確率区分 S の調整力必要量とその発生確率を各々 SIG<sup>S</sup>、P<sup>S</sup> で表し、調整力必要量を各電源と各調整資源 (蓄電池・DR など) からの調整量 DX および調整不足量 DXO で充足する (DXO は調整力必要量が未達であることを表す) (式 2-6)。

調整力が必要となる時間断面を区別するために、本研究では前日予測誤差に対応する長周期調整力と、1時間前予測誤差とゲートクローズ後の時間内変動に対応する短周期調整力 S2 の 2 種類を考慮した。

$$\sum_G DX_{G,DAY,HR}^{S_i} + DXO_{DAY,HR}^{S_i} = SIG_{DAY,HR}^{S_i} \quad (i=1 \text{ 長周期}, i=2 \text{ 短周期}) \quad (式 2-6)$$

- 起動ユニットの発電出力の上下限制約：運転時のユニットの発電出力あるいは揚水動力量・蓄電量は、設備容量を上限、最低負荷限度を下限とする。

$$K_G^{MIN} \times U_{G,DAY,HR} \leq X_{G,DAY,HR} \leq K_G^{MAX} \times U_{G,DAY,HR} \quad (式 2-7a)$$

$$K_{G^{ST}}^{MIN} \times U'_{G^{ST},DAY,HR} \leq ST_{G^{ST},DAY,HR} \leq K_{G^{ST}}^{MAX} \times U'_{G^{ST},DAY,HR} \quad (式 2-7b)$$

- 上げ/下げ調整力の上限制約：各電源から供出可能な長周期調整力 DX<sup>S1</sup> の上限値は、(式 2-8) - (式 2-9) で表す。(式 2-8) は上げ調整力、(式 2-9) は下げ調整力である。短周期調整力 DX<sup>S2</sup> は長周期調整力 DX<sup>S1</sup> の内数である (式 2-10)。図 2-6 は長周期調整力と短周期調整力の関係を模式的に表した図である。(式 2-11) は、短周期調整力が、分単位で応答可能な起動ユニット (LFC 電源など) から供給される。

$$DX_{G,DAY,HR}^{S_1} \leq K_G^{MAX} - X_{G,DAY,HR} \quad (式 2-8)$$

$$DX_{G,DAY,HR}^{S_1} \leq X_{G,DAY,HR} - K_G^{MIN} \times U_{G,DAY,HR} \quad (式 2-9)$$

$$DX_{G,DAY,HR}^{S_2} \leq DX_{G,DAY,HR}^{S_1,MAX} \quad (式 2-10)$$

$$DX_{G,DAY,HR}^{S_2} \leq a_G \times U_{G,DAY,HR} \quad (式 2-11)$$

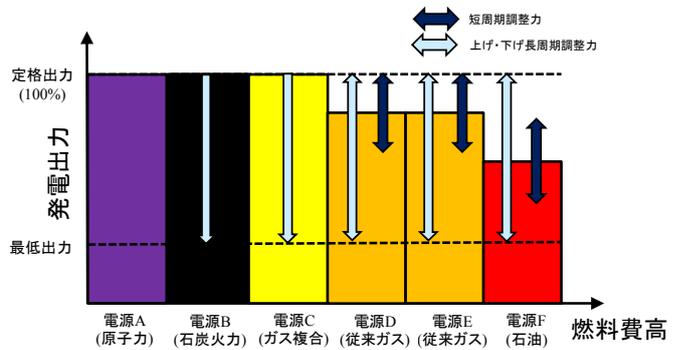


図 2-6 部分負荷運転による調整力確保のイメージ図

- 調整力不足に伴う年間供給不足量の上限制約：調整力不足を供給力不足量と捉え、年間供給不足量 EENS (expected energy not supplied) に上限を課した。計画時点での設計ベースの供給不足日数 0.3 日/年を仮定した。

$$\sum_{DAY,HR,S} D_{DAY} \times P_{DAY,HR}^S \times DXO_{DAY,HR}^S \leq EENS$$

(式 2-12)

- 揚水式水力および長周期変動対応蓄電池の蓄電量 (kWh) の上下限制約：揚水式発電および長周期変動対応蓄電池の各電源  $G^{ST}$  の蓄電量 (kWh) は、上下限制約内にあることを課す。

$$Q_{G^{ST},DAY}^{MIN} \leq$$

$$\sum_{HR 0 \leq HR} (\eta^{ST} \times ST_{G^{ST},DAY,HR 0} - X_{G^{ST},DAY,HR 0}) - \sum_{HR 0 \leq HR} P_{DAY,HR}^{S_i} \times \text{sgn}_3 \times DX_{G^{ST},DAY,HR}^{S_i} \leq Q_{G^{ST},DAY}^{MAX} \quad (式 2-13)$$

- 供給予備力の確保：全設備容量（長周期対応蓄電池は含む。短周期対応蓄電池は含まない）と風力発電・その他電源（最小値）の合計が、年間ピーク電力需要の 1.08 倍以上であることを課す（供給予備率 8%）。

$$\sum_G K_G^{MAX} \times N_G + RE^{MIN} + OTH^{MIN} \geq 1.08 \times L^{PEAK}$$

(式 2-14)

- その他の制約条件：DSS 電源に対して、停止後の最小停止時間、起動後の最小運転時間に制約を課す。また、DSS 電源の 1 日あたりの起動回数は 1 回以下とする。

本稿では、燃料消費量制約や CO<sub>2</sub> 排出制約を考慮しなかった。LNG は契約上受入数量があるため、検討断面においては、年間 LNG 消費量に下限制約を課す必要がある場合があるが、本稿では将来時点を考慮した評価であるため燃料調達に自由度があると考え、制約は課さなかった。

## 2.3.4 変数、パラメータ

### ● インデックス

$G$  : 全電源（再エネ・その他電源以外）と蓄電池、DR 資源

$G^{ST}$  : 貯蔵電源（揚水式水力、蓄電池）

$HR, DAY$  : 時刻、代表日

$S_i$  : 予測時間断面  $i$  における調整力必要量の確率分布の区分 ( $S_i=1 \sim 6$ ) ( $i=1$  前日予測、 $i=2$  1 時間前予測)

### ● 内生変数

$X_{G,DAY,HR}, ST_{G^{ST},DAY,HR}$  : 各時刻の電源の発電電力量、揚水用動力量/蓄電電力量 (kWh/h)

$U_{G,DAY,HR}, U_{G,DAY,HR}^{START}$  : 各時刻の電源の運転停止変数（運転時=1, 以外=0）、起動変数（起動時=1, 以外=0）

$U'_{G,DAY,HR}$  : 揚水式水力・長周期変動対応蓄電池のモード変数（蓄電時=1, 以外=0）

$DX_{G,DAY,HR}^{S_i}, DXO_{DAY,HR}^{S_i}$  : 確率区分  $S_i$  の上げ/下げ調整力 (kW) と調整力不足量 (kW)

$N_G$  : 新設・休廃止候補電源  $G$  の要否 (0-1 変数)、蓄電池・DR 設備容量（連続変数、区間[0,1]）

### ● 外部パラメータ

$L_{DAY,HR}$  : 各時刻の電力需要

$L^{PEAK}$  : 年間ピーク電力需要（時間帯は冬季平日 18 時）

$RE_{DAY,HR}$  : 太陽光発電と風力発電の合計出力（予測平均値）

$OTH_{DAY,HR}$  : 一般水力・地熱発電などその他電源の合計値

$f_G^0, c_G^0, c_G^1, c_G^2, SUC_G$  : 固定費単価 (設備

維持費と設備新設費)、燃料費関数の係数 (円、  
円/kWh)、起動費単価 (円/回)

$K_G^{MAX}, K_G^{MIN}$  : 各電源の設備容量と最低負荷限度  
(kW)

$SIG_{DAY,HR}^S, P_{DAY,HR}^S$  : 確率区分 S における調整力  
必要量とその発生確率

$Q_G^{MAX}, Q_G^{MIN}, \eta_G^{ST}$  : 揚水式水力/蓄電池の蓄電  
上下限及び変換効率

$a_G$  : 各電源の出力調整幅 (kW)

$EENS$  : 年間供給不足量上限 (Expected energy not  
supplied)

$sgn_s$  : 符号関数 (出力上げ方向=1, 下げ方向=-1)

表 2-3 DR 設備のモデルへの組み込み方法

電源	HP 給湯機	ビル空調
設備量 (K_MAX)	可制御化 HP 給湯機全体の定格消費電力 (kW)	ネガワット量の年間最大値 (kW)
発電電力量 (X)	昼間シフトによる深夜沸き上げ消費電力削減量	ネガワットによる電力需要削減量
蓄電電力量 (ST)	昼間シフトによる昼間沸き上げ消費電力造成量	—
長周期調整力 (DX)	昼間沸き上げ消費電力の変化量 (需要造成、需要削減)	ネガワットによる電力需要削減量

### 2.3.5 DR 設備のモデル内での扱い

本稿では HP 給湯機およびビル空調を DR の調整資源としたケースを分析する。表 2-3 のように変数の対応をつけることで DR 調整資源も上記の柔軟性資源計画モデルで評価できる。ただし、DR 資源を活用できる時間帯や潜在量に制限があるため制約を課した。

### 3. 再エネ電源が大量連系した電力供給エリアを対象にした蓄電池と DR の経済性評価

#### 3.1 検討ケース

A エリアを対象に、原子力が再稼働し（ユニット数は5基と仮定した）、かつ風力発電が2.51GW、太陽光発電5.52GWが連系した状況を想定し、残余需要の予測誤差と時間内変動に対応して、需給バランスを維持可能な電源構成・調整力資源構成および稼働パターン、供給コストへの影響を分析した。調整資源として、蓄電池とDR資源を含めた。エリア大の年間発電電力量に占める風力発電・太陽光発電比率は14%、エリア最大電力に対する風力発電・太陽光発電の定格容量比率は58%である。

本稿では、①調整資源の種類、②再エネ電源出力の予測誤差を変えた6つの検討ケースを設定した。表3-1のCase1は再エネ電源が全く連系されない場合の参考ケースである。Case2-Case6は再エネ電源が大量連系するケースである。Case2は再エネ電源の予測誤差が現状値（表2-1）で、かつ火力電源と揚水式水力で需給バランスを維持するケースである。Case3では予測誤差の値が半分に改善すると仮定したケースである。Case4-Case6は調整資源として火力電源・揚水式水力に加えて、NAS電池とリチウム（Li）電池およびDR設備（HP給湯機ビルと電気空調の可制御化）を追加したケースである。Case4ではNAS電池とLi電池のみ各1GWを導入すると仮定する。Case5ではNAS電池とLi電池に加えてDR設備（家庭用ヒートポンプ（HP）給湯機とビル電気空調の可制御化）を追加する。Case6ではコスト最適化によりNAS電池とLi電池の最適導入量を求める。

なお、本モデルでは、エリア間連系線を通じた調整力融通や、エリア内の送電容量の制約を考慮していない。原子力の稼働ユニット数は5基とし、各季節に4基連系すると仮定した。また、原子力発電出力のうち、自社受電分のみ考慮した[系統WG2016]。また、再エネ電源の出力制御や一般水力による調整力を考慮していない結果であることに留意されたい。これらは今後の課題とする。

表 3-1 分析ケース

	再エネ電源連系量	再エネ予測誤差	調整資源
Case1	0GW	-	火力, 揚水式水力
Case2	風力 2.51GW 太陽光 5.52GW	現状値	火力, 揚水式水力
Case3		現状値より半減	火力, 揚水式水力
Case4		現状値	火力, 揚水式水力 蓄電池（NAS/Li各1GW）
Case5		現状値	火力, 揚水式水力 蓄電池（NAS/Li各1GW） DR（HP給湯, ビル空調）
Case6		現状値	火力, 揚水式水力 蓄電池（NAS/Li, 最適容量） DR（HP給湯, ビル空調）

※原子力のユニット数は5基とし、各季節に4基連系すると仮定した<sup>6</sup>。

※再エネ予測誤差の現状値は表2-1の通り。

<sup>6</sup> この仮定から計算した原子力発電出力値は、文献[系統WG2016]における原子力発電出力の設定値とほぼ同

じである。

### 3.2 モデルデータ

系統電力需要（1時間値）は、対象エリアの2012年度の需要実績データを用いた[電力需給状況]。文献[系統WG2016]から、太陽光発電と風力発電の連系容量を5.52GW、2.51GWと仮定して、エリア内のウィンドファームの2012年度の発電実績データ（1時間値）、文献[池上2014]および同エリア内の気象官署の2012年度の日照時間・気温・降水量の10分実績値データ[アメダスデータ]と推定手法[新太陽エネルギー利用ハンドブック]を用いて、同エリア内の風力発電と太陽光発電の時刻別発電データを作成した。電力需要に対する太陽光・風力発電量を合計した再エネ電源比率（日単位）は年平均14%で、最大は31%、最小は

3%である。

各電源のユニット数や運転性能、コスト諸元を表3-2にまとめる。系統電源は、2015年度末時点で対象エリア内にある既設電源および供給計画の新設電源を仮定した。運転性能とコスト諸元は文献[コスト検証2015][METI低炭素2009][METI蓄電池2009][ERAB2016b]に基づき設定した。蓄電池は、長周期変動対応としてNAS電池、短周期調整力としてリチウム電池を仮定した。

#### DR設備のモデル内での扱い

##### (1) 家庭用ヒートポンプ給湯機

本稿では、家庭用CO<sub>2</sub>冷媒ヒートポンプ給湯機（HP給湯機）およびビル電気空調をDR調整資源としたケースを扱うが、表3-3のように可制御化

表 3-2 モデルデータ

	設備容量と ユニット数	負荷率 <sup>3)</sup>	DSS	長周期 の出力 調整	短周期調整 (調整幅)	平均燃料単 価 (円 /kWh)	設費新設費 (上) 設備維持費 (下)
石炭火力	6.82GW (17)	35-100%	No	Yes	No	3.5	23万円/kW 9千円/kW年
LNG火力	7.96GW (14)	40-100% (複 合), 25-100% (従 来)	Yes	Yes	Yes (複合 10%, 従来 5%)	10.0	12万円/KW 4.7千円/kW年
石油火力	1.68GW (5)	25-100%	Yes	Yes	Yes (5%)	18.1	- 7千円/kW年
原子力 <sup>1)</sup>	2.87GW (5)	100%	No	No	No	2.0	- 19千円/kW年
揚水式水 力 <sup>1) 2)</sup>	0.71GW (2)	0-100% (発電 時), 100% (揚水時)	Yes	Yes	Yes (発電時 20%)	-	- 12千円/kW年
NAS/Li 蓄電池 <sup>2)</sup>	各1GW また は最適化	10-90%	Yes (NAS 電池)	Yes (NAS電 池)	Yes (Li電池 40%)	-	20万円/kW -
DR	上限0.86GW (HP給湯 機), 上限0.3GW (ビル空調)	-	-	Yes	No	-	10万円/台 (HP 給湯機), 6万円 /kW (ビル空 調) -

1) 複数の電力会社に供給している電源の設備容量は、Aエリアの受電相当を記載している。

2) 充放電変換効率の設定値は65%（揚水式水力）、70%（NAS電池）、85%（リチウム電池）。

電池コストは20万円/kW（NAS電池、8時間充電）、リチウム電池20万円/kW（1時間充電）。

3) 負荷率の下限値は、最低負荷限度を表す。

すると仮定した。なお、通知時間が前日や1時間前であり、制御主体は電力小売事業者またはアグリゲーターを想定した。

表 3-3 DR 設備の制御方法

	HP 給湯機	ビル空調
制 御 内 容	(1) 深夜沸き上げ消費電力の一部を昼間8時-16時にシフトする(→PV 余剰電力の解消) (2) 昼間沸き上げ消費電力を系統需給に応じて増加・抑制する(→上げ・下げ調整力の供給)	ビル空調負荷を一時的に緩和し、昼間の空調用消費電力を10%抑制する(持続時間2時間)(→系統ピークの抑制、上げ調整力の供給)
通 知 時 間	(1) は前日通知 (2) は1時間前通知	前日通知および1時間前通知
エ リ ア 内 最 大 ポ テ ン シ ャ ル 量	0.86GW (冬季)	0.3GW (系統ピーク時)

文献[ERAB2016b]の方法に基づき、検討対象とするAエリアにおいてECONET Lite 接続可能な家庭用 HP 給湯機の台数(新規と既存の合計)を最大57万台(ストック普及率=57%)と設定した(2030年時点)。HP 給湯機の定格消費電力を1.5kW とすると、HP 給湯機全体を可制御化した場合の消費電力は86万kWである。各代表日の時刻別の給湯熱消費量(図3-1)および深夜沸き上げ消費電力(図3-2)を文献[IBEC 省エネ基準]に基づいて推定した。ECHONET Lite を用いて、表3-3のようにHP 給湯機の沸き上げ時間と沸き上げ消費電力を調整することで、PV 余剰電力の解消

と上げ・下げ調整力の供給に用いることができると仮定した。

このように HP 給湯機の沸き上げ時間の昼間シフトを促すためには、料金メニューなど経済的インセンティブが必要になるが(特に、FIT 買取期間中の PV 設置住宅の HP 給湯機は、経済的インセンティブがなければ、昼間に沸き上げ消費電力をシフトする動機はない)、本研究では、このような経済的インセンティブを考慮していない。本研究では、需給両方のコストを合計したシステムコストの低減効果にフォーカスする。経済インセンティブは今後の研究課題である。

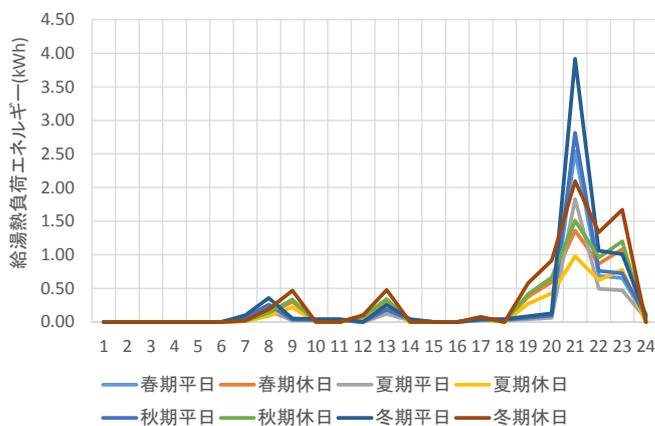


図 3-1 代表日毎の給湯熱消費カーブ(電力換算値)

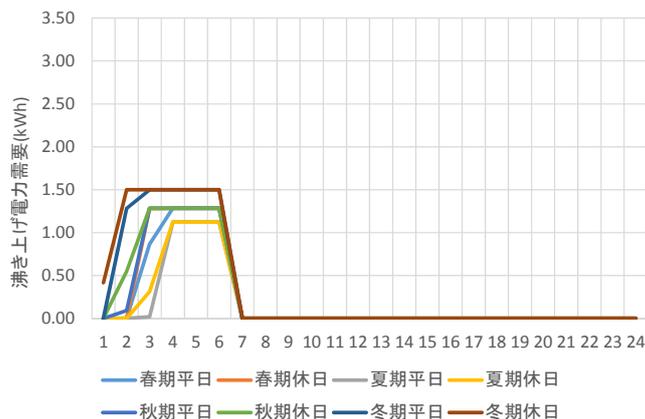


図 3-2 代表日毎の深夜沸き上げ消費電力カーブ(可制御化前)

(2) ビル空調

文献[高橋 2007]の電力供給エリア別の業務部門エンドユースモデルに基づき、A エリア内の業務

ビル部門の季節・平休日の時刻別の空調用消費電力量を推定した（図 3-3）。季節・平休日・昼夜によって消費電力が異なることが分かる。中間期は小売施設に空調需要があるため、電力消費が発生している。昼間の平均消費電力は、最小が約 70 万 kW（中間期休日）、最大が 360 万 kW（夏期ピーク日）である。従って、夏冬や昼間の削減量は多いが、中間期や休日夜間の削減量は少ないことになる。本稿では、前日予告 DR または 1 時間前予告 DR に対応して、各時刻の空調用消費電力を最大 10%、2 時間継続して削減できると仮定した<sup>7</sup>。ビル空調負荷を緩和することで、系統ピーク需要の抑制や上げ調整力の供給に用いることができる。

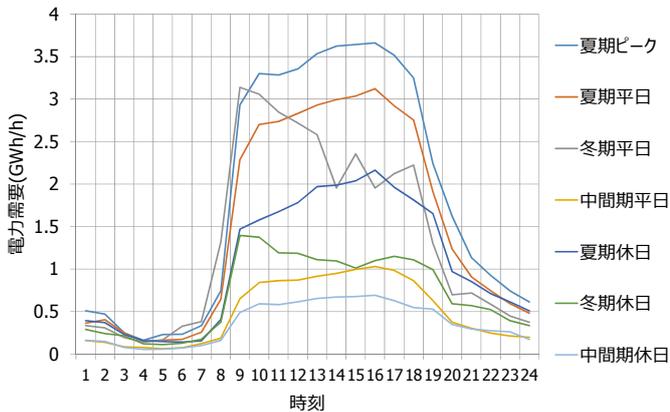


図 3-3 A エリア内のビル空調の電力消費量カーブの推定値

### 3.3 計算結果

#### 3.3.1 代表日の電源運用パターン

初めに、残余需要ピークが発生する冬季平日（再エネ比率：低い、再エネ比率=8%）、再エネ余剰電力が発生する春季休日（再エネ比率：高い、再エネ比率=31%）に対する Case2、Case4、Case5 の電源運用計画を図 3-4 と図 3-5 に示す。運用計

画は、前日段階の再エネ出力誤差に対応する調整力を各時刻で確保している。横軸は時刻（1 時間刻み）、縦軸は発電電力量（MWh/h）である。当該時刻の発電ユニット単位の発電電力量（棒グラフ）を種類毎に色分けしており、下から、一般水力・地熱発電（白色）、原子力（淡紫色）、石炭火力（黒色）、ガス複合発電（黄色）、従来ガス火力（オレンジ色）、石油火力（赤色）、揚水発電（水色）、NAS 電池・放電モード（紫色）、風力発電（緑色）、太陽光発電（エンジ色）である。揚水用動力量と NAS 電池の蓄電量の合計値は負値の棒グラフ（水色）で表す。DR 資源については、HP 給湯機の沸き上げの昼間シフトに伴う夜間沸き上げ消費電力の減少分（正值）と昼間沸き上げ消費電力の増加分（負値）をピンク色の棒グラフで、ビル空調の需要削減分（正值）は灰色の棒グラフで表す。揚水式水力・蓄電池の蓄電量と DR 資源の需要能動化によって電力需要（折れ線グラフ）が図中の点線から実線へシフトし、再エネ電源の余剰電力を吸収する。

調整力の供給源が火力電源と揚水式水力の場合（Case2）、原子力からの調整力がないことと石炭火力が DSS 電源でない設定であるため、夏季と春季ともに石炭火力は選択されず、火力電源はガス火力と石油火力のみという結果となった（図 3-4（a）と図 3-5（a））。なお、Case2 の年間需要に対する供給不足量 EENS は 0.3%（供給不足日数 1.1 日）であり、そもそも Case2 の条件設定では（式 2-12）の供給不足日数 0.3 日の信頼度を維持できない結果となった<sup>8</sup>。なお、これは、連系線を用いたエリア間の調整力融通や再エネ電源の出力制御や一般水力による調整力を考慮していない結果であることに留意されたい。

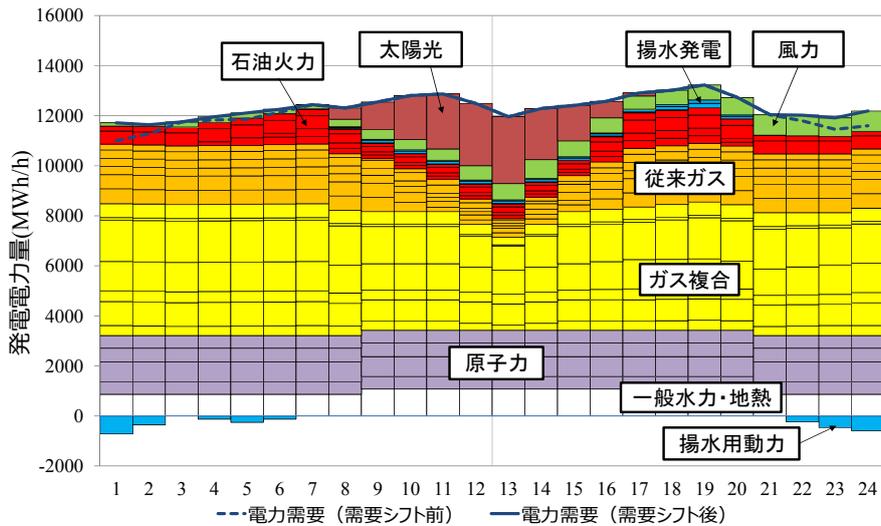
調整力の供給源として火力電源と揚水式水力に

<sup>7</sup> 10%削減×2 時間だけでなく、5%削減×4 時間も可能であり、モデル計算を通じて最適な削減パターンが導出される。

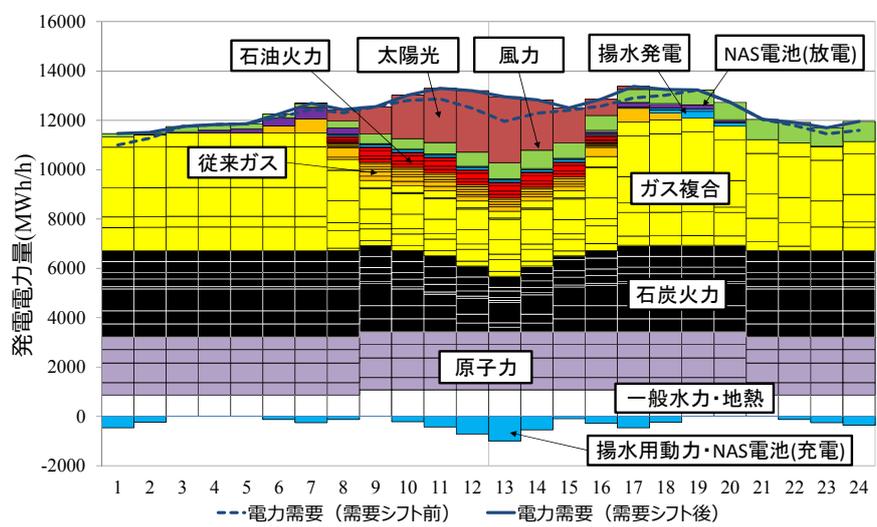
<sup>8</sup> Case2 は供給不足日数 0.3 日では infeasible になるため、不足日数の上限を緩和して最適解を探索、上記の結果を得た。Case2 以外のケースは供給不足日数 0.3 日を満足する。

蓄電池（NAS 電池 1GW、Li 電池 1GW）を追加した場合（Case4）、火力発電の部分負荷運転による調整力を削減できるため、石炭火力の運転基数が増える（図 3-4（b）と図 3-5（b））。調整力の供給源として火力電源と揚水式水力と蓄電池に、DR 設備（HP 給湯機とビル空調の可制御化）を追加した場合も同様に（Case5）、火力発電の部分負荷運転による調整力を削減できるため、石炭火力の運転基数がさらに増える（図 3-4（c）と図 3-5（c））。

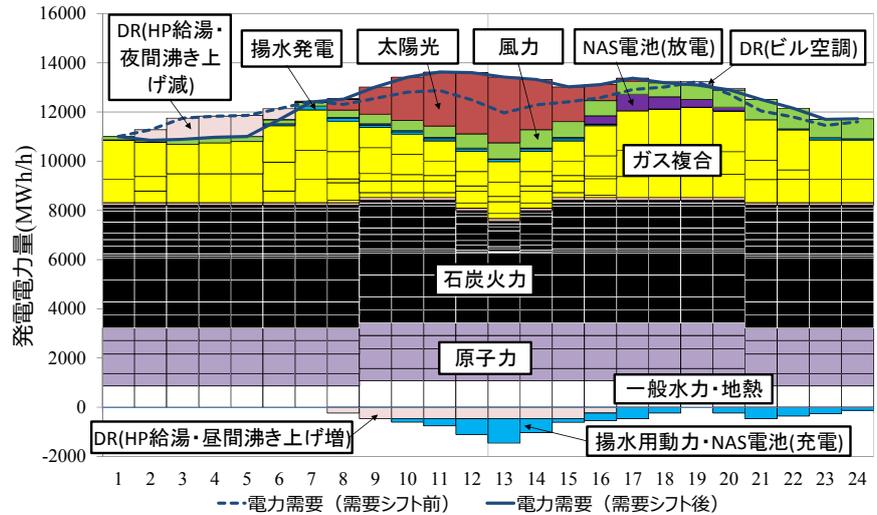
図 3-5 の春季休日（再エネ比率：高い）では、どのケースも再エネ電源の昼間余剰電力を揚水式水力と蓄電池により吸収する。加えて、春季休日はガス火力の昼間停止の DSS 運転が行われる。さらに、図 3-5（c）の Case5 では、HP 給湯機の沸き上げ消費電力が昼間にシフトし再エネ余剰電力を吸収する。冬季平日（再エネ比率：低い）では夕方 18 時～20 時にビル空調から最大 130MW のネガワットが供給され系統ピーク需要が抑制される（図 3-4（c））。



(a) Case 2 (調整資源: 火力電源+揚水式水力)

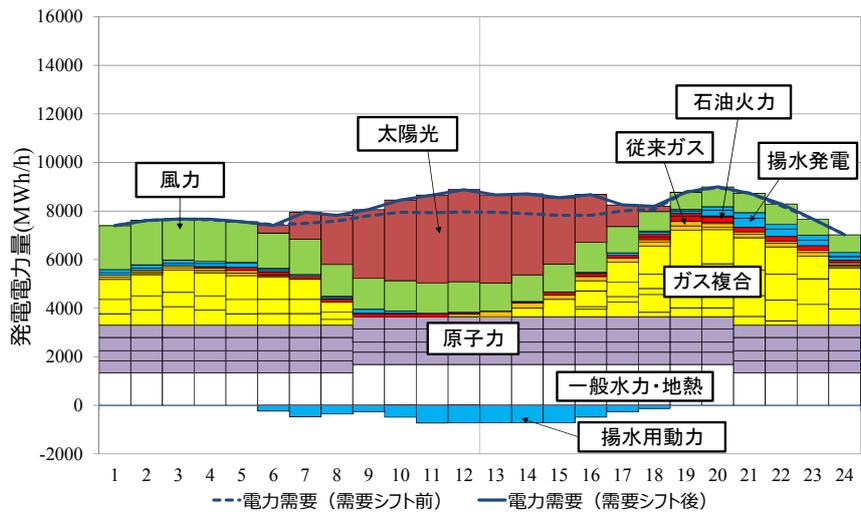


(b) Case 4 (調整資源: 火力電源+揚水式水力+蓄電池)

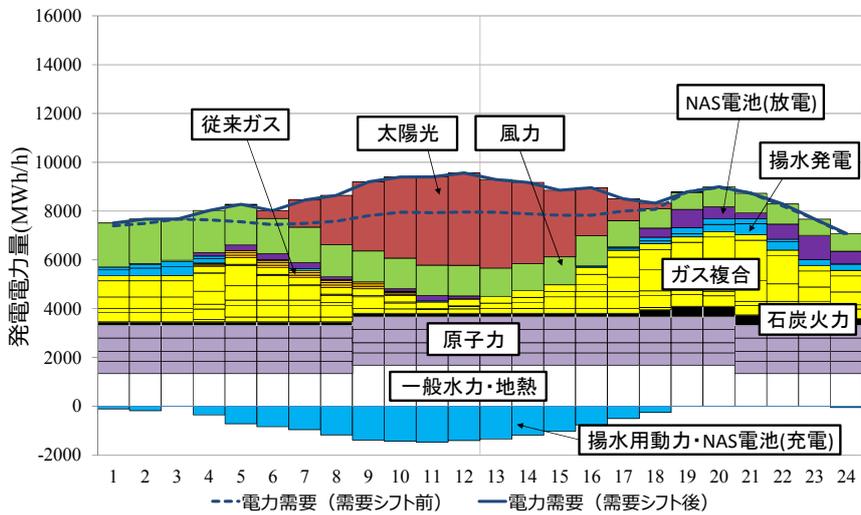


(c) Case 5 (調整資源: 火力電源+揚水式水力+蓄電池+DR 設備)

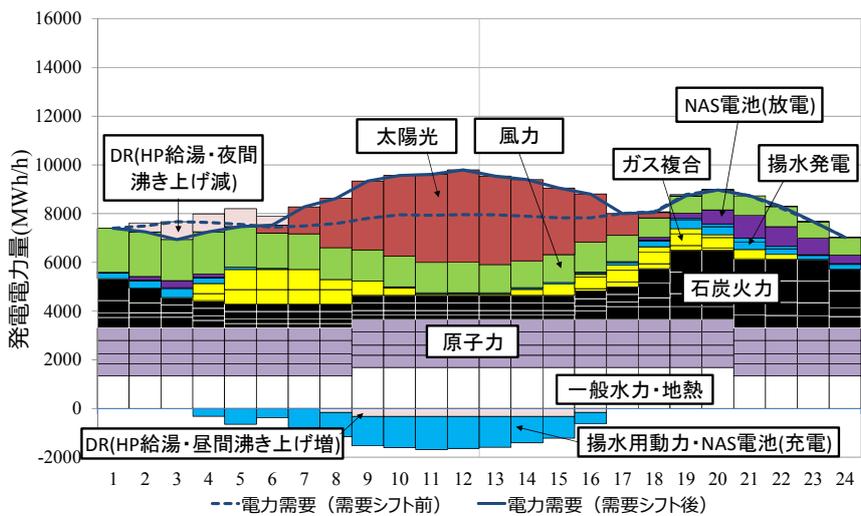
図 3-4 冬季平日 (再エネ比率: 低い、再エネ比率 8%) の電力需給カーブ



(a) Case 2 (調整資源:火力電源+揚水式水力)



(b) Case 4 (調整資源:火力電源+揚水式水力+蓄電池)



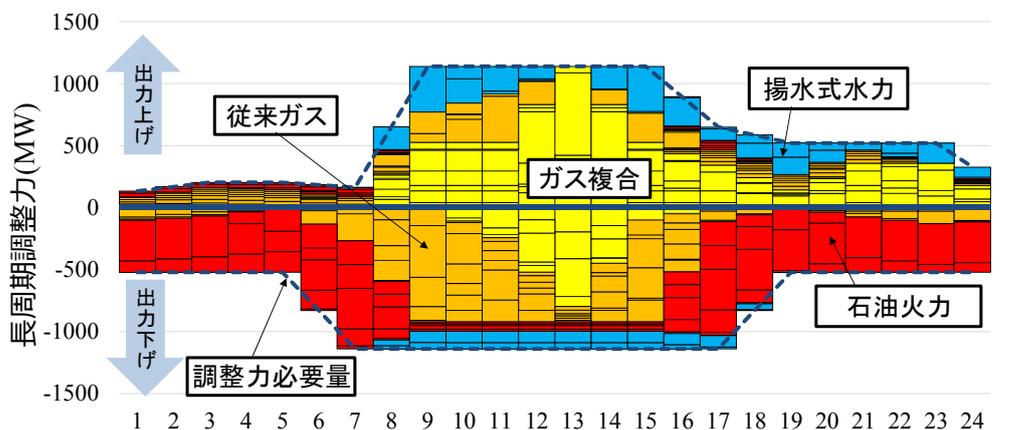
(c) Case 5 (調整資源:火力電源+揚水式水力+蓄電池+DR設備)

図 3-5 春季休日 (再エネ比率: 高い、再エネ比率 31%) の電力需給カーブ

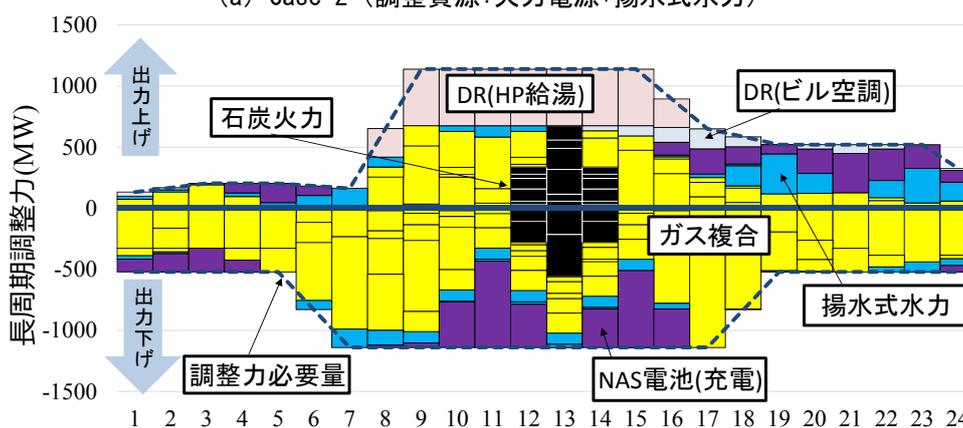
### 3.3.2 代表日の調整力供給量

次に、冬季平日（再エネ比率：低い）における Case2 と Case5 の時刻別の調整力供給量を図 3-6（長周期調整力）と図 3-7（短周期調整力）に示す。なお、ここでは、確率区分のうち、95%信頼区間（ $\pm 2.1\sigma$ ）までの長周期調整力と短周期調整力を示す。点線は調整力必要量であり、太陽光発電出力が発生するため昼間の調整力必要量は夜間よりも大きくなる。正值は出力上げ方向の調整力、負値は出力下げ方向の調整力である。Case2 では調整力必要量のほとんどをガス火力・石油火力が供給する（図 3-6 (a) と図 3-7 (a)）。特に、短周期調整力の供給源はガス火力が大半を占める。

一方、調整力の供給源として、火力電源と揚水式水力に蓄電池、DR 設備が加わる場合（Case5）、短周期調整力の供給源は Li 電池が大半を占め、ガス火力と揚水式水力の調整力が削減される（図 3-7 (b)）。これにより、短周期調整力供給のため部分負荷運転する火力ユニット数が少なくなる。一方、長周期調整力はガス火力に加えて、NAS 電池と DR 資源により供給される。HP 給湯機の昼間沸き上げ電力の削減（8 時～16 時）とビル空調の需要削減（15 時～18 時）により上げ調整力を供給する（図 3-6 (b)）。

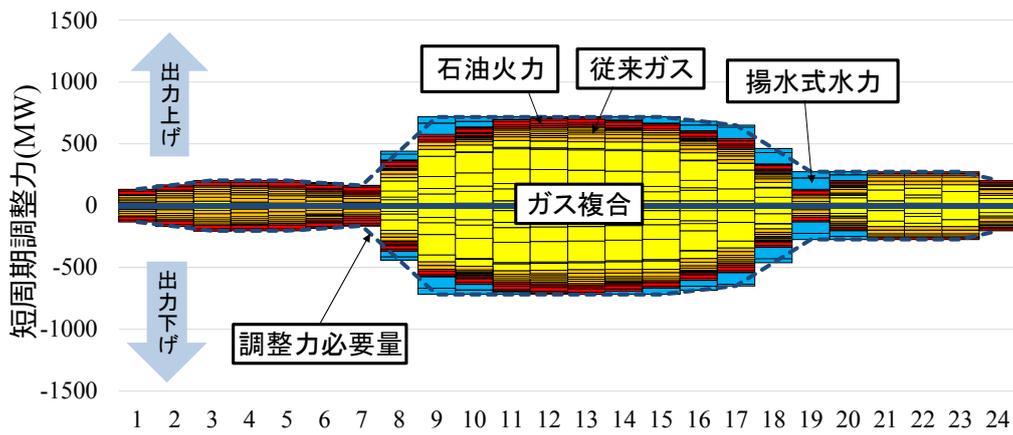


(a) Case 2（調整資源：火力電源+揚水式水力）

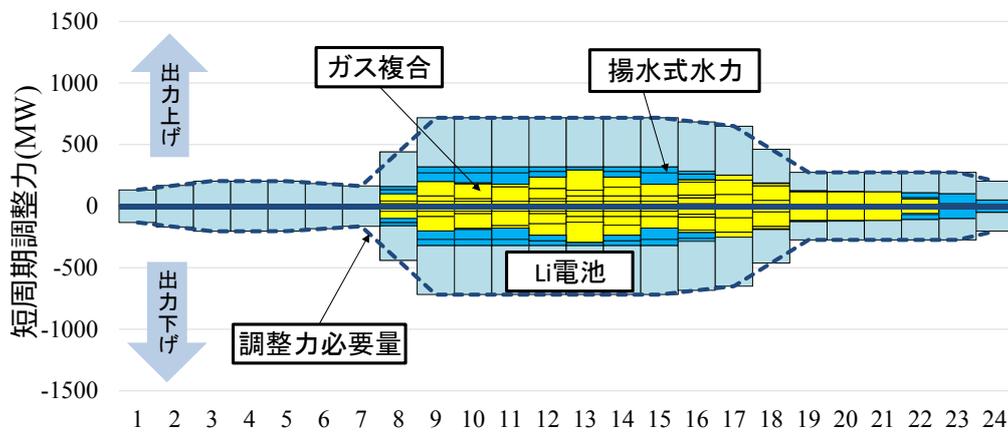


(b) Case 5（調整資源：火力電源+揚水式水力+蓄電池+DR 設備）

図 3-6 冬季平日（再エネ比率：低い）の長周期調整力供給量



(a) Case 2 (調整資源:火力電源+揚水式水力)



(b) Case 5 (調整資源:火力電源+揚水式水力+蓄電池+DR 設備)

図 3-7 冬季平日 (再エネ比率:低い) の短周期調整力供給量

### 3.3.3 調整力の資源構成

3.3.2項では、ある代表日における95%信頼区間まで(±2.1σ)の調整力供給量を示したが、ここではCase1-Case5の5ケースの調整力の資源構成(式2-3)の確立区分毎の調整資源別調整力供給量の年間平均値を図3-8、図3-9に示す。図3-8は長周期調整力、図3-9は短周期調整力である。縦軸は上げ調整力(+)-下げ調整力(-)であり、横軸は調整力必要量の発生確率である。確率分布を6区分で近似していること(式2-3参照)、片側確率であるため横軸が0%-50%になっていることに留意されたい。

Case1からCase2、Case4、Case5に移ると、再エネ連系量が増え、かつ出力予測精度が現状値から改善しない設定であるため、稀頻度リスクに対応するために必要調整能力が大きくなり、調整力必要量(上げ、下げ)が増える。

Case2では、主にガス火力により長周期および短周期の調整力を供給する。ただし、95%信頼区間外(±4.1σ)の調整力が必要な稀な事象で、調整力不足による供給不足量(灰色)が発生する(図3-8)。これが前述したCase2の供給不足量EENSが超過した原因である。一方、予測誤差が改善するCase3では、調整力必要量が減少するため、上記Case2の供給不足量が減少し、供給不足日数0.3日未満に収まる。

調整資源に蓄電池とDR設備を追加するCase4とCase5では、長周期調整力の一部をNAS電池(上げ下げ両方)、DR設備(主に上げ方向)により供給する(図3-8)。短周期調整力をリチウム電池により供給する(図3-9)。これらにより、火力電源の部分負荷運転による調整力を減らすことができる。

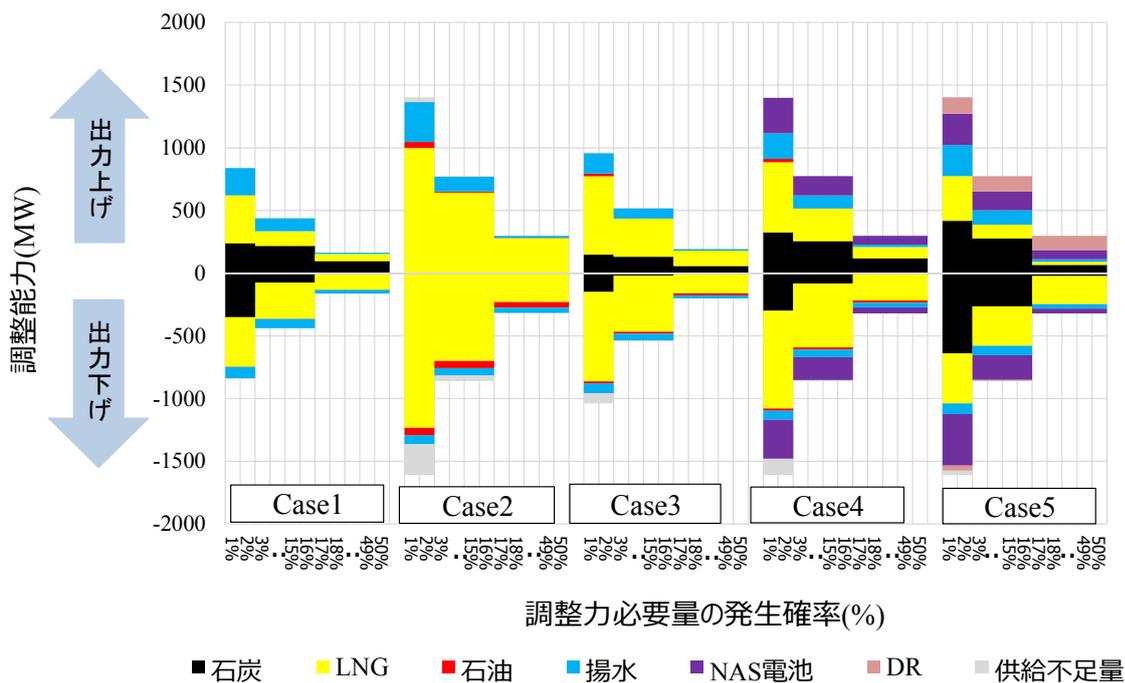


図3-8 長周期調整力の資源構成 (Case1-Case5)

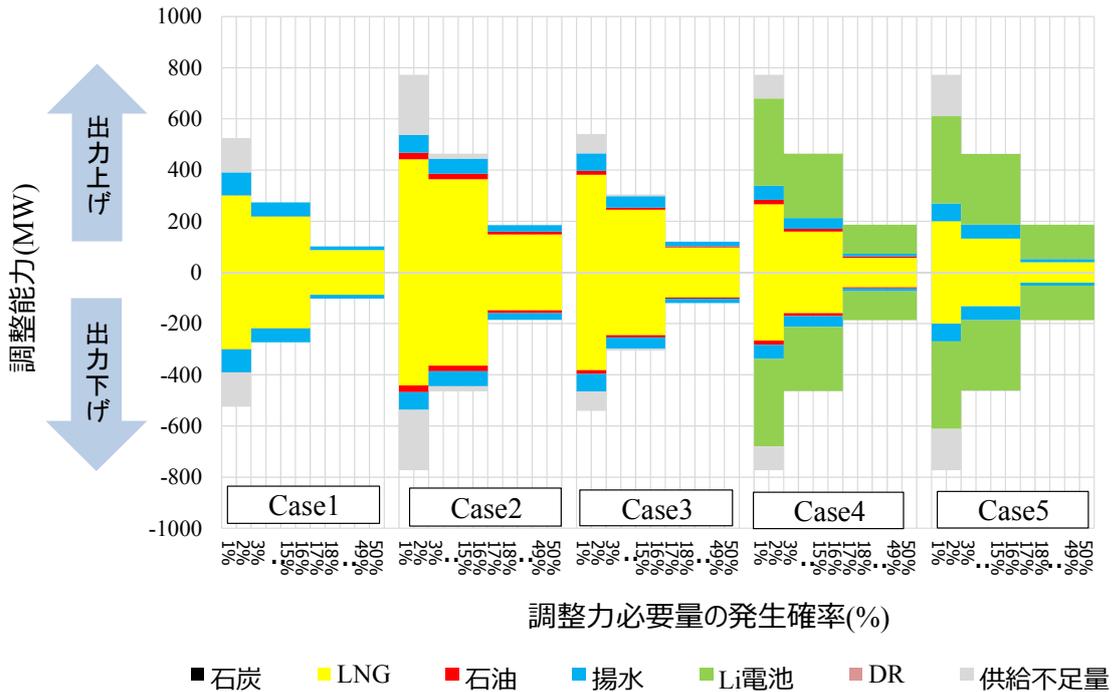


図 3-9 短周期調整力の資源構成 (Case1-Case5)

### 3.3.4 年間の電源構成と発電コスト

年間発電量シェアのケース間比較を図3-10に示す。原子力発電比率は22%である。再エネ電源が大量連系する Case2 では、調整力確保のためガス火力比率が増加し、石炭火力比率が 0%になる。ただし前述の通り Case2 は供給不足日数 0.3 日の信頼度を維持できないケースであることに留意されたい。一方、再エネ予測誤差の半減または調整資源として蓄電池・DR 設備が導入されると、ガス火力発電の部分負荷運転による調整力を削減できるため、安価な石炭火力比率が高くなる (Case4-Case6)。

石炭火力ユニット単位の年間設備利用率を図 3-11に示す。縦軸は年間設備利用率、横軸は石炭火力ユニット ID である。ID=1~16 は既設ユニット (左から定格容量が大きい順)、ID=17 は新設候補ユニットである。このうち ID=7-8,16 は 2030 年時点で寿命 40 年超の既設ユニットである。再エネ電源大量連系により石炭火力の利用率は低下するが、予測誤差改善や蓄電池・DR 導入により、石炭火力の稼働率が改善する。寿命 40 年超の既

設ユニットや定格容量が小さい既設ユニットから、休廃止されることが分かる。

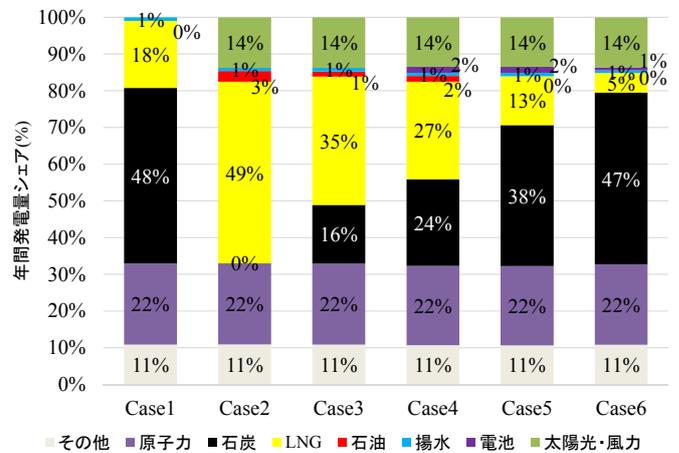


図 3-10 年間発電電力量シェア

各ケースの電源と調整資源（蓄電池、DR 設備）の資本費・設備維持費・燃料費・起動費の合計額を電力供給量で除した供給単価を図3-12に示す。再エネ電源やその他電源のコストは含まない。再エネ電源が連系すると、再エネ電源なしの Case1（10.8 円）と比べて、単価が増加する（15.4 円、Case2）。これは、調整力供給のためガス火力の割合が増えるためである。

再エネ予測誤差の半減または調整資源として蓄電池・DR 設備が導入されると、安価な石炭火力比率が高くなるため単価が減少する（Case3-Case6）。特に、蓄電池・DR を利用すると（Case5）、蓄電池・DR なしの場合（Case2）と比べて、蓄電池・DR 導入コストを含む供給単価を約 26%抑制可能である（図 3-12）。

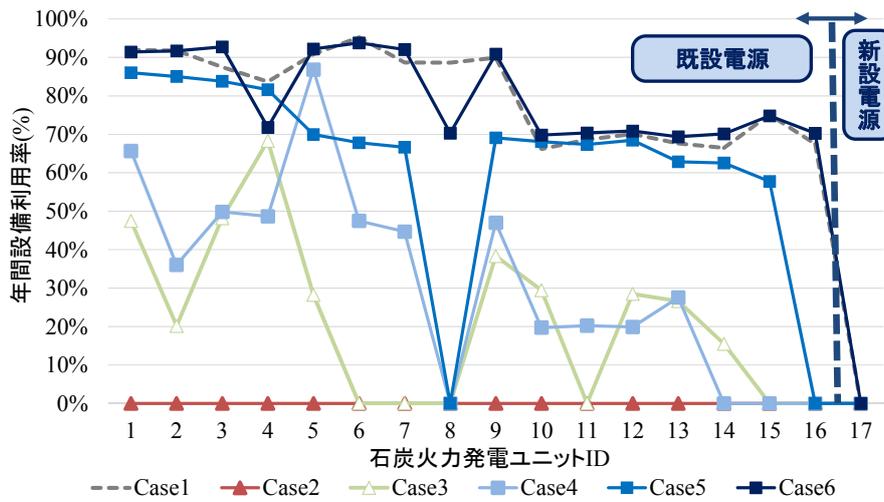


図 3-11 石炭火力ユニット別の年間設備利用率

※ID=1-16 は既設（左から定格容量が大きい順）、ID=17 は新設。ID=7-8,16 は 2030 年時点で寿命 40 年超の既設ユニット

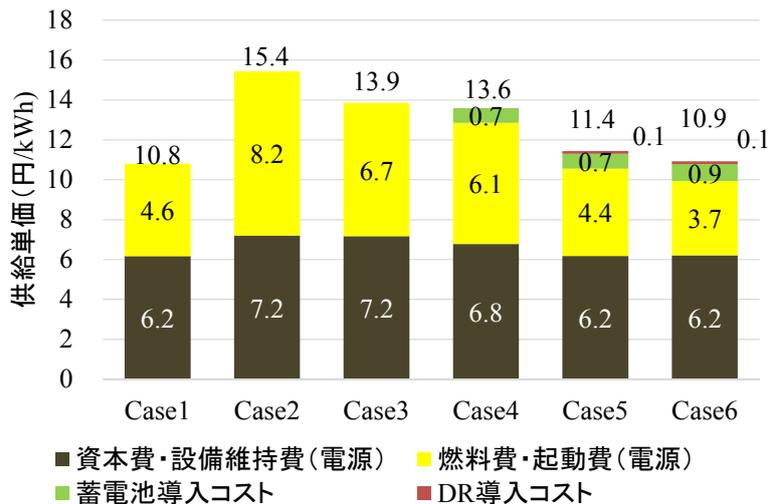


図 3-12 供給単価（再エネ電源・その他電源コストを除く）

※Case 2 は供給信頼度 0.3 日/年の基準を満たしていないことに留意されたい。

## 4. まとめ

将来、再エネ電源が大量連系する状況に備えて、最大の不確定要因である再エネ電源出力の予測誤差や時間内変動に対応するために、需給バランスを維持する調整資源を増強する必要がある。著者は、「電力需要」と再エネ電源出力の時間内変動や予測誤差に対応する「調整力必要量」を同時に満足するコスト最適な電源構成と調整力資源構成を整合的に評価できる柔軟性資源計画モデルを開発した。将来時点において、どのような種類の調整資源をどの程度確保すればよいかを、各調整資源のコストや応答速度、年間利用率、潜在量を勘案して評価することができる。電源ユニット単位で、電源の新設や休廃止・リプレースなど個別具体的な選択肢を分析できる。例えば、稼働率が落ちる可能性のある火力機を休廃止すべきか否か、能動性を高めた火力機を新設すべきか否か、など。また従来電源だけでなく、火力電源比率が下がる中で新しい調整資源として期待されている蓄電池やDRを陽に考慮した評価ができる。

モデル検討例として、再エネ賦存量が多い電力供給エリアを対象に、原子力発電が再稼働し、かつ太陽光発電・風力発電が大量連系した状況を考え、再エネ電源の出力予測誤差や調整資源の種類を変えた場合の電源構成、調整資源構成と供給コストを求め、以下のことを示した。なお、本モデルの検討結果は、エリア間連系線を通じた他エリアの調整力の活用、再エネ電源の出力制御やその他の調整資源を考慮していない結果であることに留意されたい。これらは今後の課題である。

- 再エネ電源が大量連系する場合、調整力を部分負荷運転の火力電源だけで供給すると、燃料費が安価なベース電源比率が減少し、供給単価が上昇する。あるいは、調整力の不足の可能性が高まり、供給不足量EENSが増加する。
- 蓄電池やDR資源を導入し、調整力必要量の

一部を供給すると、火力電源の部分負荷運転が減り、ベース電源の稼働率が上がるため、蓄電池やDRの導入コストを含めても供給単価が抑制できる可能性がある。電池・DRを利用すると、蓄電池・DRなしの場合と比べて、これらの導入コストを含む供給単価を約26%抑制可能である。

## 参考文献

[ERAB2016]背景について, 経済産業省エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会 (第1回) 資料3, (2016/1/29)

[http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/energy\\_resource/pdf/001\\_03\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/energy_resource/pdf/001_03_00.pdf) (アクセス日 2016/11/1)

[ERAB2016b] ECHONET Lite WG からの報告, エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会 (第3回) 資料2 および (第4回) 資料5 (2016)

[http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/energy\\_resource/pdf/003\\_02\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/energy_resource/pdf/003_02_00.pdf) (アクセス日 2016/11/1)

[http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/energy\\_resource/pdf/004\\_05\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/energy_resource/pdf/004_05_00.pdf) (アクセス日 2016/11/1)

[IBEC 省エネ基準] 住宅事業建築主の判断の基準におけるエネルギー消費量計算方法の解説, 6章 給湯設備のエネルギー消費量に関する評価方法, (財) 建築環境・省エネルギー機構

[http://ees.ibec.or.jp/documents/img/kaisetsu200903\\_06\\_kyutou.pdf](http://ees.ibec.or.jp/documents/img/kaisetsu200903_06_kyutou.pdf) (アクセス日 2017/3/1)

[LBNL2012] D.S.Watson et al: Fast Automated Demand Response to Enable the Integration of Renewable Resources, LBNL-5555E, 2012/7

[LBNL2013] D.J. Olsen, et al: Grid Integration of Aggregated Demand Response, Part 1: Load Availability Profiles and Constraints for the Western Interconnection, (2013), LBNL-6417E

[METI2008]電気自動車及びヒートポンプ給湯器の導入による需要創出の効果について, 低炭素電力

供給システムに関する研究会新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会 (第2回) 資料4, (2008)

<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g81030b04j.pdf> (アクセス日 2014/2/10)

[METI2010] 低炭素社会実現のための次世代送配電ネットワークの構築に向けて～次世代送配電ネットワーク研究会報告書～, 経済産業省資源エネルギー庁 次世代送配電ネットワーク研究会報告書, (2010/4)

<http://www.meti.go.jp/report/data/g100426aj.html> (アクセス日 2014/2/10)

[METI2015] 長期エネルギー需給見通し, 経済産業省資源エネルギー庁

<http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html> (アクセス日 2016/11/1)

[METI2015b] 総合資源エネルギー調査会, 長期エネルギー需給見通し小委員会 (第11回会合) 資料3

[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011\\_07.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf) (アクセス日 2016/11/1)

[METI 蓄電池 2009] 経済産業省, 蓄電池技術の現状と取組について, 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 (第31回) 資料2-1, (2009-02)

<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g90225a05j.pdf> (アクセス日 2016/11/1)

<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g90225a06j.pdf> (アクセス日 2016/11/1)

[METI 低炭素 2009]低炭素電力供給システムにおける火力・水力発電等の役割と課題について, 低炭素電力供給システムに関する研究会 (第4回) 資料5(2), 経済産業省 (2009)

<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g90126a12j.pdf> (アクセス日 2014/11/1)

[NREL2012] B. M. Hodge, A. Florita, K. Orwig, D. Lew, and M. Milligan: A Comparison of Wind Power and Load Forecasting Error Distributions (preprint), presented at the 2012 World Renewable Energy Forum (2012-5)

[OCCTO2016] 電力広域的運営推進機関, 調整力公募における量の考え方等について, 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (第7回) 資料2, (2016/9/26)  
[https://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuiinkai/files/chousei\\_jukyu\\_07\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuiinkai/files/chousei_jukyu_07_02.pdf) (アクセス日 2016/11/1)

[OCCTO2016b] 電力広域的運営推進機関, 平成29年度調整力の公募にかかる必要量等の考え方について, (2016/10/18)  
[https://www.occto.or.jp/koiki/koukai/files/20161018\\_chousei\\_hitsuyoryo\\_kentoukekka.pdf](https://www.occto.or.jp/koiki/koukai/files/20161018_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf) (アクセス日 2017/3/1)

[Takahashi2016] M. Takahashi, R. Matsuhashi: Modeling the Economics of Flexible Resource Capability in Power Systems with Large-scale Renewable Integration, IEEE PES ISGT Asia 2016, (2016-11)

[Wang2013] B. Wang and B. F. Hobbs: Flexiramp: Market Design for Real-Time Operations: Can It Approach the Stochastic Optimization Ideal?, Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE, 2013/7

[相原 2012] 相原ら: 太陽光発電が大量導入された電力系統における揚水発電所の最適運用計画, 電気学会論文誌 B, 132 (1), 86-94, (2012/1)

[青木 2013] 青木, 谷川, 早崎, 松本, 榎本: 風力発電出力予測システムの開発と運用状況, 電気学会電力・エネルギー部門誌, 133 (4), 366-372 (2013/4)

[浅野 2005] 浅野, 高橋, 西尾: 電源構成モデルを用いた分散型電源およびヒートポンプ給湯機普及影響の分析, 電中研研究報告 Y05014, (2005)

[浅野 2014] 浅野浩志, 山口順之: 国内外のデマンドレスポンス実証と活用の動向, 電気評論, (2014/10)

[アメダスデータ] 気象庁: 気象統計情報  
<http://www.jma.go.jp/jma/menu/menureport.html>

[池上 2014] 池上, 片岡, 荻本, 斉藤: 電力需給解析のための風力発電データの整備と風力発電の長周期出力変動の分析, 電気学会論文誌論文誌 B, 134 (3), 236-247 (2014/3)

[池田 2013] 池田, 荻本: 再生可能エネルギーの系統連系のための需要の能動化と蓄電装置を用いた発電機起動停止モデル, 電気学会論文誌 B, 133 (7), (2013/7)

[大嶺 2013] 大嶺ら: ヒートポンプ式給湯機と電力貯蔵装置を用いた太陽光発電余剰電力利用のための需要地系統運用手法, 電気学会論文誌 B, 133 (7), (2013/7)

[系統 WG2016] 各社接続可能量 (2016年度算定値) の算定結果, 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ (第9回) 資料 8-1, (2016/8)

[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene\\_shinene/shin\\_ene/keitou\\_wg/pdf/009\\_08\\_01.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/009_08_01.pdf) (アクセス日 2016/12/1)

[コスト検証 2015] 経済産業省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, 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, (2015)

[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/#cost\\_wg](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/#cost_wg) (アクセス日 2016/8/1)

[小宮山 2012] 小宮山, 藤井: 太陽光発電, 風力発電の大量導入と日本の最適電源構成に関する分析, 電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌) Vol. 132 (2012) No. 7 P 639-647

[白木 2012] 白木裕斗, 芦名秀一, 亀山康子, 森口祐一, 橋本征二: 多地域電源計画モデルを用いた2020年の日本電力部門における再生可能エネルギー導入シナリオの検討, エネルギー・資源学会論文誌, 33 (1) :1-10 (2012)

[新太陽エネルギー利用ハンドブック] 日本太陽エネルギー学会: 新太陽エネルギー利用ハンドブック (2000)

[杉山 2016] 杉山 達彦, 小宮山 涼一, 藤井 康正: 全国の電力基幹システムを考慮した最適電源構成モデルの開発と太陽光・風力発電大量導入に関する分析, 電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌) Vol. 136 (2016) No. 12

[高橋 1996] 高橋, 永田, 内山: CO<sub>2</sub> 排出抑制下での最適電源計画の分析, エネルギー・資源学会, 研究発表会予稿集, 1996

[高橋 1997] 高橋, 浅野, 永田: 統合資源計画モデルの開発と蓄熱式空調システム普及方策への適用, 電中研研究報告 Y97021, (1997)

[高橋 2007] 高橋, 浅野: エンドユースモデルによ

る業務部門の長期的 CO<sub>2</sub> 排出削減ポテンシャルとエネルギー需要構造変化の分析, 電中研研究報告 Y07039, (2007)

[電気学会技報] 再生可能エネルギーの出力変動特性と予測, 再生可能エネルギー出力予測技術調査専門委員会, 電気学会電子・情報・システム部門技術報告, 電気学会, (2014/8)

[電力需給状況] 各電力会社管内の電力需給状況, 経済産業省 <http://www.meti.go.jp/setsuden/electricity.html> (アクセス日 2014/11/1)

[八太 2012] 八太, 小林: ヒートポンプ式給湯機による太陽光発電余剰電力の有効活用方式, 電気学会論文誌 B, Vol. 132 (4) , (2012/4)

[藤森 2012] 藤森ら: 住宅用 PV システム多数台連系時の出力抑制回避を目的とした定置用蓄電池及び電気自動車の運用手法に関する基礎検討, 電気学会研究会資料. PSE, 電力系統技術研究会 2012 (139) , 61-66, (2012/8)

[牧田 2012] 牧田ら: システム全体の電力余剰時における太陽光発電の出力抑制制御に関する実験的検討, 電気学会論文誌 B, 132 (9) , 812-819, (2012/9)

[安並 2016] 安並, 矢壺, 貝塚: 太陽光発電発電量予測結果の誤差分析, 第 35 回エネルギー資源学会研究発表会, (2016)

[山本 2012] 山本, 坂東, 杉山: 火力発電の複数の運転モードと需給調整を考慮した電源構成モデルの開発, 電中研研究報告 Y12030, 2013/5

[山本 2014] 山本, 矢部, 坂東, 永井: 再生可能エネルギーの大量導入が電源の設備量と運転モード

に及ぼす影響評価—揚水式水力の精緻化と全国大  
での試算—、電中研研究報告 Y14002、2014/12

[渡邊 2013]渡邊、佐賀井、所、小松、比護：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—、電中研研究報告 R13013、2014/4



**CRIEPI**

---

**Central Research Institute of  
Electric Power Industry**

電力中央研究所報告

---

[不許複製]

編集・発行人 一般財団法人 電力中央研究所  
エネルギーイノベーション創発センター所長  
神奈川県横須賀市長坂2-6-1  
電話 046 (856) 2121  
e-mail [enic-rr-ml@criepi.denken.or.jp](mailto:enic-rr-ml@criepi.denken.or.jp)

---

発行・著作・公開 一般財団法人 電力中央研究所  
東京都千代田区大手町1-6-1  
電話 03 (3201) 6601

---

ISBN978-4-7983-1628-4

