

【ゼロエミッションの実現を目指す リソースアグリゲーター】

2015年3月5日

産業競争力懇談会 COCN

【エクゼクティブサマリ】

1. 本研究会活動の背景・目的

地球温暖化問題に対する世界的な意識の高まりや東日本大震災以降に成立した「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（FIT 法）」を背景に、我が国ではここ数年間で太陽光発電を中心とする再生可能エネルギー（再エネ）の導入が急速に進んでいる。再エネの系統連系に際し、昨今特に余剰電力及び出力変動の問題が顕在化しており、解決へ向けて系統側のみならず再エネ発電事業者、電力小売事業者においても対応を求められている。連系制約緩和のため、更なる出力抑制等が求められる場合、再エネ発電事業者の収益機会の損失が拡大し、結果として再エネの導入拡大が困難となることも考えられる。一方、再エネが将来にわたり継続的に導入される好循環を生み出すためには、系統増強費用等の新たな国民負担を抑制していくことも必要である。

本研究会では、上記のような系統連系問題を解決すると共に、新たな国民負担の抑制を図りながら再エネの更なる導入推進を目的として、情報通信技術（Information and Communications Technology, ICT）基盤を活用して必要な需給調整力を提供し、様々なステークホルダーが同時にメリットを享受できるビジネスモデルを有する「リソースアグリゲータ」を提案する。また、リソースアグリゲータのあり方の提示、社会実装へ向けた課題の整理、技術面・制度面での提言を行う。

2. リソースアグリゲータのコンセプト

本研究会で提案する「リソースアグリゲータ」は、再エネ発電所（太陽光発電、風力発電等）、需要家負荷、需要家側に分散設置した蓄電池等のエネルギー機器（リソース）を統合制御（アグリゲート）し、図 E-1 に示すように各者に様々なサービス（図中①～③）を提供する。関係する各者がメリットを享受できるようサービスを設計、提供することにより、その対価をリソースアグリゲータが受け取る仕組みを構築する。

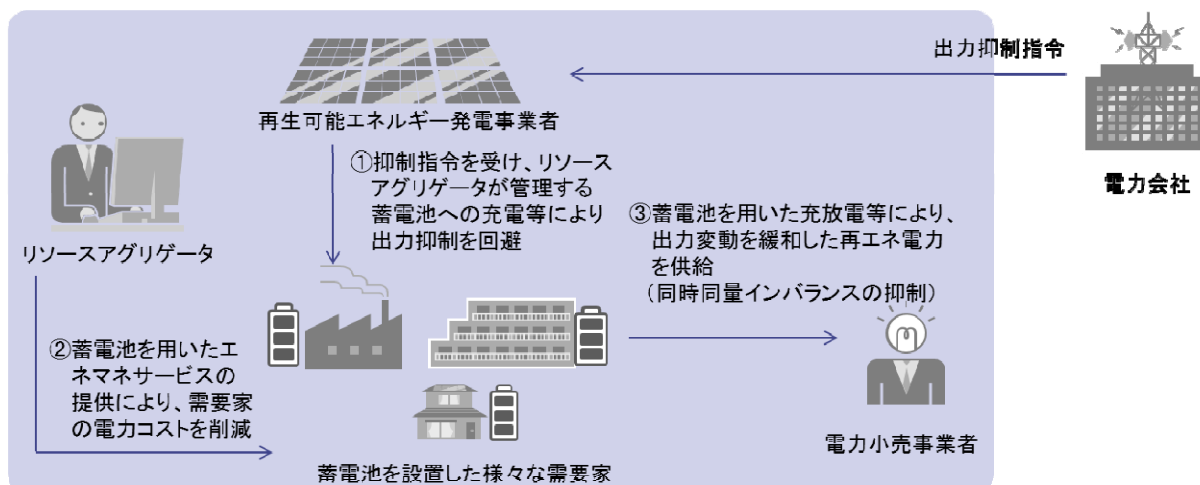


図 E-1 リソースアグリゲータのコンセプト

このメリットを最大化させるため、リソースアグリゲータは、導入地域や規模に依らない共通の基盤（プラットフォーム）を用い、参加するユーザの要求に応じた機能を随時追加可能で低コストなアーキテクチャを採用する。プラットフォームでは、電力会社の系統に接続された任意の各種エネルギー機器（電源／負荷）を ICT により連携させ、必要な需給調整力を提供する。これにより、例えば電力会社からの出力抑制指令を受けて、再エネ発電の電力を遠隔に設置した蓄電池に貯蔵することにより、電力会社が求める需給バランスを維持しつつ出力抑制に伴う再エネ発電事業者の収益機会損失を小さくする役割を果たす。

3. リソースアグリゲータの経済合理性

提案するビジネスモデルの実現性を検証するため、具体的な地域での系統連系問題の解決を図りつつ、リソースアグリゲータのサービス展開を想定した収支分析を行った。その結果、事業として成立する可能性が示された。加えて、量産による蓄電池価格の低減やそれに伴う導入容量の増加により、リソースアグリゲータ市場の更なる拡大も期待される。特に本提案では、レンタルサービスを通じ複数の需要家に分散設置した蓄電池等の多様なエネルギー機器（リソース）を活用する点、及び拡張性のあるプラットフォームを通じた複数のサービスによる蓄電池の共用化と高稼働率化により収入の向上を図る点が、従来のアグリゲータビジネスとは異なる新規性を有する点であり、持続的なビジネスを可能とする。

4. リソースアグリゲータのサービスを支える技術

従来の実証実験報告及び現在実施中の研究を調査・分析し、リソースアグリゲータが提供するサービスを支える要素技術及びそれらの課題を表 E-1 に整理した。個々には既に確立された技術もあるが、全体を統括するシステム・インテグレーション技術を含め、多数のリソースを実際に管理・運用するシステム検証が重要な課題である。

表 E-1 リソースアグリゲータの提供サービスと必要な技術及び課題

提供サービス	技術項目	従来技術	開発・検証項目
①再エネ電源の 接続サービス	再エネ電源の 発電抑制技術	・年30日の発電抑制	・公平な抑制制御 ・発電抑制量の低減
	蓄電池を用いた 電力需給調整力の 創出技術	・系統蓄電池の 集中／自律分散制御 ・M2M通信	・需要家蓄電池群を用いた リアルタイム同期制御 ・蓄電池群全体の最適制御 ・最適な通信技術の選定 ・規格化や制度作り
	電圧逸脱の回避技術	・FACTS等による 系統側の対策	・系統側技術と 需要家側技術の最適連携
②エネルギー マネジメント サービス	DR技術	・料金型／インセンティブ型DR	・制御性と利便性の両立技術 ・規格化や制度作り
	電力自立化技術	・機器構成やエリアが 固定された電力自立	・スケーラブルな自立化技術の確立
③再エネ電力の 仲介サービス	電力需給の 予測技術	・再エネ予測誤差10~20%	・予測誤差の低減 ・ランプ予測
	インバランス用 DR技術	・料金型／インセンティブ型DR	・制御性と利便性の両立技術 ・規格化や制度作り
サービス 共通の機器	ゼロエミッション 時代のインバータ技術	・CVCF制御 ・PQ制御	・インバータによる同期化力の実現

5. 産業競争力強化へ向けた提言

リソースアグリゲータの社会実装に向け、その確度を高めるためプラットフォーム構築に係る要素技術の開発及び実証等を通じた技術面での検証、さらに制度面からの対応が必要である。

以下に、本研究会からの提言を示す。

(1) 再エネ発電事業者、一般需要家、電力小売事業者等、多様な主体が参加した大規模リソースアグリゲータ実証実験の推進

リソースアグリゲータのビジネスモデルに関わる前述のプレーヤーに加えて、一般送配電事業者等のステークホルダを含めて、リソースを共通基盤に接続して実証実験を行い、技術及び運用を確立する必要がある。産業界において各要素技術の開発を推進するものの、国に対してはそれらをシステム・インテグレーションした上で実際の機能の有効性を検証するための実証実験の機会提供を期待する。

(2) 遠隔地設置の蓄電池を用いた余剰電力蓄電の制度化

現状では再エネ発電所の構外にある蓄電池を用いた余剰電力の蓄電は、出力抑制の代替として認められていない。このような場合においても構内に設置した蓄電池と同様に、必要な通信制御手段の確保などを前提に、出力抑制の代替として見なし得る制度が必要である。

(3) 需要家側蓄電池から系統への逆潮流の制度化

ビジネスの実現可能性を高めるため、需要家側蓄電池から系統へ逆潮流させることにより、蓄電した電気を当該需要家以外の需要家でも利用できるようにすることが必要である。

(4) 需給調整力のサービス価値の明確化

リソースアグリゲータが有する需給調整力を活用したサービスの価値を明確化し、そのサービス市場（例えば、アンシラリーサービス市場）の創設が望ましい。

以上のような技術的、制度的な実証及び検討を進め、リソースアグリゲータ事業を推進し、系統連系問題の解決を通じて再エネの更なる導入が進むことを期待したい。

【目 次】

1. 序論	4
1－1 急速な再生可能エネルギーの導入と余剰電力の発生	4
1－2 連系制約緩和へ向けた政府における検討状況	4
1－3 検討の狙い	7
2. 再生可能エネルギーの環境の変化	9
2－1 日本のエネルギー情勢の変化と再生可能エネルギーの位置づけ	9
2－2 再生可能エネルギーの導入促進	10
2－3 再生可能エネルギー関連設備の価格低下	11
2－4 太陽光発電の大量導入に伴う系統課題	17
3. リソースアグリゲータのコンセプトとビジネスモデル	21
3－1 リソースアグリゲータとは	21
3－2 ビジネスモデル	24
4. リソースアグリゲータの経済合理性の検討	29
4－1 前提条件の整理	29
4－2 リソースアグリゲータの収支分析	40
5. リソースアグリゲータを支える技術	45
5－1 再生可能エネルギー発電事業者への再エネ電源接続サービスに関する技術 ...	47
5－2 エネルギーマネジメントサービスに関する技術	56
5－3 電力小売事業者への再エネ電力の仲介サービスに関する技術	59
5－4 サービス共通の機器に関する技術 （ゼロエミッション時代のインバータ制御技術）	63
6. 提言	65
6－1 技術面の提言	65
6－2 制度面の提言	65
7. おわりに	68
付録 島嶼における検討	69
付－1 島嶼部における経済合理性の検討	69
付－2 島嶼部における技術	73

【はじめに】

国民生活ならびに産業活動において、エネルギーの安定的な確保は非常に重要な課題である。我が国では現状、ほとんどのエネルギー源を海外からの輸入に依存しており、エネルギー供給体制については根本的に脆弱性を抱えている。そこでこれまで我が国ではエネルギーセキュリティの確保として原子力の導入等、化石燃料の代替が進められてきた。しかしながら 2011 年の東日本大震災による巨大津波により東京電力福島第一原子力発電所における電源喪失事故が起こり、その影響で我が国の原子力発電所が全停止せざるを得ない事態となった。その結果、我が国のエネルギー自給率は落ち込み、かつ当面は化石燃料に大幅に依存せざるをえない状況となった。このため我が国の貿易収支は 2011 年に 31 年ぶりに赤字に転落（2.6 兆円）、2013 年には過去最大の 11.5 兆円にまで膨らんでいる。加えて化石燃料依存率の増大は、温室効果ガス排出量の増大（2011 年度で 2010 年度比 65 万 t、2012 年度で 112 万 t の増加）に繋がっている。

このように、我が国では化石燃料への依存の高まりは大きな課題となっており、また国際的なエネルギー需給構造の不安定性の増大もあいまって、多層化・多様化した柔軟なエネルギー需給構造を実現することが強く求められている。その中で再生可能エネルギーは、温室効果ガスを排出することなく、かつ国内生産可能であることから、エネルギーセキュリティの面からも重要な国産エネルギー源として位置づけることが出来る。しかし一方でこうした再生可能エネルギーのうち、特に太陽光、風力発電については、その発電コストが高いことや、供給の変動に対する十分な調整力は需要地の状況に大きく依存すること、また、導入促進のための諸制度についても運用上の難しさに直面していること、等から、ピーク電源としての役割を担わせることが難しくなっている。

この研究会では上記のような背景を踏まえ、再生可能エネルギーの大量導入を目的とする、“ゼロエミッションを目指すリソースアグリゲータ”の実現について、市場及びビジネスの成立性ならびに必要な技術の観点から検討と提言を行っている。

我が国の国際競争力を高め、さらには新たな事業創出によって日本の経済再生、ならびに地方都市再興に寄与することが出来るを考える。これらの提言の実現のために、関係各位のご理解とご協力をお願いする次第である。

産業競争力懇談会
会長（代表幹事）
西田 厚聰

【プロジェクトメンバー】

(団体・法人名 五十音順)

プロジェクトリーダー	田原 修一	日本電気株式会社 中央研究所
サブリーダー	西山 哲生	日本電気株式会社 エネルギーインテグレーション事業部
	中野 嘉一郎	日本電気株式会社 スマートエネルギー企画本部
メンバー	大西 三男	株式会社 IHI リチウムイオン電池プロジェクト部
	真島 隆司	株式会社 IHI リチウムイオン電池プロジェクト部
	伊井 謙司	株式会社 IHI リチウムイオン電池プロジェクト部
	佐々木 真吾	株式会社 IHI リチウムイオン電池プロジェクト部
	今久保 知史	株式会社 IHI 総合開発センター 電機システム開発部
	須藤 豊	エネルギー戦略研究所株式会社
	内藤 克彦	エネルギー戦略研究所株式会社
	四元 弘毅	独立行政法人産業技術総合研究所 環境・エネルギー分野
	中岩 勝	独立行政法人産業技術総合研究所 環境・エネルギー分野
	山田 達司	独立行政法人産業技術総合研究所 計測標準研究部門
	川田 幸広	JSR 株式会社 研究開発部
	三浦 一裕	JSR 株式会社 研究開発部
	伊藤 順司	住友電気工業株式会社
	弘津 研一	住友電気工業株式会社 研究統括本部
	浅野 浩志	一般財団法人 電力中央研究所
	八太 啓行	一般財団法人 電力中央研究所 システム技術研究所
	田中 謙司	東京大学大学院 工学系研究科システム創生学専攻
	田中 正博	東京電力株式会社 パワーグリッド・カンパニー 事業戦略室
	藤田 和功	東京電力株式会社 パワーグリッド・カンパニー 事業戦略室
	松田 憲俊	東京電力株式会社 パワーグリッド・カンパニー 事業戦略室
	森口 益巳	株式会社東光高岳 技術研究所 プロジェクト推進グループ
	村下 直久	株式会社東光高岳 技術研究所 プロジェクト推進グループ
	梶原 俊之	株式会社東芝 電力流通システム事業部
	竹田 大輔	株式会社東芝 電力流通システム事業部
	直井 伸也	株式会社東芝 電力蓄電ソリューション・配電システム開発部
	犬塚 達基	株式会社日立製作所 日立研究所
	マルタ マルミローリ	三菱電機株式会社 電力・産業システム事業本部
	鈴木 浪平	三菱電機株式会社 営業本部 戦略事業開発室
	田中 謙吾	三菱電機株式会社 営業本部 戦略事業開発室

	小林 直人	早稲田大学 研究戦略センター
	横山 隆一	早稲田大学大学院 環境・エネルギー研究科
	大木 勝	NEC エナジーデバイス株式会社
	大道寺 孝夫	NEC エナジーデバイス株式会社 技術開発部
	岩崎 裕典	株式会社三菱総合研究所 環境・エネルギー研究本部
	前島 仁	株式会社三菱総合研究所 環境・エネルギー研究本部
	七森 泰之	株式会社三菱総合研究所 経営コンサルティング本部
	石橋 賢士	株式会社三菱総合研究所 環境・エネルギー研究本部
	入江 寛	株式会社三菱総合研究所 環境・エネルギー研究本部
	工藤 耕治	日本電気株式会社 スマートエネルギー研究所
	木村 英和	日本電気株式会社 スマートエネルギー研究所
	小林 礼明	日本電気株式会社 スマートエネルギー研究所
	東口 達	日本電気株式会社 スマートエネルギー研究所
	清水 行晴	日本電気株式会社 エネルギーインテグレーション事業部
	小林 憲生	日本電気株式会社 エネルギーインテグレーション事業部
	夏苅 玲子	日本電気株式会社 エネルギーインテグレーション事業部
	家田 康之	日本電気株式会社 エネルギーインテグレーション事業部
	南 幸一	日本電気株式会社 エネルギーインテグレーション事業部
	本林 稔彦	日本電気株式会社 スマートエネルギー企画本部
	本木 成吾	日本電気株式会社 スマートエネルギー企画本部
	奥田 晋也	日本電気株式会社 スマートエネルギー企画本部
オブザーバー	中塚 隆雄	COCN 事務局長
	五日市 敦	COCN 事務局長代理
COCN 実行委員	大石 善啓	三菱重工株式会社 技術統括本部
事務局	武田 安司	日本電気株式会社 政策渉外部
	市川 麻里子	日本電気株式会社 政策渉外部
	服部 美里	日本電気株式会社 政策渉外部

【本 文】

1. 序論

1-1 急速な再生可能エネルギーの導入と余剰電力の発生

地球温暖化問題に対する世界的な意識の高まりや東日本大震災以降の電力供給体制見直しの議論を背景に、我が国ではここ数年の間で太陽光発電を中心とする再生可能エネルギー（再エネ）の導入が急速に進んでいる。経済産業省によると、2012 年 7 月に固定価格買取制度（FIT）を開始して以降、2014 年 3 月末時点で設備容量は前年度比 32%増加、累計で 2,955 万 kW に達した¹。再エネの系統連系に際しては周波数調整力の不足や系統電圧の上昇、送電容量の不足、等の様々な要素が課題として挙げられるが、現在最も深刻な問題は余剰電力の発生である。余剰電力発生の概念を図 1-1 に示す。需要が少ない春や秋の晴天時に再エネ発電量が昼間の電力需要を上回る（余剰電力が発生）場合に、需給バランスが崩壊して大規模停電につながる恐れがある。そのため、2014 年 9 月頃から発電事業者による再エネ発電設備の接続申し込みに対し、電力会社が回答を保留する状況、いわゆる連系制約が生じる事態となった。

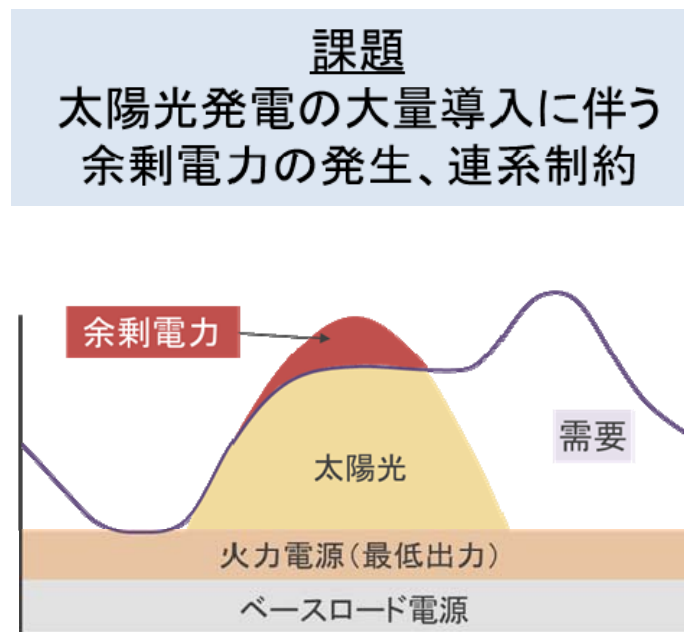


図 1-1 余剰電力発生の概念

1-2 連系制約緩和へ向けた政府における検討状況

(1) 連系制約への対応

電力会社による連系制約の動きを受けて、経済産業省では更なる再エネ接続可能量の拡大方策

¹ 資源エネルギー庁、「再生可能エネルギーを巡る現状と課題」（平成 26 年 6 月）

等について検討・審議を行うために、2014 年 10 月から新エネルギー小委員会（新エネ小委）及び系統ワーキンググループ（系統 WG）において対応策の検討を行った²。その結果、2014 年 12 月に「再生可能エネルギーの最大限導入に向けた固定価格買取制度の運用見直し等について」が取りまとめられ、2015 年 1 月には再生可能エネルギー特別措置法施行規則の一部を改正する省令と関連告示が公布された。改正省令・告示の主な内容を表 1-1 に示す。対応策として、連系制約緩和のため出力制御対象電源の範囲拡大、遠隔出力制御システムの導入義務付け、出力制御上限値の見直し、及び指定電気事業者制度の適用等が検討されている。これらの対策が適用されると、再生可能エネルギー発電事業者（再エネ発電事業者）は今以上に出力抑制³を求められる機会が増加していく見込みである。出力抑制機会の増加により FIT 収入が減少し、設備の投資回収が困難になれば再エネ発電事業者の新たな投資に対する意欲が減少してしまい、更なる再エネ導入の促進と低炭素社会の実現へ向けた道のりが困難となるおそれが出てくるだろう。

表 1-1 連系制約緩和のための対策

対策	概要
出力制御対象電源の拡大	現行の出力制御ルールは、太陽光・風力発電のうち、500kW 以上のみを対象としているが、500kW 未満の発電設備まで対象範囲を拡大
遠隔出力制御システムの導入義務付け	太陽光発電設備について、時間単位でのきめ細かな出力制御を実施する場合に必要な設備（リアルタイム制御指示器、パワーコンディショナ等）の設置を再生可能エネルギー発電事業者に求める
出力制御上限値の見直し（日単位⇒時間単位）	現行制度では、太陽光・風力発電設備については、無償での出力制御の上限値は年間 30 日と設定されているが、再エネの最大限の導入を図る観点から、その上限値をそれぞれ年間 360 時間、720 時間とする
指定電気事業者制度の適用	現行制度を前提とした場合の接続可能量を超過した分の申込みについては、指定電気事業者制度を活用し、年間 30 日という上限を超えた無補償での出力制御を行うことを可能とすることにより、系統への接続を進める

出典) 資源エネルギー庁再生可能エネルギーの最大限導入に向けた固定価格買取制度の運用見直し等について

(平成 26 年 12 月 18 日)

² 経済産業省 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
http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/19.html

³ 本報告書における「出力抑制」という表現は、経済産業省の委員会における「出力制御」と同義と扱う

(2) 出力変動への対応

さらに、2016 年の電力小売全面自由化に向け、発電量と需要量の 30 分同時同量⁴を満たすための計画値同時同量制度のあり方についても議論がなされている。通常、現行制度では同時同量が達成できなかった場合のインバランス⁵精算は発電事業者が負う仕組みとなっているが、太陽光や風力に代表される間欠性電源を主に取り扱う発電事業者にとっては、事前の計画発電量設定が非常に困難である。このため同時同量制度が FIT の主旨と相反しないよう、このインバランスリスクを①一般送配電事業者、②小売電気事業者のいずれかへ転化する特例制度が検討されている。

現在、電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループ（制度設計 WG）において検討されている特例制度の内容について表 1-2 に示す。制度設計 WG では、「小売電気事業者が FIT 認定電源（すなわち再エネ発電設備）の計画発電量の精度向上を図ることは系統運用全体にとって望ましい」とされている。特に表中の特例制度②において小売電気事業者がインバランスリスクを負う主体となり、計画発電量の精度向上に努めるインセンティブを付与する仕組みが提案されている。全面自由化後に新規に市場へ参加する小売電気事業者がこの特例制度②を積極的に活用し、系統全体の安定化に貢献できる存在となるためにも、彼らが負うインバランスリスクを低減・あるいは転化させる新たな仕組み・主体が必要となるだろう。

表 1-2 制度設計 WG において検討されている特例制度の概要

検討されている 制度	計画発電量の 設定主体	インバランス リスクを負う主体	インバランスの 精算単価	計画発電量精度向 上インセンティブ
特例制度①	一般送配電事業者	一般送配電事業者	FIT における回 避可能費用	一般送配電事業者
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者	通常のインバ ランス料金	小売電気事業者
通常の計画値 同時同量制度	発電事業者	発電事業者	通常のインバ ランス料金	発電事業者

出典) 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会
制度設計 WG(第 10 回) 資料

⁴ 30 分単位で電力の需要量と供給量を一定の誤差範囲内で一致させることを言い、小売事業を行う特定規模電気事業者(PPS)に課せられた義務である。

⁵ 30 分同時同量制度において、供給量が不足した場合に新電力が電力会社に支払うペナルティ

表 1-3 特例制度①と特例制度②における回避可能費用の考え方

○上表のとおり、特例制度②においては、現行の実同時同量制度における特定規模電気事業者と同様に小売電気事業者が調達リスクを負うこととなる一方、特例制度①においては一般送配電事業者がインバランスリスクを負うこととなり、小売電気事業者は一切調達リスクを負わないこととなる。

○このため、特例制度①の回避可能費用は、特例制度②の回避可能費用と比較して高めに設定されることも一案として考えられるが、特例制度②における回避可能費用の具体化について、FIT制度全体の検討を行っている「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」にて検討することとする。

出典)総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会

制度設計 WG(第 10 回) 資料

1-3 検討の狙い

これまで述べてきた通り、我が国において現在直面している再エネ発電設備の連系制約を緩和し、さらに将来にわたり継続して導入促進を図っていくためには、余剰電力の課題及び出力変動の課題を同時に解決するソリューションを産業界から提案し、かつ社会実装していくことが有用である。新しいシステムが持続可能な仕組みとして社会に受容されるためには、国民を含め関係するステークホルダの負担を軽減させ、同時にメリットを与えるものでなければならない。この考え方を本検討に当てはめると、再エネ発電事業者、需要家、及び小売事業者の三者全てが経済的メリットを享受するビジネスモデルを構築することが望ましい。

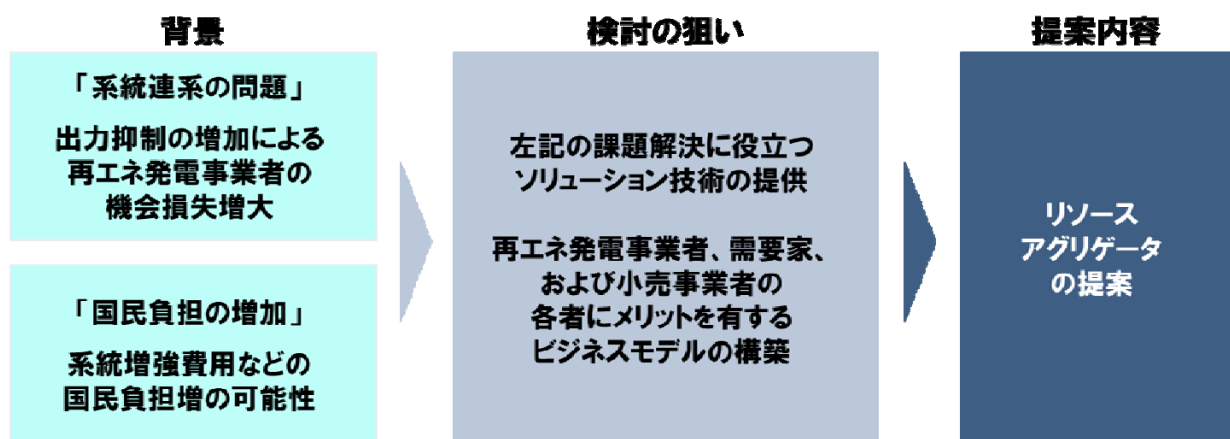


図 1-2 本報告における検討の全体像

そこで本研究会ではこの問題の解として特にアグリゲータビジネスに着目し、情報通信技術 (Information and Communications Technology, ICT) 基盤を活用し仮想的に必要な需給調整力

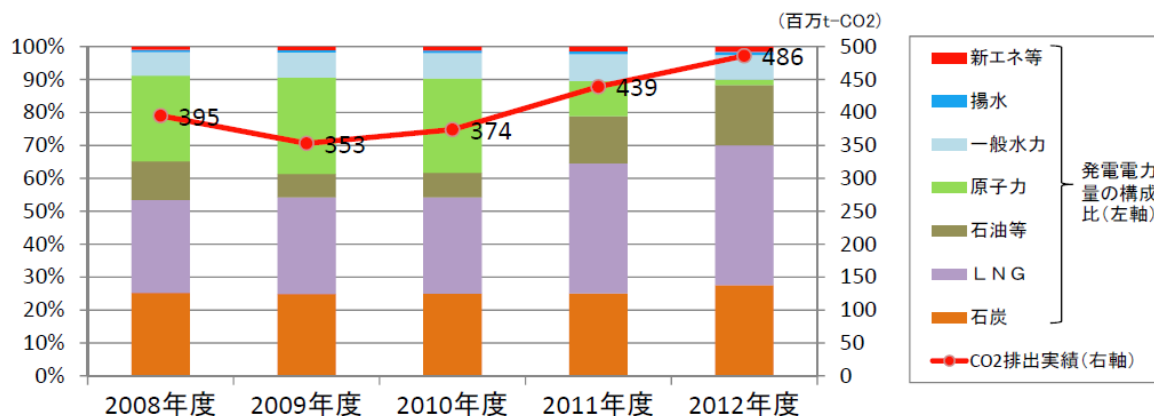
を提供する「リソースアグリゲータ」を提案する。本報告では、まず実用化へ向け社会ニーズ及び顧客ニーズへの適合を図るため、昨今の再エネを取り巻く現状、及び起こりつつある変化を捉える。次に、抽出された課題を解決するためにどのようなソリューションがあり得るかについて具体的仮説をもって議論し、リソースアグリゲータのコンセプト及びビジネスモデルを提案する。加えて、提案したソリューションが社会にとって受け入れ可能なものであるかを検証するために、ケーススタディを通じて経済合理性の検討を行う。さらに、リソースアグリゲータを実現するために必要な技術開発項目について整理する。

2. 再生可能エネルギーの環境の変化

2-1 日本のエネルギー情勢の変化と再生可能エネルギーの位置づけ

日本はエネルギー源の中心となる化石燃料に乏しく、その大部分を海外からの輸入に依存している。このため、エネルギーセキュリティの観点から、エネルギー自給率の向上は日本にとって極めて重要な課題である。現に 2011 年の東日本大震災に端を発する原子力発電所の停止に伴い、電力確保のための化石燃料の輸入が拡大した結果、燃料輸入にかかるコストは年間約 3.6 兆円の増加と推計されている。これは日本の貿易赤字拡大の大きな要因の一つとなっており、日本のエネルギー問題のみならず、マクロ経済にも大きな影響を及ぼしている。

一方、地球温暖化への対応は世界的に喫緊の課題となっている。気候変動に関する政府間パネル（IPCC）第 5 次評価報告書では、温暖化について疑う余地がないこと、また、気候変動を抑えるためには温室効果ガスの抜本的かつ継続的な削減が必要であることが示されている。このような状況の中、日本では化石燃料の利用増加による発電部門における二酸化炭素排出量の増加が顕著となっている。2012 年度の一般電気事業者による CO₂ 排出量は、震災前の 2010 年と比較して、112 百万 t-CO₂ の増加となっている。



出典) 資源エネルギー庁「地球温暖化をめぐる動向について」

(総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第 2 回会合資料)

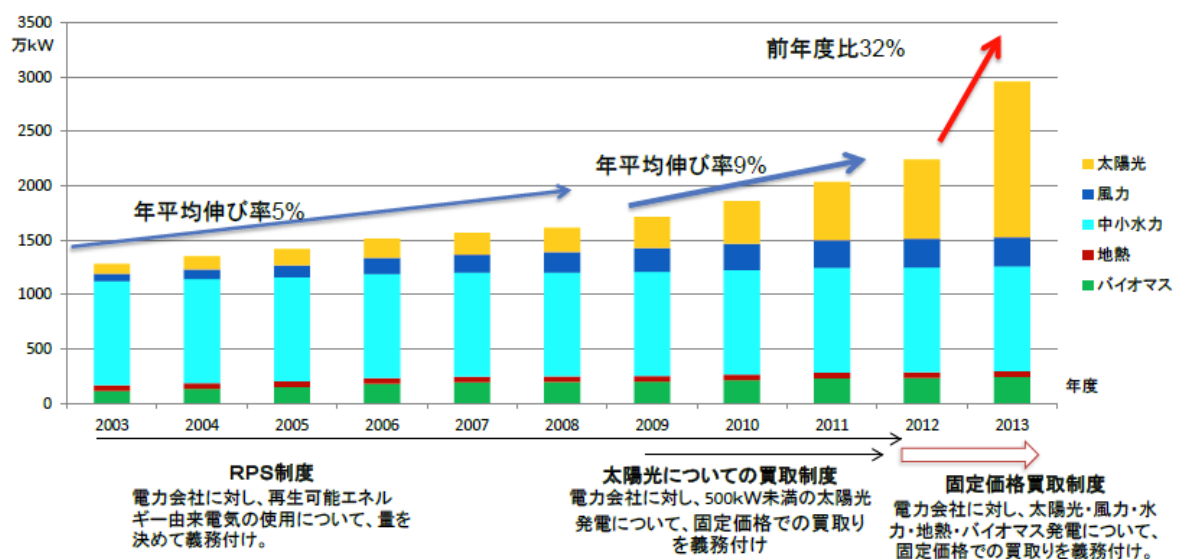
図 2-1 発電電力量の電源構成の推移と一般電気事業者による CO₂ 排出実績

これらの状況を踏まえ、2014 年 4 月に発表された新たな「エネルギー基本計画」においても、再生可能エネルギーは、「現時点では安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源である」と位置付けられており、今後も導入を積極的に推進し、「これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準をさらに上回る水準の導入を目指す」政策の方向性が示されている。

2-2 再生可能エネルギーの導入促進

太陽光発電、風力発電等の再生可能エネルギーは、従来注目を集めてきた。2009年での「長期エネルギー需給見通し（再計算）」では、太陽光発電の2020年の導入量を28GW、2030年には53GW、風力発電の導入量を2020年で5GWという目標が掲げられ、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS法）⁶」や余剰電力買取制度による推進が行われてきた。

2012年7月より再生可能エネルギーのFITがスタートしたことにより、これら再生可能エネルギーの導入の加速化が一気に進展し、2013年度の設備容量は、前年度比32%と大幅に増加している。

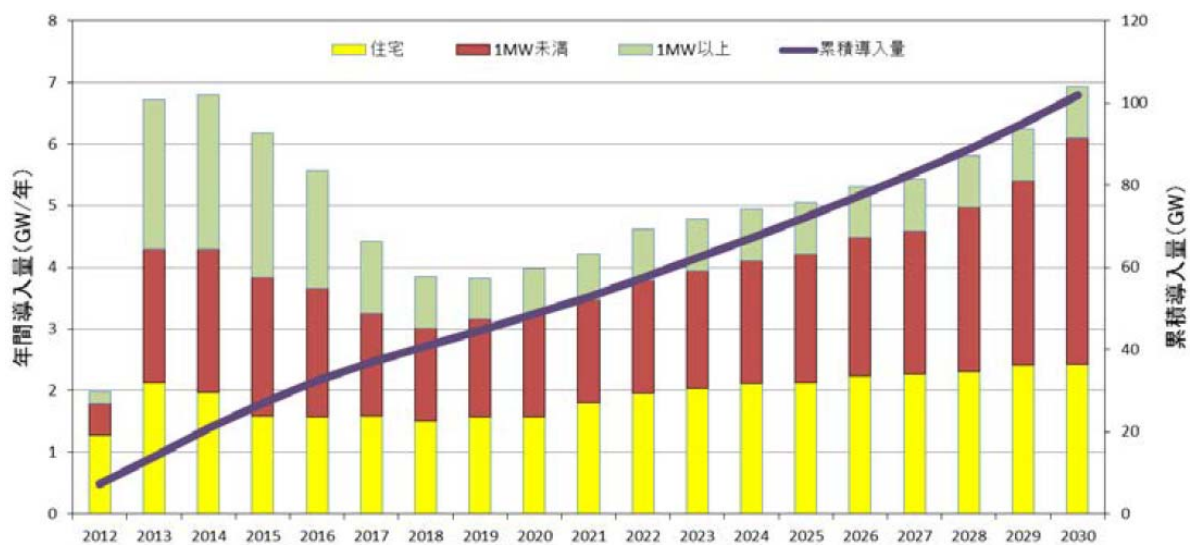


出典) 資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの状況について（系統WG資料）」

図 2-2 再生可能エネルギー等(大規模水力除く)による設備容量の推移

特に太陽光発電における導入量の急増が顕著である。FIT開始後に市場が急激に拡大し、2013年度の年間出荷量は9GW、累積市場規模は18GWを超えるまでに至っている。以上が2013年度までに導入されている容量であるが、太陽光発電協会（JPEA）によれば、2013年度末時点での設備導入待ち容量は57.02GWであり、累積設備認定容量は65.73GWに上る。この状況を踏まえてJPEAが試算した導入量予測では、2020年には約69GW、2030年には100GWとなっている。この導入予測量は、上記の2009年時点での「長期エネルギー需給見通し（再計算）」をはるかに上回る数字である。

⁶ RPS法により規定された、電力会社に一定割合で再生可能エネルギーの導入を義務づける制度



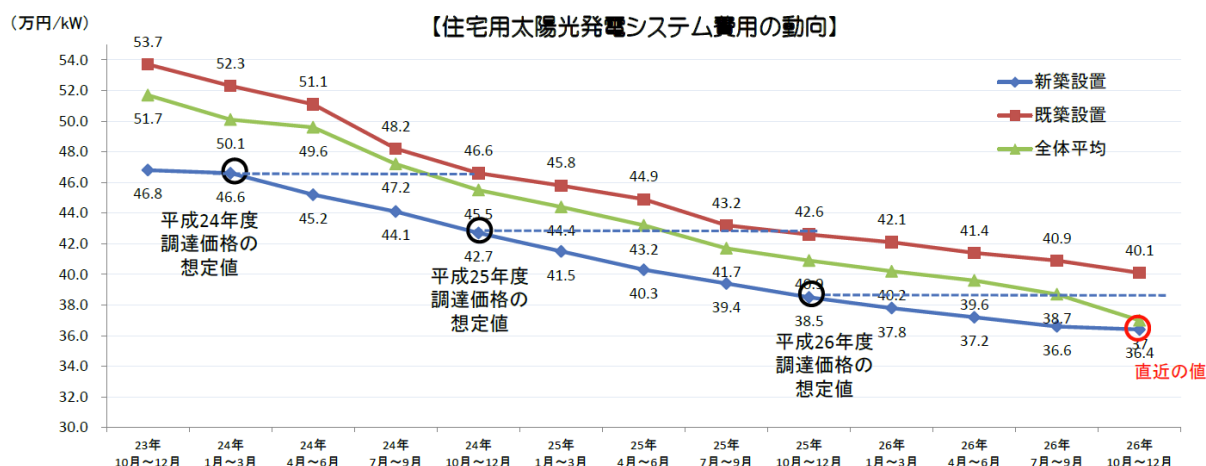
出典) JPEA 「太陽光発電システムの現状と課題 (新エネルギー小委員会資料)」

図 2-3 2030 年までの国内導入見通し

2-3 再生可能エネルギー関連設備の価格低下

(1) 太陽光発電設備のシステム価格の低下

前節で示した再生可能エネルギーの大量導入に伴い、そのシステムコストの低減も着実に進展している。特に、FIT の導入後、太陽光発電のシステムコストは着実に低下を続けており、2015 年 1 月 15 日に開催された第 16 回調達価格等算定委員会では、直近平成 26 年 10-12 月期の住宅用の新築設置の平均値は 36.4 万円/kW となっており、FIT のスタートした平成 24 年度の想定価格 46.6 万円/kW から 20%以上の価格低下が生じていることが示されている (図 2-4)。また、非住宅用でも、規模によらずシステムコストは低下傾向にあり、平成 25 年 10-12 月期から平成 26 年 10-12 月期までの 1 年間で、10-50kW 未満の設備で 4.3 万円/kW 程度、50-500kW 未満の設備で 0.4 万円/kW 程度、500-1,000kW 未満の設備で 1.6 万円/kW 程度、1,000kW 以上の設備で 1.7 万円/kW 程度の低下が見られることが示されている (表 2-1)。



出典) 資源エネルギー庁 「最近の再生可能エネルギー市場の動向について (調達価格等算定委員会資料)」

図 2-4 住宅用太陽光のシステム単価の推移

表 2-1 非住宅太陽光のシステム単価の推移

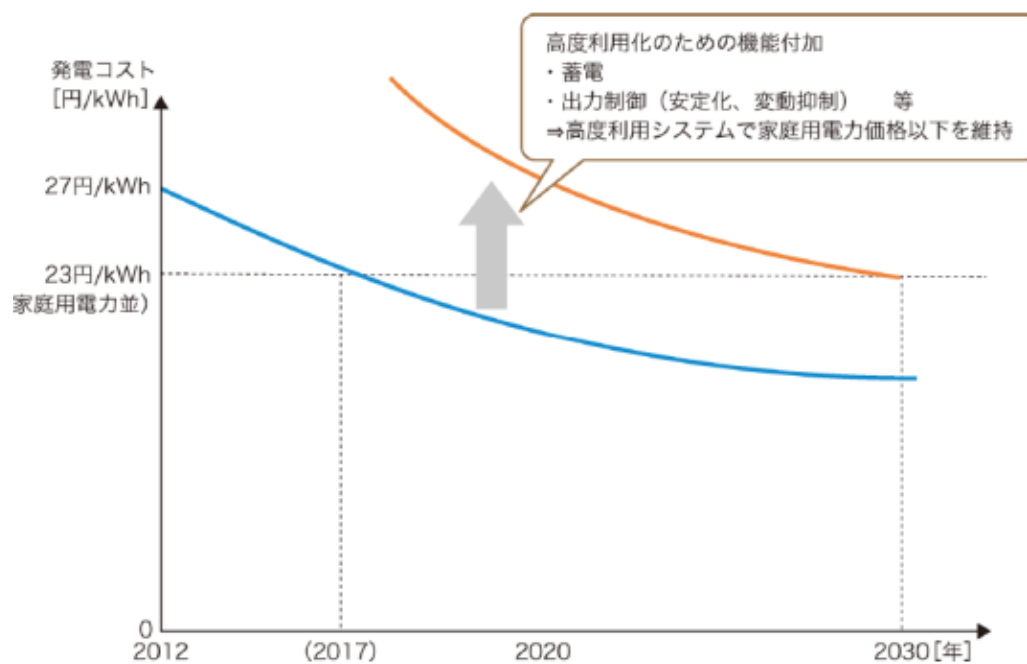
運転開始時期	システム費用(万円/kW)							
	10-50kW未満		50-500kW未満		500-1,000kW未満		1,000kW以上	
	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数
平成24年7-9月期	47.0	913	37.1	40	32.6	7	32.0	19
平成24年10-12月期	43.5	5,110	36.8	158	29.8	30	28.0	35
平成25年1-3月期	40.9	9,468	35.4	707	30.7	182	29.4	162
平成25年4-6月期	38.7	8,729	33.6	475	30.4	128	29.3	110
平成25年7-9月期	37.4	8,968	33.2	486	29.9	250	30.3	238
平成25年10-12月期	36.5	8,482	32.3	347	30.0	186	30.3	229
平成26年1-3月期	36.2	10,325	32.5	485	30.2	232	30.4	299
平成26年4-6月期	34.7	8,339	30.8	328	28.4	141	27.8	135
平成26年7-9月期	34.1	7,191	31.3	315	30.2	150	29.3	170
平成26年10-12月期	32.2	2,925	31.9	100	28.4	62	28.6	66
(参考) 平成26年度想定値	-4.3万円/kW		-0.4万円/kW		-1.6万円/kW		-1.7万円/kW	

出典) 資源エネルギー庁 「最近の再生可能エネルギー市場の動向について (調達価格等算定委員会資料)」

また、NEDOの再生可能エネルギー技術白書では、住宅用及び非住宅用太陽光発電システムのコスト低減シナリオを示している(図 2-5、図 2-6)。住宅用システムでは、家庭用電力並みの発電コスト実現を目前にしており、2017年頃に家庭用電力価格に対する「グリッドパリティ」の実現可能性を示している。ただし、これらの発電コストは系統への影響を考慮していない。このため、出力安定化、系統への負荷低減を目的とした蓄電システム導入により、高度利用を行うことを想定し、2030年頃には高度利用も含めたグリッドパリティを実現するとされている。これに対し、非住宅システムでは、従来よりNEDOで技術開発プロジェクトとして取り組まれていた「セ

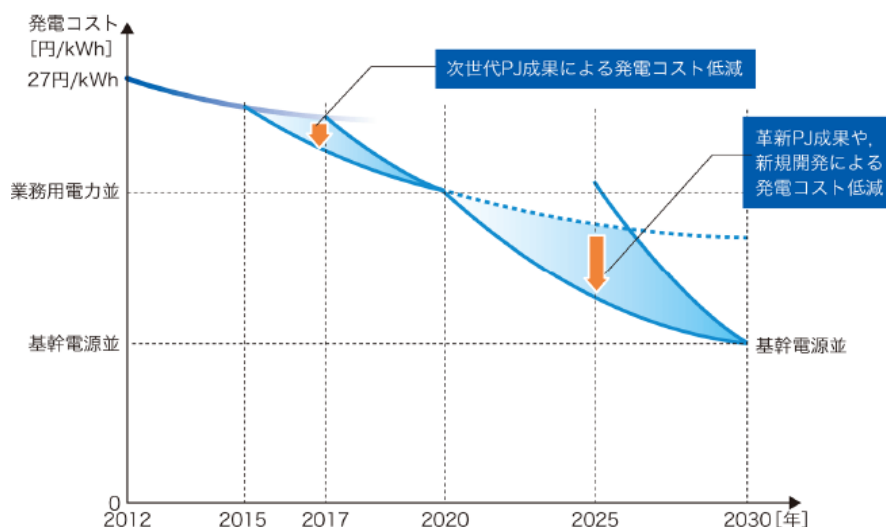
ル・モジュールの低コスト化、高効率化」に加え、「周辺機器・部材の低コスト化、長寿命化」、「システム効率の向上」、「O&M 技術の高効率、低コスト化」、等の技術開発により、2020 年頃に業務用電力、2030 年には基幹電源とのグリッドパリティの実現が目標とされている。

上記目標のグリッドパリティが実現された場合、2030 年には太陽光発電は FIT 等の補助制度に頼ること無く、他電源との競合が可能な存在となりうるものと考えられる。その実現に向けては、種々の技術開発の必要性は明白であることに加え、新規技術の社会実装の場としての継続的な市場形成も極めて重要と考えられる。



出典) NEDO「再生可能エネルギー技術白書第2版」

図 2-5 住宅用太陽光発電のコスト低減シナリオ



出典) NEDO「再生可能エネルギー技術白書第2版」

図 2-6 非住宅用太陽光発電のコスト低減シナリオ

(2) 蓄電池の価格低下

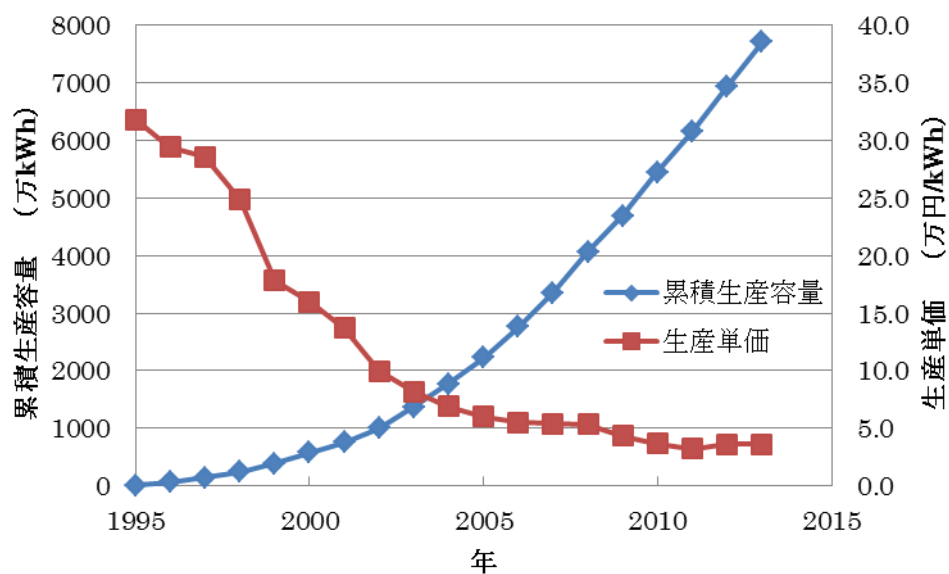
リチウムイオン二次電池を始めとする蓄電池は、今後重要なエネルギーデバイスであると目されつつも、現時点においては高コストであるため、電力システムへの適用は困難と言われてきた。しかし近年、材料技術や生産技術等の革新により 2020 年～2030 年にかけて継続的なコスト低減、性能向上が見込まれており、電力システム適用が期待されている。

図 2-8 に、国内生産におけるリチウムイオン二次電池セルの累積生産容量と生産単価の年次推移、図 2-9 に、2003 年から 2013 年の直近 10 年間の累積生産容量に対する生産単価の推移を示す。累積生産容量の増加に従い生産単価が低下する、いわゆる経験曲線効果の傾向がみられる。この推移の累乗近似から、累積生産量が 2,000 万 kWh、4,000 万 kWh、8,000 万 kWh 時点の生産単価及び進捗率(=累積生産容量が倍加するごとに低下する生産単価の割合)を求めた(表 2-2)。2014 年の到達が見込まれる累積生産容量 8,000 万 kWh 時の生産単価は約 3.3 万円/kWh と予想される。

電力システムへの適用を考慮すると、セルに加えて PCS(Power Conditioning System)等補機のコストを見込む必要がある。2013 年に NEDO が取りまとめた「NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013 (Battery RM2013)」では、電池管理システムや PCS 等の補機を含む蓄電システムとしてのコスト目標が設定されている。短周期変動抑制用途では、現在の 20 万円/kW から 2020 年には 8.5 万円/kW と現在の 5 割程度までの低減、長周期変動抑制用途では、現在の 10 万円/kWh から 2020 年には揚水発電相当と言われる 2.3 万円/kWh までの低減が目標に掲げられている(図 2-9)。また、寿命についても現在の 10 年程度から 2020 年頃には 20 年程度にまで伸びる見通しも示されており、コストと併せて電力設備としての実用に耐えるレベルに到達する。

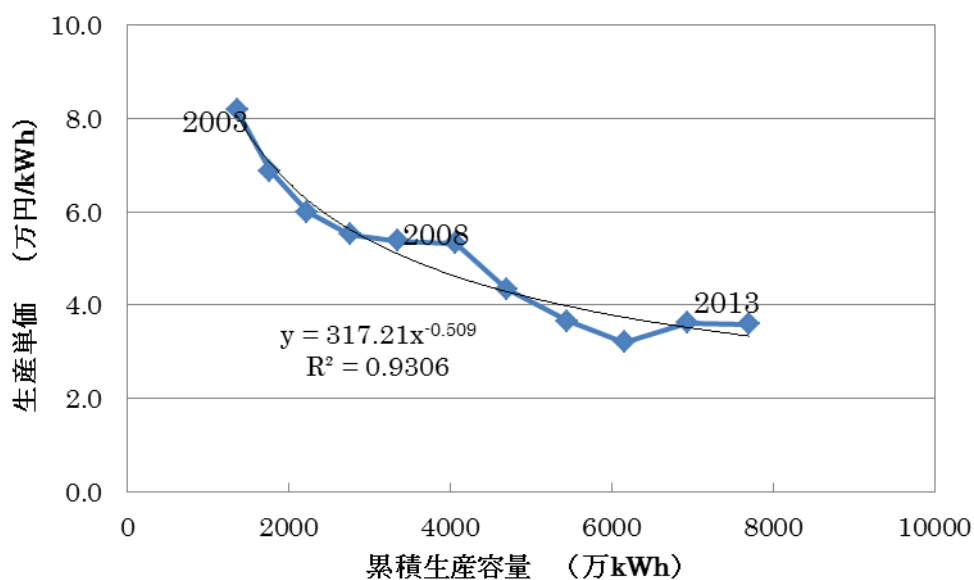
これまで電力設備として初期投資の回収が困難であった蓄電池が、2020 年頃には現実的な選択

肢となることが予想される。



出典) 経済産業省生産動態統計

図 2-7 リチウムイオン二次電池の累積生産容量と生産単価の年次推移

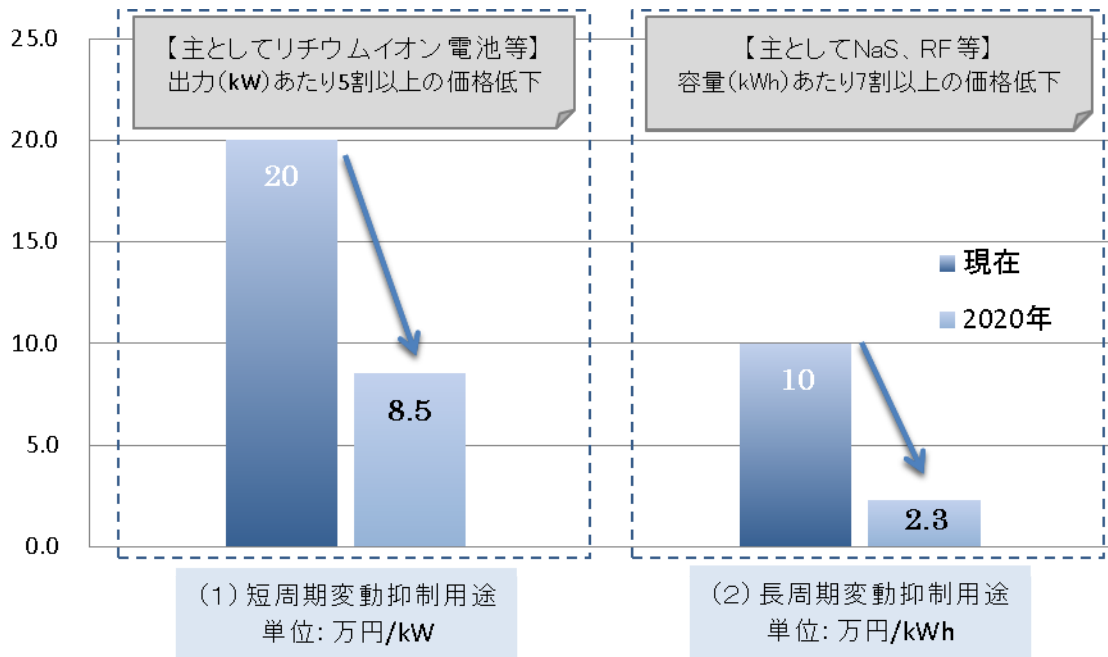


出典) 経済産業省生産動態統計

図 2-8 リチウムイオン二次電池の累積生産容量に対する生産単価の推移

表 2-2 経験曲線効果に基づく近似から求めた生産単価と進捗率

累積生産容量 (万 kWh)	生産単価 (万円)	進捗率 (%)
2,000	6.62	
4,000	4.65	70.2
8,000	3.27	70.3



出典) NEDO「二次電池技術開発ロードマップ2013」

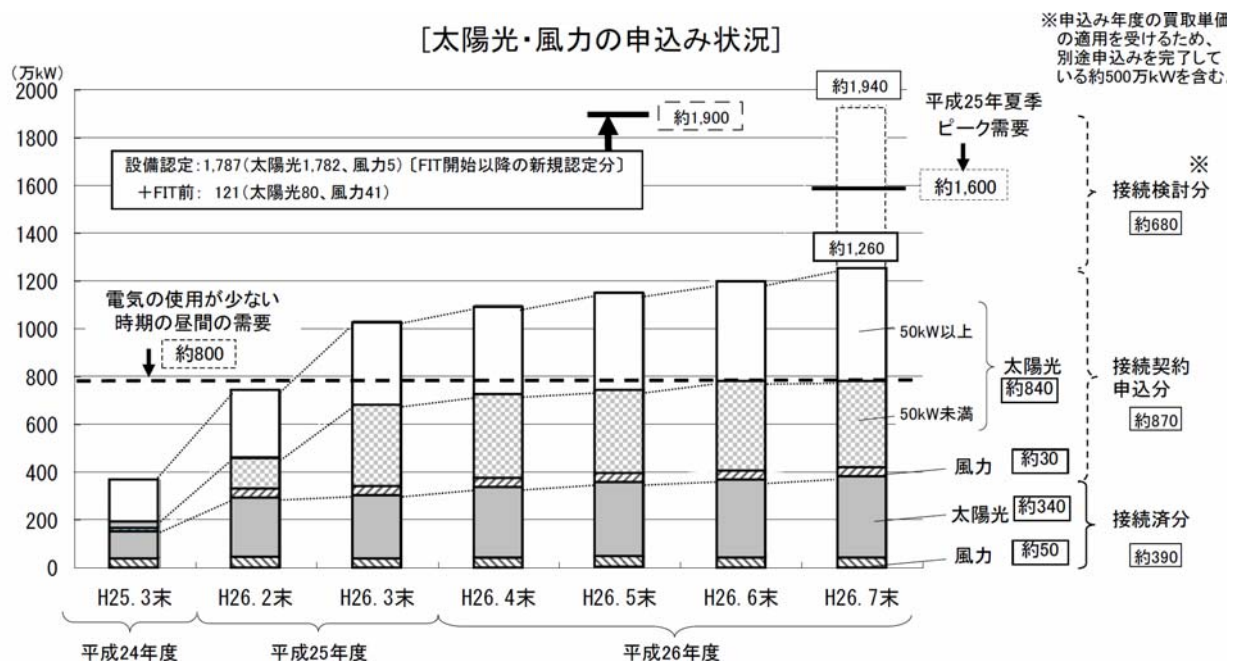
図 2-9 蓄電池の2020年におけるコスト低減見通し

2-4 太陽光発電の大量導入に伴う系統課題

(1) 電力会社による回答保留問題

太陽光発電市場の好況に対して懸念されているのは、電力システムへのインパクトである。従来、太陽光発電、風力発電等の再生エネの連系量が増大することにより、余剰電力、周波数変動、電圧上昇等の電力システム上の問題が懸念されてきたが、それが現実的なものとなっている。

2014年9月30日に行われた第4回新エネ小委では、北海道電力、九州電力、東北電力、四国電力、沖縄電力より、増大している再生可能エネルギーの系統受入れが困難であることが報告された。九州電力を例としてみると、太陽光が需要を上回り電力の安定供給が困難となるとしており、接続契約申込み量が全て接続された場合、春や秋の電気の使用が少ない時期の晴天時等には、昼間の太陽光の発電電力が需要を上回ることとなり、太陽光の発電電力（供給）が電気の使用（需要）を上回った場合、電力の安定供給が困難となる見通しである。



出典) 九州電力「再生可能エネルギー導入への取組み及び課題と当面の対応について

(新エネルギー小委員会資料)」

図 2-10 九州電力における太陽光・風力の申込み状況

これに伴い、各電力会社では2014年9月より、表2-3に示す通り、系統連系申請に対する回答保留を公表し、一旦再生可能エネルギーの連系を中断するとともに、系統状況を再検討し、再生可能エネルギーの導入可能量を算定する方針を示している。

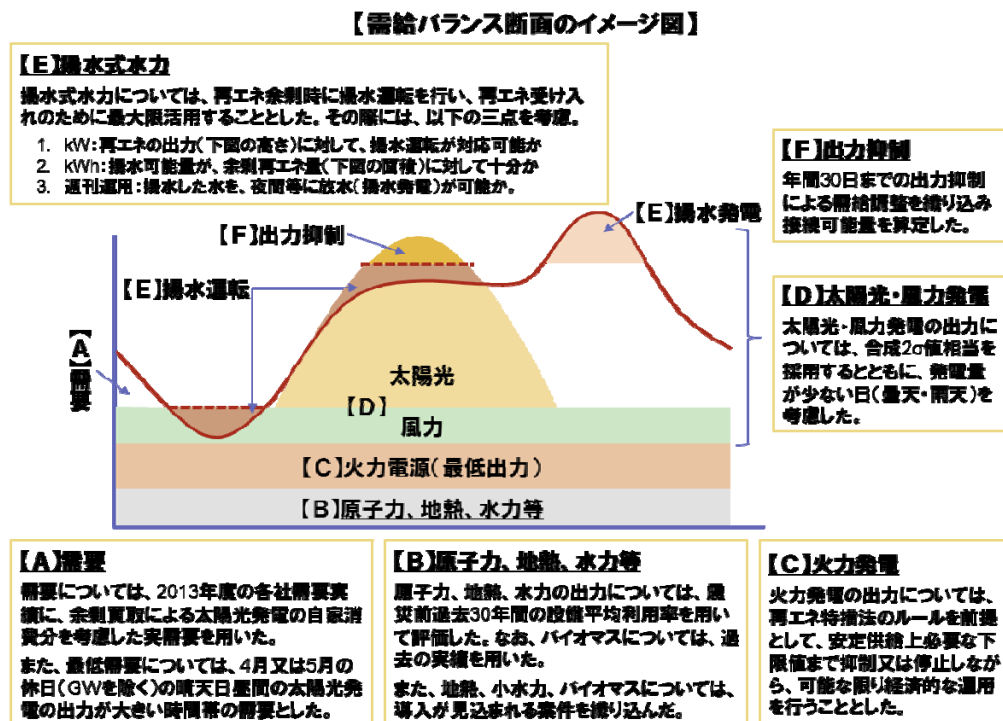
表 2-3 各電力会社の回答保留の状況

電力会社	公開日	対応策
北海道電力	2014 年 9 月 30 日	2014 年 10 月 1 日より、再生可能エネルギー発電設備の新規の系統連系及び電力購入の申込みに対する回答保留。
東北電力		
四国電力		
九州電力	2014 年 9 月 24 日	2014 年 9 月 25 日以降、連系申込済みも含めたすべての再生可能エネルギー発電設備への回答を保留。 ※ただし、住宅用太陽光（10kW 未満）は、当面回答保留の対象外。

出典）各社プレスリリース

(2) 系統 WG における検討状況

上記の電力会社による再生可能エネルギー発電設備の系統連系に対する回答保留を受け、各電力会社における再生可能エネルギー発電設備の導入可能量を検討するため、新エネ小委に系統 WG が設置された。系統 WG では、各電力会社が直面する課題を「余剰電力対策」とし、図 2-11 に示す算定方法に基づき、各電力会社内における再生可能エネルギー、特に太陽光発電設備の導入可能量の算定が実施された。



出典）資源エネルギー庁「各社接続可能量の算定結果（暫定）（系統 WG 資料）」を基に作成

図 2-11 再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法

この結果、2014 年 12 月 16 日に開催された第 3 回系統 WG において、各電力会社における太陽光発電の接続可能量の算定結果が示された。風力発電の接続可能枠を確保した場合の太陽光発電接続可能量は、最も多い九州電力管内で 817 万 kW となっているが、接続済みと連系承諾済みの太陽光発電設備が 815 万 kW（接続済み 401 万 kW、連系承諾済み 414 万 kW）に達しており、新規の再生可能エネルギーの接続余力は極めて小さい状況が改めて示された。

表 2-4 各電力会社の太陽光・風力接続可能量の算定結果

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
風力接続可能量: (a) (万kW)	56 ※1	200 ※1	45 ※1	100	60 ※1	100	2.5
太陽光接続可能量: (b) (万kW)	117	552	70	558	219	817	35.6
太陽光・風力接続可能量 (a)+(b)	173	752	115	658	279	917	38.1
合成2σ出力(万kW)	105.6	547	62	463	171.5	622	28.8
合成最大出力(万kW)	106.7	549	64	490	190.3	629	30.1
昼間最低負荷: (c)※2 (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	791 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
(a)／(c) (%)	18.2%	25.3%	17.9%	18.1%	22.7%	12.7%	3.7%
(b)／(c) (%)	37.9%	69.8%	27.8%	100.7%	82.8%	103.7%	52.4%
8760時間断面における需要実績に基づいた分析(2013年度)							
再エネ出力抑制量 (万kWh/年) (抑制率 (%))	4,943 (2.9%)	52,102 (4.6%)	4,400 (3.3%)	11,236 (1.3%)	16,400 (4.5%)	46,446 (4.2%)	-

出典) 資源エネルギー庁「各社接続可能量の算定結果(暫定)(系統 WG 資料)」

これらの状況を受け、新エネ小委では、太陽光発電の今後の接続について、主に新たな出力制御システムを活用することにより、最大限の導入に向けた検討を行った。その結果、2014 年 12 月に「再生可能エネルギーの最大限導入に向けた固定価格買取制度の運用見直し等について」が取りまとめられ、2015 年 1 月には再生可能エネルギー特別措置法施行規則の一部を改正する省令と関連告示が公布された。具体的には、連系制約緩和のため、出力制御対象電源の範囲拡大、遠隔出力制御システムの導入義務付け、出力制御上限値の見直し、及び指定電気事業者制度の適用が検討された(表 2-5)。

表 2-5 新エネ小委において示された出力制御ルールの見直し案(再掲)

対策	概要
出力制御対象電源の拡大	現行の出力制御ルールは、太陽光・風力発電のうち、500kW 以上のみを対象としているが、500kW 未満の発電設備まで対象範囲を拡大
遠隔出力制御システムの導入義務付け	太陽光発電設備について、時間単位でのきめ細かな出力制御を実施する場合に必要な設備（リアルタイム制御指示器、パワーコンディショナ、等）の設置を再生可能エネルギー発電事業者に求める
出力制御上限値の見直し（日単位⇒ 時間単位）	現行制度では、太陽光・風力発電設備については、無償での出力制御の上限値は年間 30 日と設定されているが、再エネの最大限の導入を図る観点から、その上限値をそれぞれ年間 360 時間、720 時間とする
指定電気事業者制度の適用	現行制度を前提とした場合の接続可能量を超過した分の申込みについては、指定電気事業者制度を活用し、年間 30 日という上限を超えた無補償での出力制御を行うことを可能とすることにより、系統への接続を進める

出典) 資源エネルギー庁再生可能エネルギーの最大限導入に向けた固定価格買取制度の運用見直し等について

(平成 26 年 12 月 18 日)

3. リソースアグリゲータのコンセプトとビジネスモデル

3-1 リソースアグリゲータとは

(1) リソースアグリゲータの定義及び期待される社会的便益

これまで述べてきた再エネに係る環境の変化及び課題解決の方向性を踏まえ、本研究会で提案する「リソースアグリゲータ」を定義する。リソースアグリゲータの概要を図 3-1 に示す。リソースアグリゲータとは、再エネ発電所（太陽光発電、風力発電等）、需要家負荷、需要家側に設置した蓄電池等の様々な「リソース」を「アグリーゲート（集約）」して統合制御し、各者に様々なサービス（図中①～③）を提供する事業者である。関係する各者が利益を享受できるようにサービスを設計、提供することにより、その対価をリソースアグリゲータが受け取る。このサイクルを継続させることで、リソースアグリゲータは経済合理性を担保し事業を行うことを目指す。

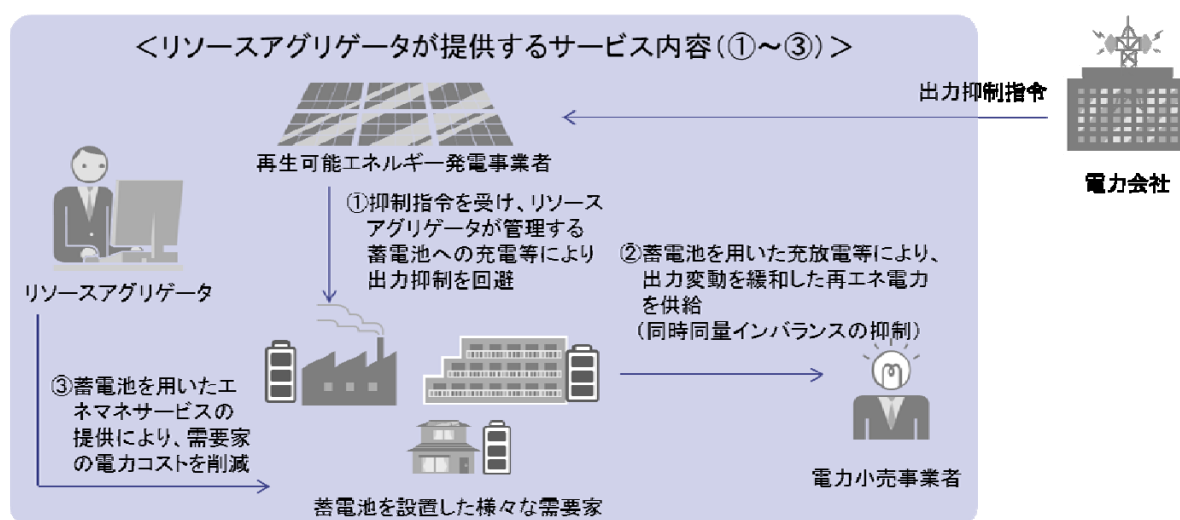


図 3-1 リソースアグリゲータの概要

リソースアグリゲータは将来にわたる早期の再エネ導入を促進する。今後の更なる再エネ導入量増加を見据え、現在系統対策として送電線の増強や地域間連系統線の増設が活発に議論されている。この場合送電線運用容量の増強に応じて順次再エネを連系させることは可能であるが、一般的に 10 年単位での建設リードタイムと多くの費用を要する。そこで予定されている系統対策とも並行し、分散的に蓄電池を配置する手法で短期間に立ち上げが可能なリソースアグリゲータを活用することで、この機会損失を最小化しより多くの再エネ電源を系統へ接続させることを目指す。リソースアグリゲータは、この前倒し効果分を社会的便益として提供する。

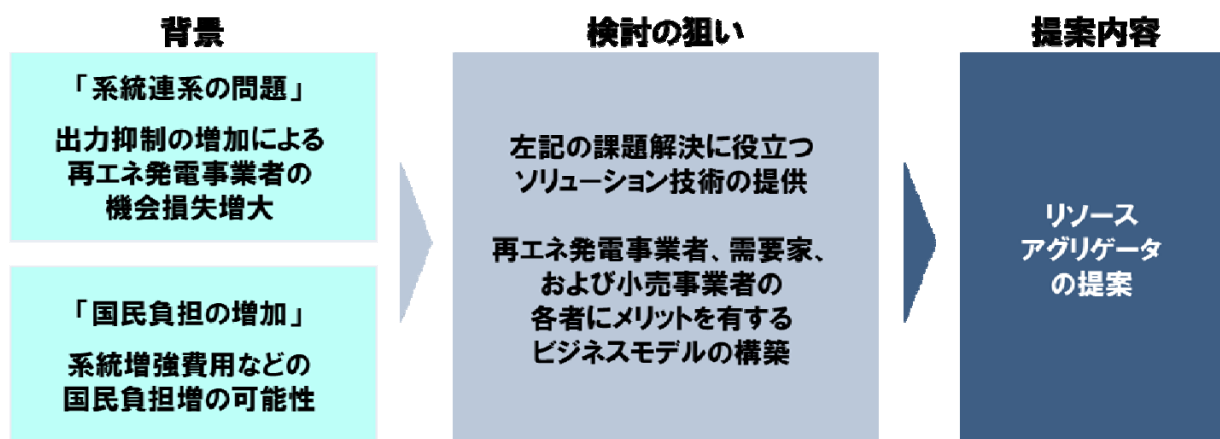


図 3-2 リソースアグリゲータ導入による社会的便益のイメージ(再掲)

このような仕組みが継続的に社会へ普及していくためには、リソースアグリゲータの仕組みが本質的に持続可能性（サステナビリティ）を有することが求められる。言い換えると、再エネ発電事業者、需要家、及び小売事業者の三者全てが導入により経済的メリットを享受するビジネスモデルを構築することが望ましい。これら三者が Win-Win-Win の関係となることで、再エネ導入が将来にわたって着実に促進される好循環を創出することを目指す。

(2) リソースアグリゲータの位置づけ及びステークホルダー

リソースアグリゲータは電力会社とは別に再エネ発電事業者や小売事業者に対して、複数のサービスを提供する役割を有する。サービス領域の概念を図 3-3 に示す。

リソースアグリゲータは、再エネ発電事業者、需要家、小売事業者を顧客とし、その範囲をサービス領域と定義する。実際の電気は、再エネ発電事業者が設置した太陽光発電設備や風力発電設備から電力会社の送配電網を利用して需要家や小売事業者へと流れることになる。リソースアグリゲータはこの電気の流れの量やタイミングを ICT により適切にコントロールすることで、電力会社の系統にかかる負担を軽減させる役割を果たす。提供するサービスは大きく分けて ①余剰電力の蓄電による再エネ電源接続サービスの提供（再エネ発電事業者に対し） ②蓄電池リースを介したエネルギーマネジメント（エネマネ）サービス（需要家に対し） ③電力の販売仲介（小売事業者に対し） ④インバランス調整（小売事業者に対し） の 4 つが想定される⁷。それぞれのサービス内容の詳細及び提供価値については、詳細を次節にて述べる。

⁷ 将来的にアンシラリーサービス市場が構築されれば、電力会社に対してアンシラリーサービスを提供することも可能と考えられる。

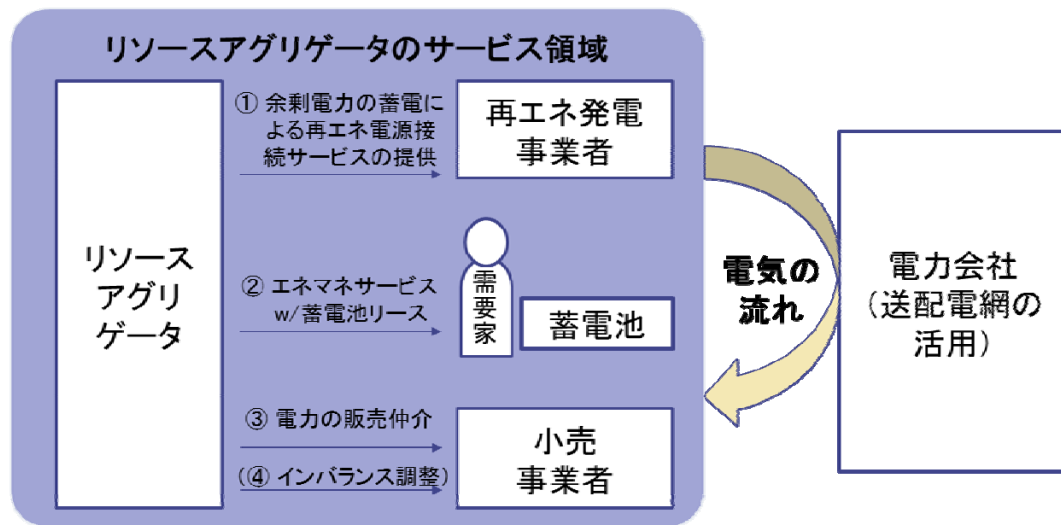


図 3-3 リソースアグリゲータの位置づけ

(3) リソースアグリゲータ・プラットフォーム

前述の社会的便益を確保するためにも、リソースアグリゲータは導入に際して立ち上げ時間を早期化するとともに、低コストである必要がある。本研究では導入地域や規模に依らず共通の基盤を用い、参加するユーザの要求に応じて必要機能が追加で実装させる低コストなアーキテクチャ、「リソースアグリゲータ・プラットフォーム」を提案する。そのコンセプトを図 3-4 に示す。

リソースアグリゲータ・プラットフォームでは、電力会社の系統に任意に接続された各種エネルギー機器（電源／負荷）を ICT により連携させ、必要な需給調整力を提供する。参加を希望するユーザは専用の遠隔制御用通信端末を設置する。プラットフォームはスケーラビリティを有するため、接続する機器の単位は問わない。例えば家庭用蓄電池単体から、家一軒単位、あるいは病院やマンション 1 棟単位、メガソーラーシステム単位でも参加することができる。また参加者は必ずしも蓄電池を自ら保有している必要はなく、メガソーラー事業者は遠隔にいる他の参加者が保有する蓄電池に余剰電力を仮想的に送り、蓄電を可能とするシステムである。

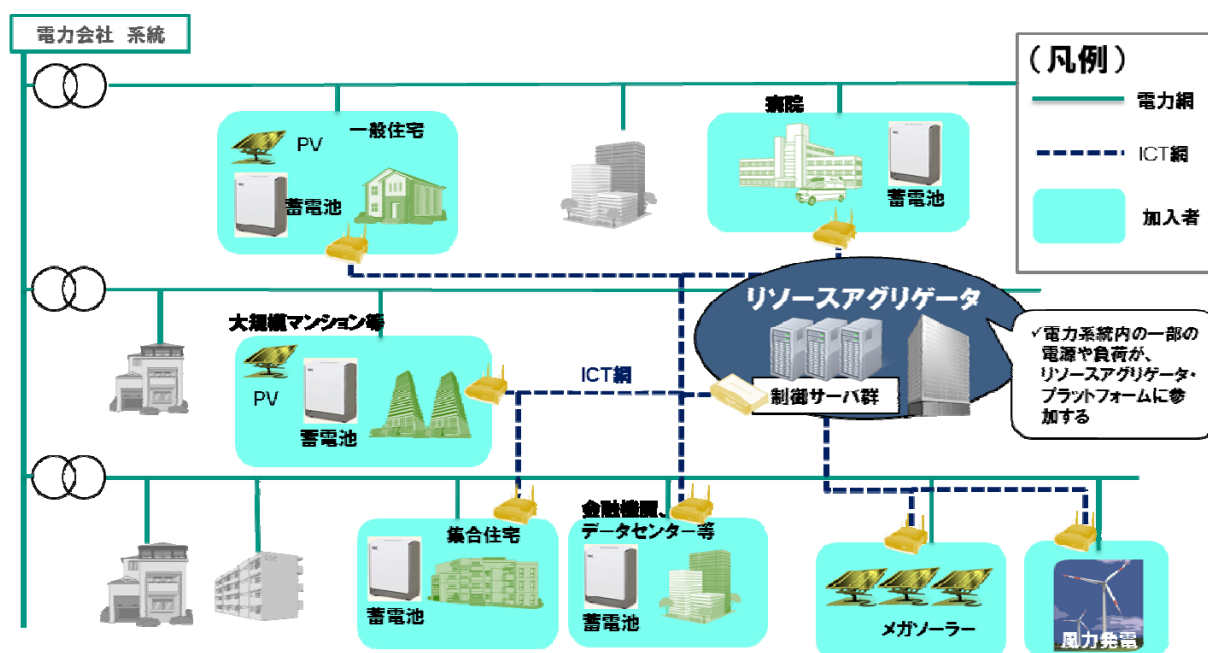


図 3-4 リソースアグリゲータ・プラットフォームの構成イメージ

3-2 ビジネスモデル

(1)提供サービス及び価値

リソースアグリゲータが社会的課題の解決へ向け提供する提供サービス例を表 3-1 に、各サービスの提供価値を図 3-5 に示す。

表 3-1 リソースアグリゲータの提供するサービス及び提供先の例

課題	提供サービスの例	提供先
余剰電力の発生	①－１ 分散した蓄電池を活用した余剰電力蓄電サービス	再エネ発電事業者
	①－２ 出力抑制に対する補償サービス	
電力コスト	②－１ 需要家に対するエネルギーマネジメント（電気料金削減・デマンドリスポンス等）サービス	一般需要家
	②－２ 蓄電池のレンタルサービス	
出力変動	③－１ 再エネ発電事業者の電力販売仲介サービス	電力小売事業者
	③－２ 分散した蓄電池を活用した計画発電量の設定	
－	（将来的に想定）アンシラリーサービス	－

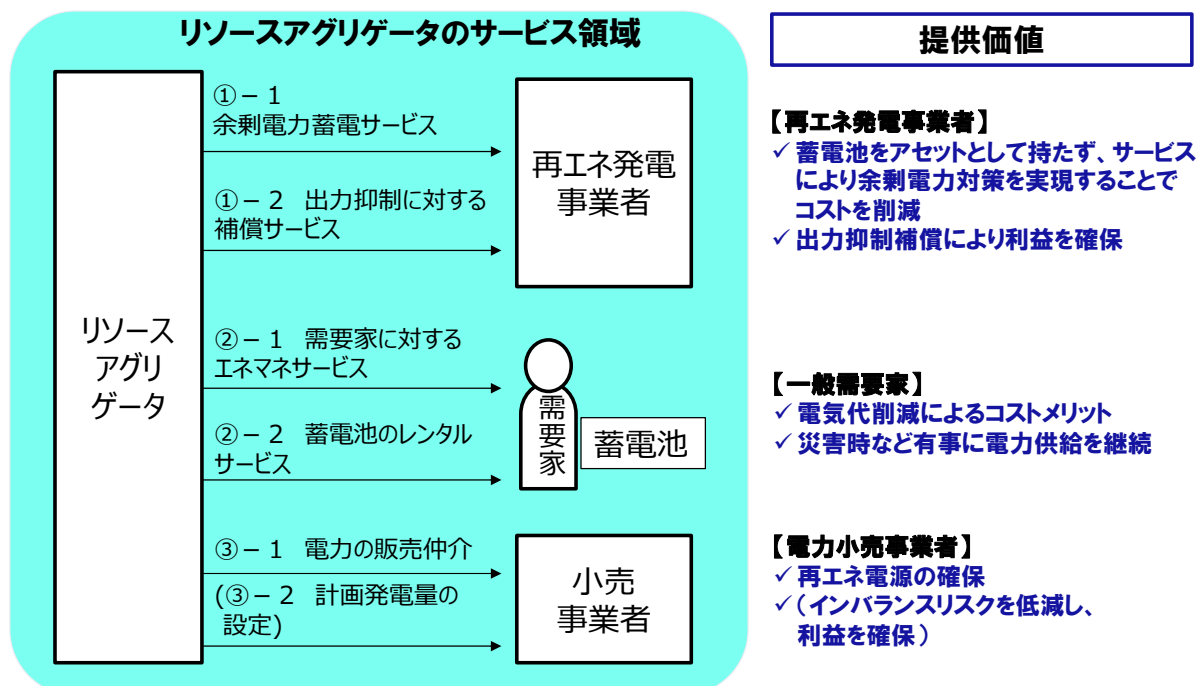


図 3-5 リソースアグリゲータの提供価値

(a) 再エネ発電事業者の課題に対して

再エネ電源による余剰電力に対しては、①-1 余剰電力蓄電サービス及び①-2 出力抑制に対する補償サービスを提供する。①-1 余剰電力蓄電サービスについては、プラットフォーム参加者が保有している遠隔の分散蓄電池を活用し、再エネ電源で生じた余剰分を蓄電する。これにより、発電事業者は再エネ電源に併設する形で自ら蓄電池を設置した場合と同等の機能を実現する。現在多くの電力会社では、再エネ電源接続に際しての系統連系協議にて、「蓄電池の併設等の昼間に電力を送電系統に電力を流さない方策を発電事業者が提案する場合は、回答保留期間中においても個別に協議する」と定めている。本提供サービスにより再エネ発電事業者の連系協議に要する時間が短縮され、より多くの再エネ発電設備の導入促進を目指す。①-2 出力抑制に対する補償サービスについては、現在定められている 30 日以内という範囲を超えて出力抑制が求められ、かつリソースアグリゲータの蓄電池に吸収できない余剰電力が発生する場合であっても、この分の発電量に対する対価を FIT 価格と同等の価格にて補償する。(なお、通常定められている 30 日以内の出力抑制分に対する補償のビジネスモデルについても p.44 <参考: 30 日以内の出力抑制回避サービス検討>において成立可能性を記述している。)

これら①のサービスにより、リソースアグリゲータは再エネ発電事業者に対して二種類の価値を提供する。一つは、再エネ発電事業者が自ら蓄電池を資産として保有すること無く、サービスを通じて余剰電力対策を実現することでコスト削減メリットを創出する。他方は、本来機会損失

として許容せざるを得ない出力抑制に対して補償を受けることで、事業者は利益確保と投資回収の予見性を高めることができる。

(b) 需要家の課題に対して

需要家に対しては、②－１ エネマネサービス ②－２ 蓄電池レンタルサービスを提供する。多くの需要家はより賢く電気を使うことで電気料金を削減することに大きな関心を持っている。蓄電池を月額一定料金によりレンタルし、昼夜間料金差やホームエネルギーマネジメントシステム（HEMS）と連携させたエネマネサービスを提供することで電気料金の削減を図る。また、需給逼迫時に需要家に対して何らかのインセンティブを付与し積極的な節電を促すデマンドリスポンス（DR）サービスも提供する。これら②のサービスにより、リソースアグリゲータは需要家に対して電気代削減によるコストメリット及び災害時等の有事に電力供給を継続させる機能の提供、という二つの価値を提供する。

このようなサービスは既にいくつかの事業者が提供していたり、各種地域実証実験等で行われていたりするものである。一方、本提案では需要家に設置した蓄電池容量のうち、一定割合を遠隔地の余剰電力の蓄電に用いることが特徴である。需要家が意識せずにリソースアグリゲータの制御により余剰電力のマネジメントを行い、残りの容量でエネマネサービスを実施する。一つの蓄電池をいわばハイブリッドに活用することで、より安価なレンタル価格で需要家へ蓄電池を設置することを目指す。

(c) 小売事業者の課題に対して

小売事業者に対しては、③－１ 電力の販売仲介サービスを提供する。再エネ発電事業者から余剰電力分として蓄電池へ一度貯めた電力を整形の上、回避可能費用から一定金額の利潤を上乗せして販売する。これにより、小売事業者は必要な時に安定した再エネ電力を調達することができる。

加えて、③－２ 計画発電量設定サービスの提供も想定される。小売事業者が再エネ電源から電力を調達する際には出力変動の問題から一般的には 30 分同時同量の確保が困難であるが、リソースアグリゲータ・プラットフォームに参加する分散した蓄電池からの充放電を活用することで、30 分同時同量の確保が容易となる。これにより、小売事業者が同時同量制度における特例制度②を活用しインバランスリスクを自ら負う場合に、そのリスクを低減し利益を確保することができるだろう（後述 5-2（2）にて該当技術を解説）。ただし、今後の電力システム改革において計画値同時同量制度へ移行した場合⁸、蓄電池からの充放電を計画発電量もしくは計画需要に盛り込む制度設計が必要となる。現時点では制度設計の詳細が不明であることから、本検討では経済合理

⁸ 2015 年 2 月現在、「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループ」において、計画値同時同量制度への移行の議論が進展中。

性試算の対象外としている。

(d) 将来のアンシラリーサービス提供主体として

さらに電力自由化後、将来的に国内でも現在の米国のようなアンシラリーサービス市場が開設されれば、リソースアグリゲータは蓄電池に貯められた電力を利用して、系統に対してアンシラリーサービス⁹を提供することも可能である。ただし、現時点で我が国におけるアンシラリーサービス市場設立の可能性は不明であることから、本検討では経済合理性試算の対象外としている。

(2) サービスを提供するための原資

リソースアグリゲータは、提供サービスにより顧客が得る利益の一部を対価として受け取ることで成立する事業である。具体的には、再エネ発電事業者が回避可能なコスト、需要家がエネマネにより得る利益、小売事業者の電力調達コスト削減分の一部が原資となる。以下、各原資について詳細を述べる。

(a) 再エネ発電事業者が回避可能なコスト

①－１ 余剰電力蓄電サービス及び①－２ 出力抑制に対する補償サービスにより、再エネ発電事業者は自ら蓄電池を設置・運用することなく設備の系統連系及び発電機会損失分の補填を行うことができる。この回避可能コスト分を上限值として、リソースアグリゲータは対価を受け取る。またこれ以外にも複数の間接的なメリットが生まれる。再エネ発電事業者はリソースアグリゲータからのサービスが入手可能であることを電力会社との系統連系協議の場で示すことで、協議に要する時間を短縮できる。これにより設備運転開始時期の遅延リスクを低減させることができる。このようにリソースアグリゲータの存在が再エネ発電事業者の事業リスク低減に寄与し、事業者は金融機関・投資家等からの資金調達力、すなわち融資適格性（バンカビリティ）を向上させることができる。さらに、リソースアグリゲータは分散的に配置された蓄電池を仮想的に一つの巨大な蓄電池としてアグリゲートするため、再エネ発電事業者が自ら蓄電池を設置・運用する場合と比較し効率的な運用・稼働率の向上が見込める。蓄電池のシステム単価を大幅に引き下げることが見込めるだろう。

(b) 需要家がエネマネにより得る利益

②－１ エネマネサービス及び②－２ 蓄電池レンタルサービスにより家庭や、高圧一括受電を含むマンション、オフィス、事業所での賢いエネルギー利用を実現、需要家はエネルギー消費の節約や、ピークカットによる契約電力の低減、等により、電気料金を削減することができる。同

⁹ 電力系統の安定化に資するサービスのこと。主に「レギュレーション」、「スピニングリザーブ」、「電圧制御」、「ブラックスタート」の4種類が存在する。

様にこのコスト削減分を上限としてリソースアグリゲータが対価を受け取る。また、時間帯による電気料金差を利用したピークシフトを蓄電池により行い、料金差額分を回収するケースも想定される。リソースアグリゲータのプラットフォームは外部インターフェースを介して既存のビルや家庭に導入されているサードパーティのエネルギーマネジメントシステム（EMS）とも連携できるだろう。さらには、災害発生等の緊急時に系統からの電力が途絶えた場合でも、蓄電池から電力供給を継続させることで建物や設備の機能維持（Business Continuity Plan, BCP）を図ることができる。病院や学校等の地域防災における重要拠点、金融機関やデータセンターのような高い事業継続性が問われる業種、高齢者を始めとする災害時要援護者の自宅等へ安全・安心を提供するという意味で、社会に蓄電池を分散設置することの意義は大きい。

(c) 小売事業者の電力調達コスト削減分

③－１ 電力の販売仲介サービス及び③－２ 計画発電量設定サービスにより、小売事業者は再エネ由来の電力を安定的かつ通常の電気料金調達価格よりも低コストで調達することができる。リソースアグリゲータは、実質的に再エネ電源からの余剰電力を回避可能費用で買い取っている。一方、例えば日本卸電力取引所（JEPX）からの電力調達価格は回避可能費用よりも割高な価格で取引されている場合がある。このため、回避可能費用に一定の利潤を加えてリソースアグリゲータが電力を小売事業者に販売したとしても、小売事業者からみれば、市場取引価格よりも安価な価格で調達できる場合がある。この調達コスト低減分を上限として、リソースアグリゲータは対価を受け取る。加えて、特例制度②にもとづくインバランスリスクの低減分についても、同様に一部を間接的な対価とみなせる。

表 3-2 リソースアグリゲータがサービスを提供するための原資

サービス提供	再エネ発電事業者向けサービス ✓ 余剰電力蓄電サービス ✓ 出力抑制に対する補償サービス	需要家向けサービス ✓ 需要家に対するエネマネサービス ✓ 蓄電池のレンタルサービス	小売り事業者向けサービス ✓ 電力の販売仲介 ✓ (計画発電量の設定)
顧客メリット	✓ 蓄電池をアセットとして持たず、サービスにより余剰電力対策を実現することでコストを削減 ✓ 出力抑制補償により利益を確保	✓ 電気代削減によるコストメリット ✓ 災害時など有事に電力供給を継続	✓ 再エネ電源の確保 ✓ (インバランスリスクを低減し、利益を確保) ✓ 電力調達コストの削減
リソースアグリゲータ原資イメージ	余剰電力対策費用 (蓄電池設置コスト・出力抑制に係る損失) リソースアグリゲータ活用により蓄電池の設置コストまたは機会損失低減	需要家電気料金 (エネマネ無し) エネマネサービス活用によるコスト削減分	通常の電気料金調達額 電力調達コストの低減

4. リソースアグリゲータの経済合理性の検討

前節までに、再生可能エネルギーの大量導入に伴う課題と、その解決に資するリソースアグリゲータのコンセプトならびにビジネスモデルを示した。ここでは、市場を構築していく上でのリソースアグリゲータの実現性の検証を行うために、リソースアグリゲータに係る経済合理性の検討を行った。

4-1 前提条件の整理

経済合理性の試算においては、現実性を担保するため、日本国内の一定規模の地域を対象とし、可能な限り系統 WG 等で示されている試算方法を踏襲し、現実のデータを利用する方針とした。

なお、電気事業を取り巻く法制度については、基本的には現行制度を踏襲しており、現在電力システム改革等で議論されている将来的な市場（DR 市場、アンシラリーサービス市場等）は検討対象としていない。

(1) 電力需給状況の設定

試算地域における電力受給条件電力需給状況を可能な限り再現するため、系統 WG における算定方法に基づき本試算の前提条件の設定を行った。検討の前提条件の詳細及び系統 WG での試算前提との比較を表 4-1 に示し、以下の項にてその詳細を解説する。

(a) 電力需要

電力需要は、電力会社の公開データを用いた。系統 WG での検討と同様、震災後の節電による需要減少の影響も考慮するため、2013 年度の電力需要データを用いている。ただし、後述の通り、太陽光発電の出力データが 2013 年 10 月以降しか入手できなかったため、電力需要データもこれに合わせて 2013 年 10 月～2014 年 9 月の一年間のデータを使用している。なお、上記期間における当該地域の最低負荷は 691 万 kW、最大負荷は 1,522 万 kW である。

(b) 地熱・原子力発電所

既存の地熱・原子力発電所の容量、稼働率、運用方法については、系統 WG で示された電力会社の運用方法を踏襲し、震災前過去 30 年（運開後 30 年以内の場合は全期間）の設備利用率平均を設備容量に乗じた出力を設定している。また、基本的に 8,760 時間一定運転を前提としている。

表 4-1 系統 WG 試算と本試算で前提条件比較

電源・需要		系統 WG 試算	本試算
電力需要		2013 年度の需要実績を使用	2013 年 10 月～2014 年 9 月の電力公開データを使用
マ ス ト ラ ン 電 源	地熱・原子力	・震災前過去 30 年（運開後 30 年以内の場合は全期間）の設備利用率平均を設備容量に乗じた出力 ・ 8,760 時間一定運転を前提	系統 WG と同様の設定
	一般水力	・ 流れ込み式：一定出力運転 ・ 調整池式・貯水池式：可能な限り昼間帯の発電を回避 ・ 河川流量の前提は平水	年間発電量より年間一定負荷運転として想定
	火力	LFC 調整力を想定した最低負荷運転を想定	LFC 調整力を想定した最低負荷運転を想定
揚水式水力		電力会社公表データ	系統 WG と同様の設定 ※昼間の余剰電力を吸収
太陽光		2013 年度の各県の日射量データや発電設備容量を基に各県単位の発電出力を想定し、合成して推計	当該地区におけるメガソーラーの発電量をベースに当該地区全体の発電設備容量に基づき拡大
風力		2013 年度の風力発電所の出力実績データや風力設備容量に基づいて推計	現状利用可能な風力発電データ（カリフォルニア州の公開データ）より推計
出力抑制		最低限必要な出力抑制量に相当する事業者だけを 30 日以内に限り抑制	余剰電力分は全て出力抑制（500kW 以上の発電設備のみ） ※30 日以内は無補償、30 日を超える出力抑制はリソースアグリゲータが補償と想定

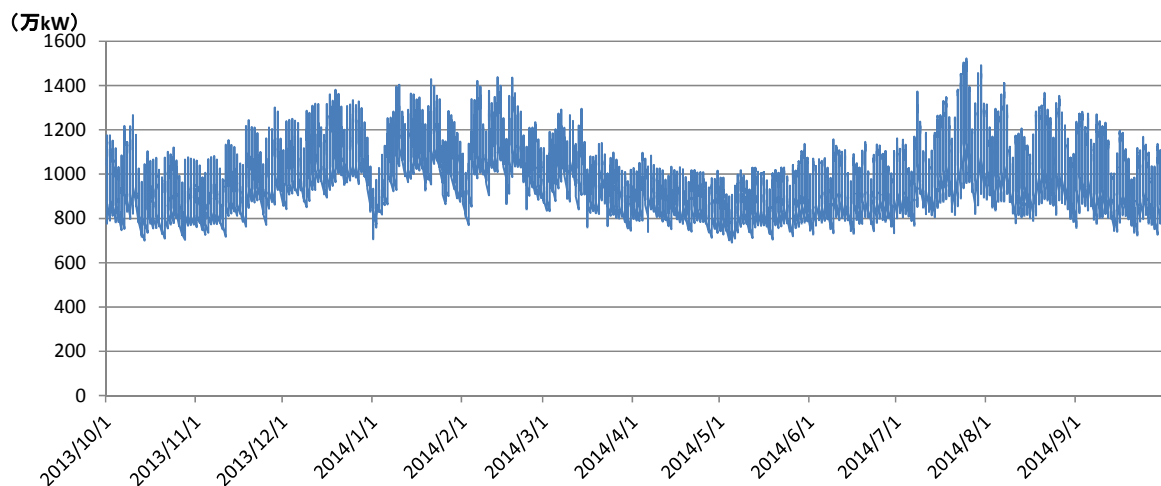


図 4-1 本検討における電力需要の設定

(c) 一般水力発電所

一般水力発電については、系統 WG では発電所分類に応じて、発電パターンを変更させて設定している。流れ込み式水力発電は水量に応じた一定の出力運転であるが、調整池式、貯水池式水力は、河川水を一旦貯留し、需要に応じた発電量の調整が可能であることから、太陽光発電の発電量の大きい昼間の発電を極力避ける運転を想定している。しかし、本検討ではこれらの発電パターンの想定は困難であったため、当該地域の一般水力発電の年間発電量を基に一定負荷運転が行われるものと設定している。

(d) 火力発電所

火力発電は、本来的には需要変動に対する負荷追従運転を行う発電方式であり、太陽光発電の発電により昼間の余剰電力が生じる場合には、再エネ発電設備の優先給電の考え方¹⁰に則り、可能な限り出力抑制を行う対応が求められる。一方、火力発電所が一旦稼働を停止した場合、再稼働までに時間がかかるため、電力の安定供給のために最低負荷運転を行い、ピーク需要に対応できる供給力や負荷周波数制御（LFC）調整力¹¹を確保する必要がある。系統 WG では、安定供給の観点から、設備仕様（最低出力等）や LFC 調整力を考慮し、並列が必要な発電所ユニットは LFC 調整力を確保した最低出力、それ以外は給電停止と設定している。

本検討では、基本的な考え方は系統 WG と同様、LFC 調整力を確保できる最低負荷運転を火力

¹⁰ 「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（再エネ特措法）」において、需要が少なく出力抑制が必要となる場合、電力会社は自らの火力等の出力抑制を先に行い、再生可能エネルギーを優先的に引き受けるよう義務づけられている。

¹¹ 数分～20 分程度の短周期の周波数変動に対する調整力

発電所の最低負荷運転を行うものと設定するが、最低負荷運転の設備容量は下記の算定式に従い、簡易に算出するものとする。

最低負荷運転の設備容量（万 kW）

$$= \text{必要とされる LFC 調整力 (万 kW)} \times (\text{最低火力発電負荷率 (\%)} / \text{LFC 調整力供給能力 (\%)})$$

LFC 調整力の設定パラメータについては、系統 WG での議論及び既存文献等に基づき、必要な LFC 調整力を電力需要の 2%、LFC 調整力供給能力（定格容量のうち LFC 調整に利用可能な容量）を 5%、LFC 調整力を保有可能な最低負荷率（定格容量に対する運転容量）を 60%と設定している。

表 4-2 火力発電の LFC 調整力に関する設定条件

設定項目	数値
必要とされる LFC 調整力	電力需要の 2%
LFC 調整力供給能力	定格容量の 5%
最低火力発電負荷率	定格容量の 60%

(e) マストラン電源の算定

地熱・原子力、一般水力、火力発電（最低負荷運転）は、電力の安定供給のため、原則として常時運転を行う電源であり、マストラン電源と呼ばれる。このうち、地熱・原子力、一般水力は、電源の特性上、原則として一定運転が行われるものと想定しており、固定的なマストラン電源となる。本試算においては、地熱・原子力が 428 万 kW、一般水力発電が 34 万 kW であり、合計容量は 462 万 kW である。これに対し、火力発電は需要の 2%の LFC 調整力を常に確保できる最低負荷運転を行うものと設定しており、需要の増減に伴い、最低負荷運転の容量も変動し得る（変動マストラン電源）。本試算では、需要によって 165 万 kW～365 万 kW の間で変動する結果となる。

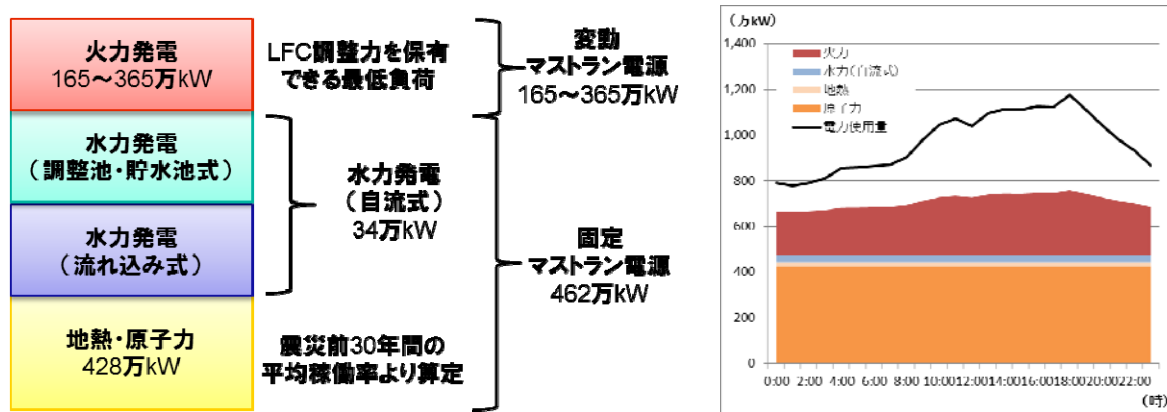


図 4-2 火力発電の LFC 調整力を考慮したマストラン電力の考え方(左)と試算例(右)

(f) 揚水式水力

揚水式水力発電設備は、通常は夜間の安価なベースロード電源を用いて、昼間の高負荷時間帯に発電を行う利用法が一般的である。しかし、太陽光発電が大量に導入され、昼間の余剰電力が生じている場合、電力会社は再エネ発電設備の優先給電の原則に則り、揚水動力で昼間帯の太陽光発電の余剰電力を吸収し、需要が供給力を上回る点灯時間帯や夜間時間帯等に発電を行う運用を行うと考えられる(図 4-3)。現に系統 WG における各電力の試算においても、揚水発電は上記に示す運用を行うものと設定されていることから、本検討においても、揚水発電が昼間の余剰電力吸収に用いられる運用を想定している。なお、揚水発電の揚水動力、発電容量、上池貯水量の各データは電力会社公表値を用いて設定している。

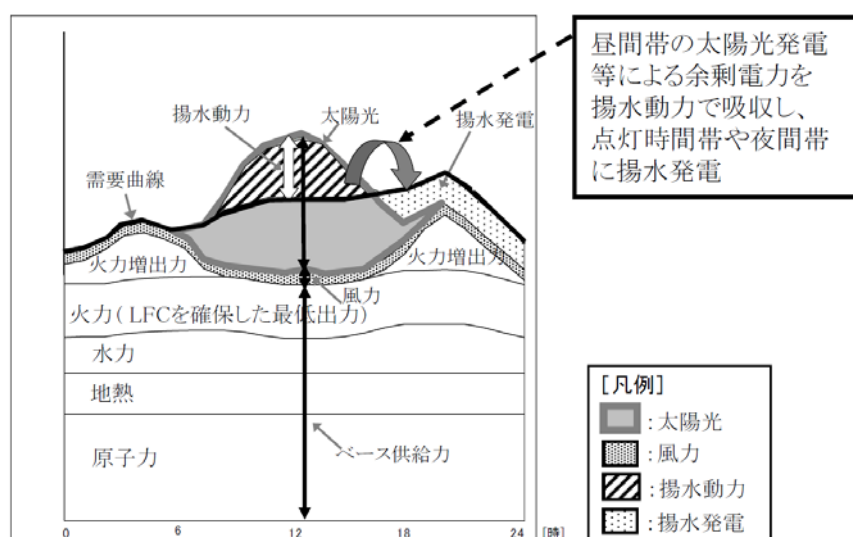


図 4-3 系統 WG における揚水式水力発電設備の運用方法

出典)「再生可能エネルギー接続可能量の算定結果について(系統 WG 資料)」

(g) 太陽光・風力発電所

太陽光発電（PV）、風力発電（WT）については、系統 WG での設定が電力会社の保有データに基づくものであり、同様のデータ入手が困難であった。このため、当研究会にて入手可能な発電量データとして、太陽光は実在の当該地区のメガソーラー発電所の実績発電量データ、風力発電はカリフォルニア州の公開している発電量データに基づき、地域内の発電量想定を行っている。なお、上記データは電力需要データと整合を取るため、2013 年 10 月～2014 年 9 月の 1 年間のデータを使用している。

また、太陽光発電と風力発電の導入量については、既存の電力会社公開データに基づき、表 4-3 の通り設定している。本試算では、今後の太陽光発電の導入量増加に伴う影響を明らかにするため、太陽光発電及び風力発電の既導入量は所与のものとし、太陽光発電の「新規導入量」については、後述する。

表 4-3 太陽光発電及び風力発電の導入容量

発電設備		導入容量
太陽光発電	既導入量	340 万 kW
	新規導入量	500 万 kW、600 万 kW ※後述の需給状況試算結果（図 4-5）より設定
風力発電	既導入量	80 万 kW

(h) 出力抑制

現行の再エネ特措法においては、下記の対応を行った上で、なお太陽光・風力の発電出力を加えた供給力が需要を上回ることが見込まれる場合に、500kW 以上の太陽光または風力について、年間最大 30 日間の無補償による出力抑制を行うことが可能とされている。

- ・ 自社発電設備（太陽光、風力、原子力、一般水力、地熱を除く）及び調達している電気の発電設備の出力抑制
- ・ 自社揚水発電設備の揚水運転
- ・ 卸電力取引所の活用

一方、系統 WG では、対象事業者すべてを一括して抑制するのではなく、最低限必要な出力抑制量に相当する事業者のみ抑制する設定としており（図 4-4 右図）、本検討においても同様の方針を採用している。しかし、各発電設備の容量を正確に把握することは困難であるため、設備認定データに基づき、500kW 以上の発電所の平均容量を算出し（表 4-4）、余剰電力発生維持に最低限必要な発電所のみ出力抑制を行い、出力抑制の延べ日数が 30 日間となるまで無償での出力抑制が行われると想定している。

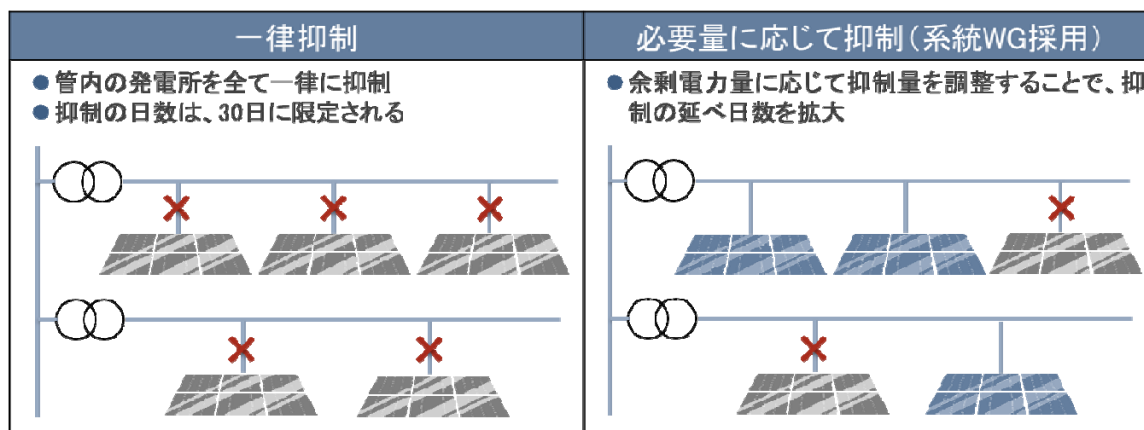


図 4-4 再エネ出力抑制方法の比較

表 4-4 当該地区における設備認定データ(既導入分を含む、2014 年 8 月末時点)

項目	数値
設備認定件数（500kW 以上）	4,785 ヶ所
設備認定容量（500kW 以上）	11,617 MW
1 件あたり平均設備容量	2,428 kW

出典：経済産業省「都道府県別認定・導入量」

(i) 電力需給状況の試算結果

上記の電力需要、各発電方式の設備データ及び運用方法、及び出力抑制の運用方法に基づき、本試算地域における電力需給状況を設定し、当該地域における太陽光発電の導入が進んだ場合の出力抑制電力量及び出力抑制日数（発電設備当たりの延べ日数）の試算を行った結果を図 4-5 に示す。

本試算結果では、太陽光発電の新規導入量が 400 万 kW 以下の場合、現行の再エネ特措法上のルールである「30 日以内の無補償の出力抑制」のみでの対応が理論的には可能と考えられる。一方、新規導入量が 400 万 kW を超えた場合には、発電所あたりの延べ出力抑制日数が 30 日を超え、補償対象となる出力抑制量が著しく増加するため、余剰電力対策が必要となることが示唆される。

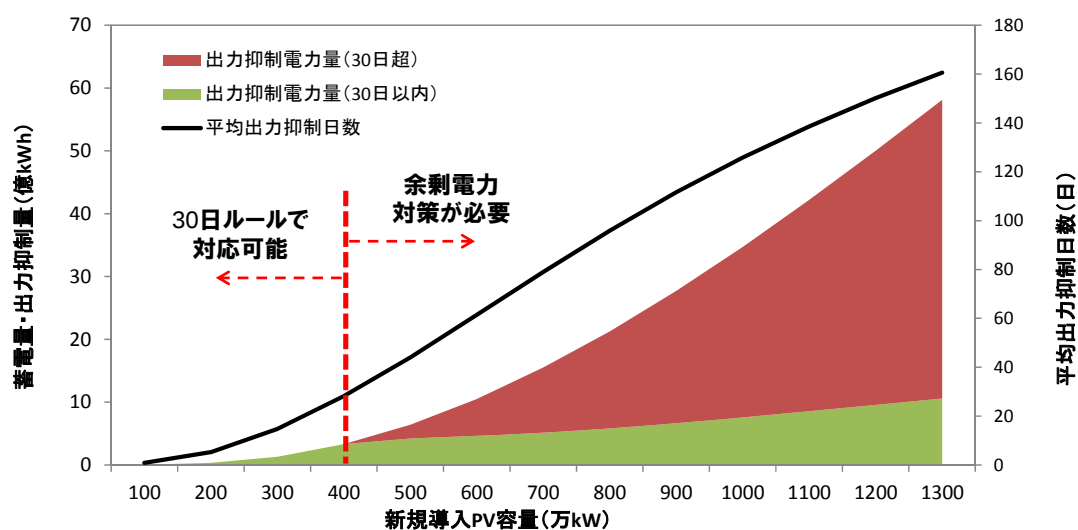


図 4-5 太陽光発電の新規導入量と余剰電力に対する出力抑制の関係

(2) リソースアグリゲータの前提条件

(a) リソースアグリゲータの費用

リソースアグリゲータの構築、及び運用に係る費用として、次の項目を検討した。

- ・ イニシャルコスト…蓄電システム、制御システム、通信システム
- ・ ランニングコスト…人件費、通信費、運用保守費（蓄電システム、制御システム）

これらの費用金額、及び算出方法は表 4-5 の通りである。

(b) リソースアグリゲータの収入分析

リソースアグリゲータの収入として、前述 3-2 のビジネスモデルでの検討に基づき、以下を検討した。

- ・ 再エネ発電事業者からの収入
- ・ 需要家からの収入
- ・ 電力小売事業者からの収入

上記の各顧客に提供するサービス内容、収入水準及び算出方法は表 4-6 の通りである。

なお、③-2 計画発電量設定サービスについては、3-2 節で前掲の通り、現時点では同時同量制度に係る制度設計の詳細が不明であることから、本検討では経済合理性試算の対象外としている。

表 4-5 リソースアグリゲータの費用分析

分類	項目	想定費用
イニシャルコスト	蓄電池	メーカーへのヒアリング等に基づき、現状の価格水準及び今後の価格低減を考慮し、以下の2ケースを設定。 ・現状価格ケース：10 万円/kWh ・価格低減ケース：7.5 万円/kWh
	制御システム	八戸マイクログリッド ¹² の実績（4,000 万円程度）を考慮し、数倍の2 億円（0.1 億円/年）と設定
	通信システム	インターネット回線を利用するとして、イニシャルコストは無視
ランニングコスト	人件費	既存新電力の体制事例を踏まえて、50 人体制として、5 億円/年
	通信費	500 円/月/件
	制御システム 運用保守費用	大手ベンダーのソフトウェア保守サポート利率を踏まえ、イニシャルコストの20%（0.4 億円/年）と設定
	蓄電池運用保守 費用	八戸マイクログリッドの実績（イニシャルコストの約1%）を踏まえ、イニシャルコストの2%と設定
出力抑制の補償コスト		30 日以上出力抑制に対して 36 円/kWh

表 4-6 リソースアグリゲータの収入分析

顧客	サービス内容	収入水準	算出方法
再エネ発電事業者	①ー1 余剰電力蓄電サービス ①ー2 出力抑制に対する補償サービス	2,000 円/kW ～4,000 円/kW ※PV 導入量によって変化	発電事業者が余剰電力対策のために必要なコスト（①、②）の回避分の半額をサービス料として徴収する ①：30 日以上出力抑制による損失 ②：余剰電力吸収用の蓄電池導入コスト
需要家	②ー1 需要家に対するエネマネサービス ②ー2 蓄電池のレンタルサービス	450 円/kWh/月 （蓄電池容量）	・需要家設置に 10kWh の蓄電池を導入し、うち50%をオペレータ主導で制御、50%を需要家側で制御すると想定 ・kWh あたりの単価を既存事例の半額程度とし、蓄電池容量に対して 450 円/kWh/月と設定
小売事業者	③ー1 電力の販売仲介 （③ー2 インバランスリスクの低減）	2 円/kWh （販売電力量）	リソースアグリゲータが一括して電力販売を仲介できることから、ここでは2 円/kWh のプレミアムを付けて買い取る新電力が存在すると仮定

¹² 「新エネルギー等地域集中実証研究 八戸市 水の流れを電気で返すプロジェクト（NEDO）」平成20年3月

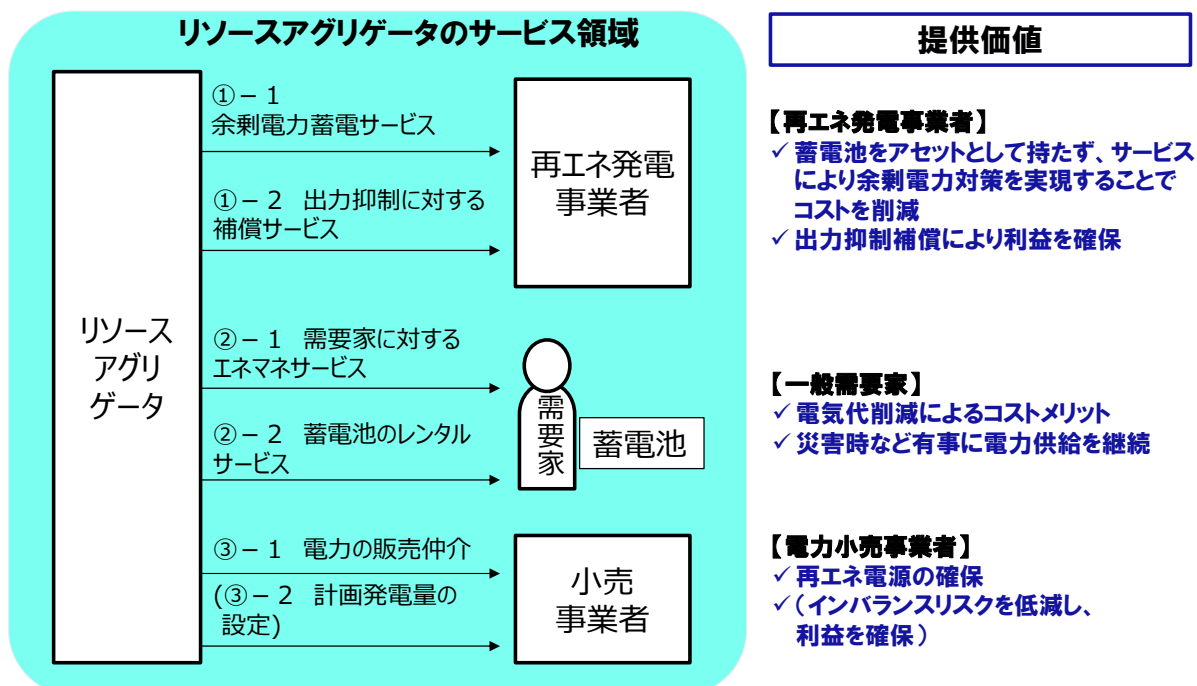


図 4-6 リソースアグリゲータのビジネスモデル(再掲)

i) 再エネ発電事業者からの収入

前述の通り、本試算条件においては、太陽光発電設備の新規導入量が 400 万 kW を超える水準となった場合、30 日超の出力抑制が生じる。このケースにおいて、現在新エネ小委等で検討されている「出力制御上限値の見直し」もしくは「指定電気事業者制度の適用」が行われた場合、『30 日超の出力抑制』に対しても補償が行われず、事業者コストが増加する恐れがある。これは事業採算性の低下につながるだけでなく、出力抑制日数の増減によって事業性が左右されるため、いわゆる事業収支の「予見性」の低下を招き、事業ファイナンスの観点からも好ましい状況ではない。

図 4-7 に太陽光発電の新規導入量に対する 30 日超の出力抑制による追加コストの試算結果を示す。500 万 kW 導入時では年間 2,000 円/kW、600 万 kW 導入時では年間 4,000 円/kW の追加コストが生じると想定される。

リソースアグリゲータは、発電事業者に対して①-1 余剰電力蓄電サービス及び①-2 出力抑制に対する補償サービスを提供し、30 日超の出力抑制による損失を回避する代わりに、サービス料を徴収する。サービス料の水準は、想定追加コストの約半分の 2,000 円/kW/年 (500 万 kWh) 及び 4,000 円/kW/年 (600 万 kWh) と設定する。発電事業者はリソースアグリゲータのサービスを利用することにより、追加コストの低減と、コスト安定化による事業収支の予見性の向上、というメリットを享受することが可能である。

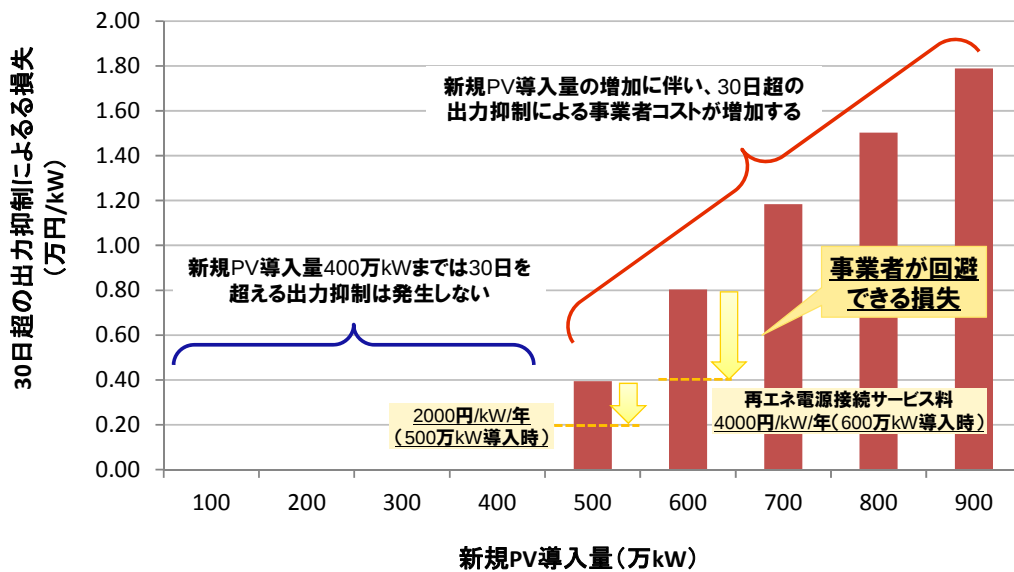


図 4-7 太陽光発電の新規導入量と出力抑制による追加損失額

ii) 需要家からの収入

リソースアグリゲータは、需要家サイドに設置した蓄電池を用いて、②－1 エネマネサービス②－2 蓄電池レンタルサービスを提供し、エネルギーコスト削減分を原資としてリース料を徴収する。類似のビジネスは既に実施されており、例えば ONE エネルギー(株)では 5.53kWh のリチウムイオン電池を月々5,900 円(税抜)で 10 年間レンタルを行う蓄電システムレンタルサービスを展開している。本検討では、蓄電池を需要家側に設置し、10kWh あたり 4,500 円/月(450 円/kWh/月)のリース料を得ることを想定する。

設置する蓄電池のうち、半分をエネマネサービス等に活用し、残りを余剰電力の蓄電に用い、すなわち一つの電池をハイブリッドに活用する。

iii) 小売事業者からの収入分析

リソースアグリゲータは③－1 電力の販売仲介サービスにより、発電事業者から調達した再エネ発電電力を小売事業者に対して販売する。小売事業者は再エネ電源の確保及び再エネ由来の電力を安定的に調達可能であるというメリットを享受できる。再エネ発電電力は、出力変動は大きいものの、実質回避可能費用で調達可能な電源であり、既に太陽光発電の電力購入価格に+1 円程度のプレミアムを付けて購入する新電力(Power Producer and Supplier, PPS)も多数存在している。本試算では蓄電池による安定化の効果も加味し、2 円/kWh の付加価値を加え、小売業者に売電することが可能であると設定する。

なお、本検討では価値が曖昧であるため、経済合理性検証の対象としてないものの、リソースアグリゲータが設置した蓄電池を用いたインバランス調整の価値を小売業者に提供(③－2 計画電力量の設定)できれば、更なる電力の高付加価値化も可能と考えられる。

4-2 リソースアグリゲータの収支分析

前節までに設定したビジネスモデル及び前提条件に基づき、リソースアグリゲータの収入及び支出を算出し、経済的に成立する可能性を検討する。

(1) 前提条件の整理

(a) ケース設定

本試算では、太陽光発電の新規導入量及び蓄電池価格、導入量により、表 4-7 に示すケース設定を行う。

新規の太陽光発電導入量は、前述の需給状況分析に基づき、30 日を超える出力抑制が生じる 500 万 kW、600 万 kW の 2 ケースを設定する。このうち、太陽光発電導入量に対するリソースアグリゲータのシェアは 10%と仮定する。また、蓄電池価格は、メーカーへのヒアリング等に基づき、現状価格ケース 10 万円/kWh、価格低減ケース 7.5 万円/kWh と設定する。

なお、蓄電池導入量は、メーカー等の生産体制、その他の条件により大きく異なる。ここでは、現在のメーカーの生産体制を考慮し、生産能力を年間 15 万 kWh～60 万 kWh と想定、500 万～600kW の太陽光発電の導入に少なくとも 2 年とはかかるとして、現状価格ケースでは 30 万 kWh（年間 15 万 kWh）、価格低減ケースでは 120 万 kWh（年間 60 万 kWh）と設定する。

表 4-7 経済合理性試算のケース設定

ケース	新規 PV 導入量	リソースアグリ ゲータのシェア	蓄電池価格	蓄電池導入量
ケース 1	500 万 kW	10%（50 万 kW）	現状価格：10 万円/kWh	30 万 kWh
			価格低減：7.5 万円/kWh	120 万 kWh
ケース 2	600 万 kW	10%（60 万 kW）	現状価格：10 万円/kWh	30 万 kWh
			価格低減：7.5 万円/kWh	120 万 kWh

(b) 収入・支出条件の整理

4-1 節で示したリソースアグリゲータ事業に関する収入と支出項目について、表 4-8 に再整理を行う。収入①の再エネ発電事業者向けサービスについては、太陽光発電の導入量に応じて、価格を変更している（図 4-7 参照）。また、支出項目では、(a)のケース設定に従い、蓄電池コストを 10 万円/kWh、7.5 万円/kWh の 2 ケースを設定している。

表 4-8 リソースアグリゲータの収入、支出条件

分類	項目		水準
収入	①－1 余剰電力蓄電サービス		2,000 円/kW（ケース 1）
	①－2 出力抑制に対する補償サービス		4,000 円/kW（ケース 2）
	②－1 需要家に対するエネマネサービス		450 円/kWh/月（蓄電池容量）
	②－2 蓄電池のレンタルサービス		
	③－1 電力の販売仲介		2 円/kWh（販売電力量）
支出	イニシャル コスト	蓄電池	現状価格ケース：10 万円/kWh 価格低減ケース：7.5 万円/kWh （寿命：20 年）
		制御システム	0.1 億円/年（2 億円/20 年）
	ランニング コスト	人件費	5 億円/年
		通信費	500 円/月/件
		制御システム 運用保守費用	0.4 億円/年（イニシャルの 20%）
		蓄電池運用保守費用	イニシャルコストの 2%
	出力抑制の補償コスト		36 円/kWh （30 日以上出力抑制分に対して）

③ 試算結果

(a) ケース 1（新規 PV 導入量 500 万 kW）

新規の太陽光発電導入量 500 万 kW（リソースアグリゲータの顧客：50 万 kW）のケースでは、蓄電池価格が 10 万円/kWh（導入容量 30 万 kW）の場合、年間収入は合計 36 億円、支出は 32.4 億円となり、3.6 億円の収益確保が可能であることから、リソースアグリゲータ事業の経済合理性が示された。また、蓄電池価格の低減（7.5 万円/kWh）、導入容量の拡大（120 万 kWh）により、収入 85.1 億円、支出 76.5 億、収益 8.6 億円となり、更なる市場拡大の可能性が示された。

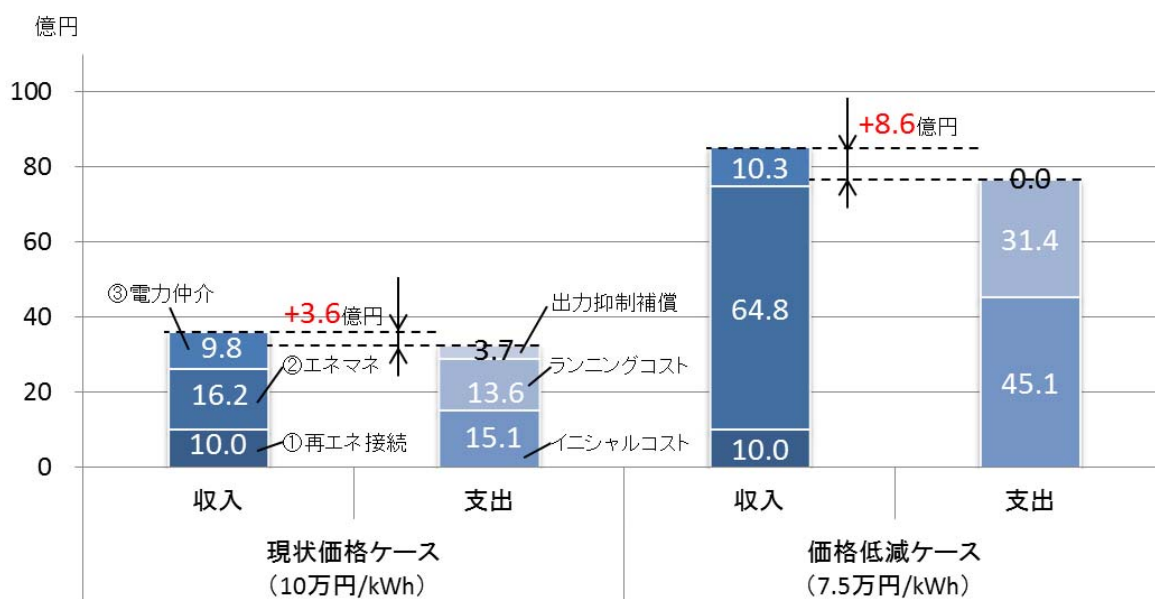


図 4-8 新規 PV 導入量 500 万 kWh のリソースアグリゲータの収支試算結果

(b) ケース 2 (新規 PV 導入量 600 万 kW)

新規の太陽光発電導入量 600 万 kW (リソースアグリゲータの顧客: 60 万 kW) のケースでは、太陽光発電の増加に伴い出力抑制量が増加するため、この補償に伴う支出が増加する一方、ケース 1 と比較して再エネ発電事業者からのサービス料が 4,000 円/kW へと上昇するため、①の収入が増加する。このため、蓄電池価格が 10 万円/kWh (導入容量 30 万 kW) の場合、年間収入は合計 51.3 億円、支出は 45.7 億円、5.6 億円の収益となり、リソースアグリゲータ事業としての経済合理性が示される結果となった。また、蓄電池価格 7.5 万円/kWh (導入容量 120 万 kW) の場合には、収入の増加は同様である一方、蓄電池容量の増加により出力抑制量を大幅に抑えることが可能であることから、支出の増加が抑えられる結果、収入 100.6 億円、支出 78.7 億となり、収益は 22 億円へと大幅に増加する。

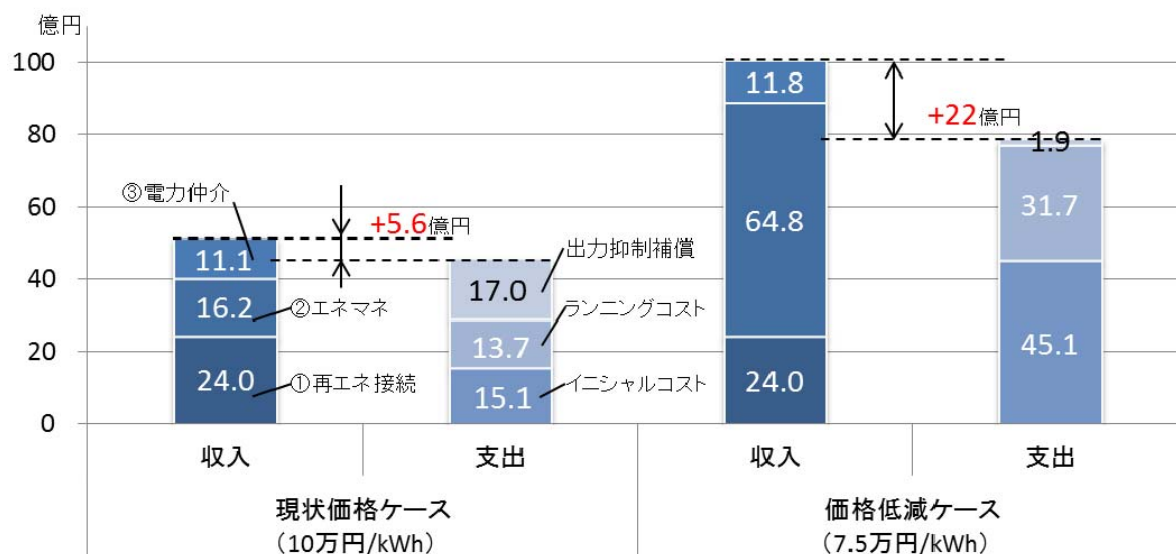


図 4-9 新規 PV 導入量 600 万 kWh のリソースアグリゲータの収支試算結果

④ 経済合理性試算の結果と考察

以上に示した通り、30 日を超える出力抑制が生じうる新規太陽光発電の導入量 500 万 kW 及び 600 万 kWh において、リソースアグリゲータ事業の経済合理性を示した。また蓄電池価格の低減と導入容量の拡大に伴う市場拡大が可能であることを示した。

一方、本試算結果はあくまで仮定に基づく検討であり、以下の点については更なる検討が必要と考えられる。

(a) 蓄電池設置需要家の検討

本試算では、10kWh の蓄電池を需要家へ設置し、蓄電池レンタルサービスによる収入を得ることを事業の前提としている。仮に 1 需要家あたり 10kWh の蓄電池を設置すると仮定すると、本試算における蓄電池導入量 30 万 kWh、120 万 kWh ではそれぞれ 3 万軒、12 万軒の需要家への蓄電池設置が必要となる。これらの需要家確保の可能性検討、及びその際の蓄電池レンタル、エネマネサービスの対価（現状は 4,500 円/月/軒）の設定については、詳細な検討が必要と考えられる。

(b) 追加的な付加価値サービスの検討

今後、電力システム改革の制度設計において、日本のインバランス清算の仕組み等の詳細検討が行われると考えられる。本試算では考慮していないが、需要家設置蓄電池の新たな付加価値となり可能性を秘めているサービスであり、今後の制度設計を踏まえた検討が必要と考えられる。

(c) FIT 制度改訂の影響に対する検討

FIT 制度については、太陽光発電システムのコスト低減などの進展に応じて、制度の見直しが行われている。例えば太陽光発電システムからの買取価格が下がることにより、本研究会で検討したビジネスモデルの事業収支は図 4-10 に示すように悪化していく。

一方で、2-3 節でも述べたように、太陽光発電システムの価格低下に加えて、蓄電システムの価格低下も確実に進展ししてきている。事業収支の検討においては、FIT 制度における買取価格に加えて蓄電システムの価格の影響も大きく、また各種サービスへの対価の設定など種々のパラメータが影響する。

そのため、今後の FIT 制度における買取価格の低下等を睨み、引き続き蓄電システムのコスト低下を進めて行くと共に、上記(a)、(b)に示した点も含めてサービスおよびサービスフィーの詳細検討が必要と考えられる。

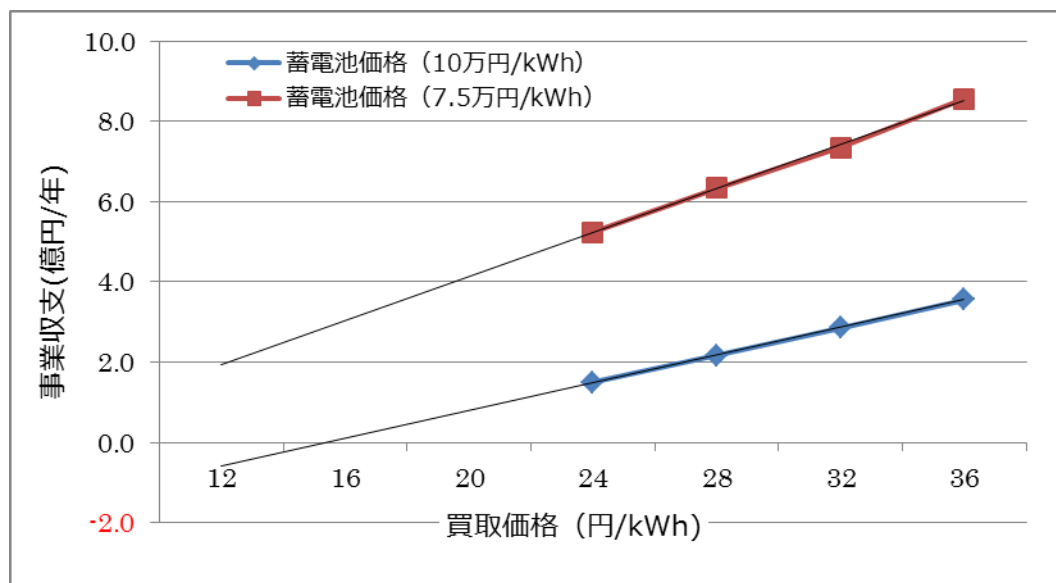


図 4-10 新規 PV 導入量が 500 万 kW の時の買取価格と事業収支との関係

<参考：30 日以内の出力抑制回避サービス検討>

本試算では、30 日を超える出力抑制分に対して、蓄電池による余剰電力吸収サービス及び出力抑制の補償サービスを提供するビジネスモデルを提案している。一方、現在新エネ小委では、連系制約緩和のための対策として、「出力制御対象の拡大」「出力制御上限値の見直し（日単位⇒時間単位）」等の対策が検討されており、無補償の出力抑制が拡大する可能性がある。このため、リソースアグリゲータの蓄電池を用いて、無補償の出力抑制電力を吸収し、発電事業者が得る利益の一部をサービス料として受け取るビジネスモデルも考えられる。

ここでは、無補償（30 日以内）の出力抑制分をリソースアグリゲータの蓄電池に吸収することで、発電事業者が得る吸収分×36 円/kWh の利益のうち、15 円/kWh をリソースアグリゲータに支払うスキーム（すなわち実質 21 円/kWh で買取）について、リソースアグリゲータの経済合理性の分析と発電事業者の追加利益の検討を行った。

表 4-9 に示す通り、無補償（30 日以内）の出力抑制のみが生じる太陽光発電の新規導入量 400 万 kW において、10 万 kWh の蓄電池を導入した場合、上記スキームによるリソースアグリゲータの成立可能性が示された。また、このときの発電事業者の追加利益は 260 円/kW/年となり、総収入の約 0.65%が上乗せされる結果となる。

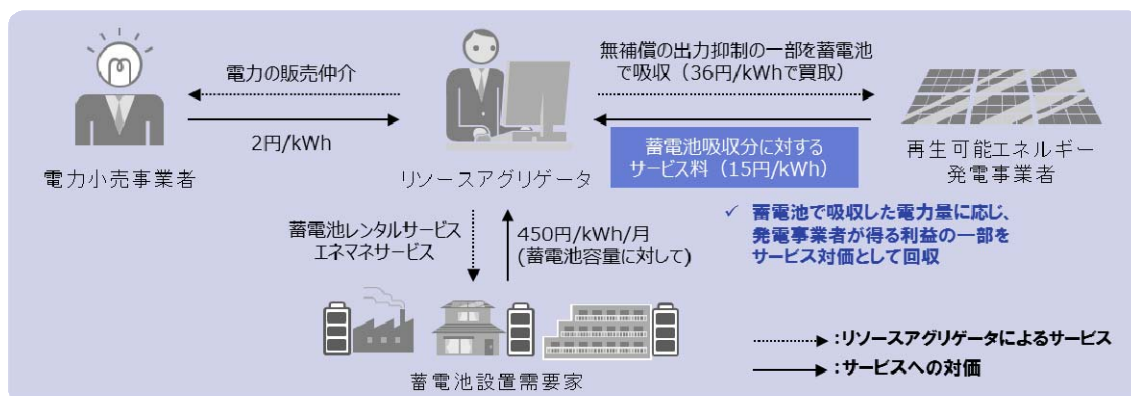


図 4-11 無補償の出力抑制回避サービス(案)の概要

表 4-9 経済合理性試算のケース設定と試算結果

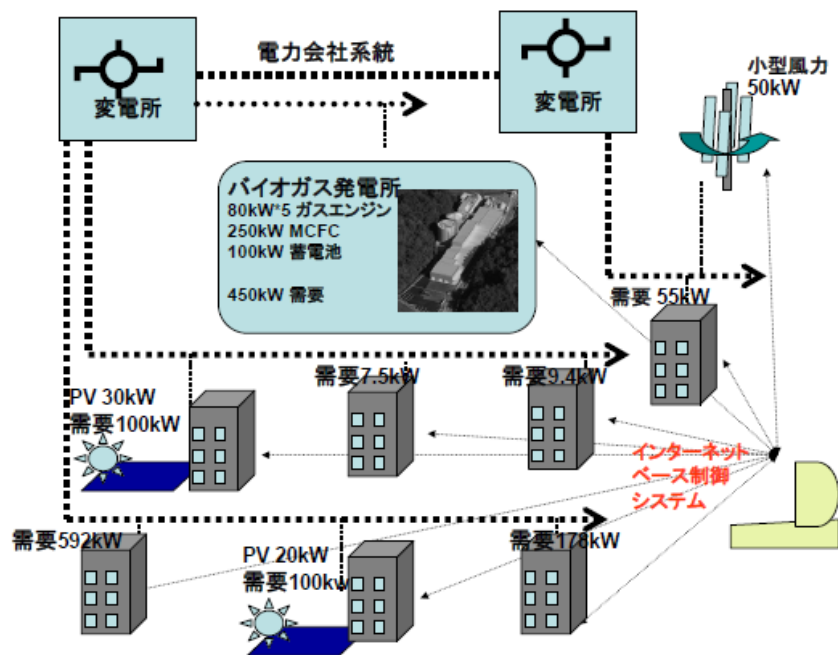
分類	項目	水準
前提条件	新規 PV 導入量	400 万 kW ※無補償の出力抑制のみ
	リソースアグリゲータシェア	10%（40 万 kW）
	蓄電池導入量	10 万 kWh
リソースアグリゲータの収益	収益：1.0 億円 （収入：14.2 億円、支出：13.2 億円）	
参考）発電事業者の利益	約 260 円/kW ※1MW の設備で年間 32 万円、収入の約 0.65%	

5. リソースアグリゲータを支える技術

本章では、リソースアグリゲータが提供する各サービスを実現する上で利用される技術、及びサービス普及のための技術的な課題について整理する。リソースアグリゲータは、自身の管理するサービス領域の蓄電池や需要家機器の電力需要、及び再エネ電源の発電量を遠隔から統合制御することで表 3-1 で示した以下の 3 つのサービスを実現する。

- ① 再エネ発電事業者への発電抑制補償や余剰電力蓄電による「再エネ電源接続サービス」
- ② 需要家への電気料金削減や DR 及び BCP に対応した「エネルギーマネジメントサービス」
- ③ 電力小売事業者へのインバランス調整を含む「再エネ電力の仲介サービス」

リソースアグリゲータによるビジネス形態の先駆けと位置づけられるシステム実証として、平成 15～19 年度の 5 年間にわたり、図 5-1 に示す「京都エコエネルギープロジェクト (KEEP)」が実施されている。同プロジェクトでは、複数の発電源と需要家を統合管理・制御し、仮想的な電力自立システムを形成し、システム内における電力需給バランスの実現を目指した。実証において、既存の配電網を用い、10 数 km の範囲に分散する、太陽光発電 2 箇所 (20kW、30kW)、風力発電 1 箇所 (50kW)、及び需要施設 7 箇所の電力変動をガスエンジン発電機 (80kW×5 台) と燃料電池 (250kW)、二次電池 (100kW×30 分) により補償、汎用通信回線 ADSL・ISDN を用い 10 秒周期でのデータ計測・制御により、5 分 3% 同時同量を実現している。



出典：NEDO 「NEDO におけるスマートグリッドと系統連系実証（次世代エネルギー産業会議資料）」

図 5-1 京都エコエネルギープロジェクト (KEEP)

再エネ電源の容量や全電源に占める割合が小さく、リソースの数や分散性も限定された実証であるが、リソースアグリゲータの将来システムを示唆する重要な実証と言える。このような過去に行われた実証及び技術論文等を参考にし、リソースアグリゲータのサービス実現を支える技術をまとめた。

図 5-2 にリソースアグリゲータ・プラットフォームと要素技術を示す。また、表 5-1 に各サービスに該当する要素技術とサービス普及のための課題を示す。なお、各サービスに共通で使用される機器として PCS に代表されるインバータ機器が挙げられ、再エネ電源や分散蓄電池が大幅に導入される「ゼロエミッション時代」に対応したインバータ制御技術も含めている。

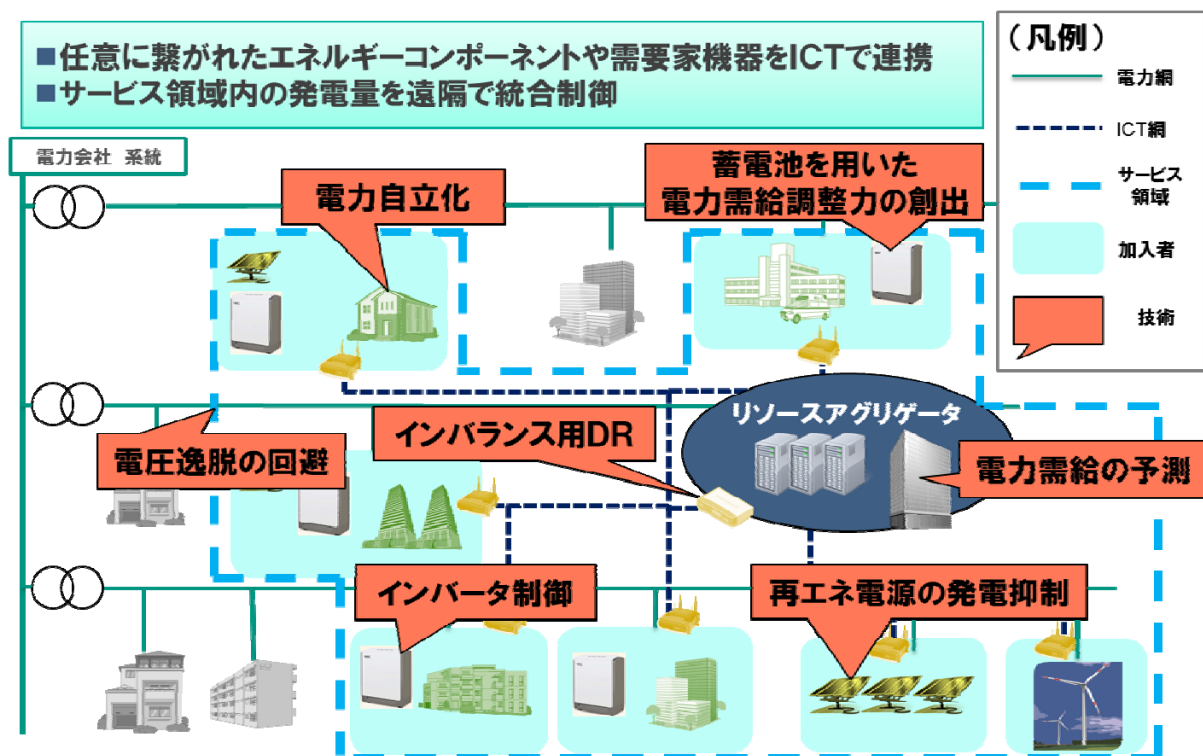


図 5-2 リソースアグリゲータのサービスを支える技術

表 5-1 リソースアグリゲータの提供サービスと技術

提供サービス	技術項目	従来技術	開発・検証項目
①再エネ電源の 接続サービス	再エネ電源の 発電抑制技術	・年30日の発電抑制	・公平な抑制制御 ・発電抑制量の低減
	蓄電池を用いた 電力需給調整力の 創出技術	・系統蓄電池の 集中／自律分散制御 ・M2M通信	・需要家蓄電池群を用いた リアルタイム同期制御 ・蓄電池群全体の最適制御 ・最適な通信技術の選定 ・規格化や制度作り
	電圧逸脱の回避技術	・FACTS等による 系統側の対策	・系統側技術と 需要家側技術の最適連携
②エネルギー マネジメント サービス	DR技術	・料金型／インセンティブ型DR	・制御性と利便性の両立技術 ・規格化や制度作り
	電力自立化技術	・機器構成やエリアが 固定された電力自立	・スケラブルな自立化技術の確立
③再エネ電力の 仲介サービス	電力需給の 予測技術	・再エネ予測誤差10~20%	・予測誤差の低減 ・ランプ予測
	インバランス用 DR技術	・料金型／インセンティブ型DR	・制御性と利便性の両立技術 ・規格化や制度作り
サービス 共通の機器	ゼロエミッション 時代のインバータ技術	・CVC制御 ・PQ制御	・インバータによる同期化力の実現

5-1 再生可能エネルギー発電事業者への再エネ電源接続サービスに関する技術

(1)再エネ電源の発電抑制技術

再エネ電源の発電抑制は、日本では500kW超、ドイツ等では100kW超の大容量電源に対して、電力会社により既に実施されている。表 5-2 に現在の国内外の発電抑制手法を整理したものを示す。日本では電話等による抑制が実施されているが、ドイツやスペインでは既に双方向通信により実施されている。日本においても、2011 年度に 33 法人が参加して、経済産業省補助事業「次世代型双方向通信出力制御実証事業」が実施され、青森県六ヶ所村に各社が太陽光発電用 PCS を持ち寄り、双方向通信を用いた PCS の遠隔制御により発電抑制の手法が検証された。その結果を踏まえて、2014 年には国内の電力会社から図 5-3 のような双方向通信を用いた仕組みが提案され、提案手法を導入する方向で制度面の検討が進められている。これらの発電抑制は、日本では年間 30 日以内の抑制は無補償であり、ドイツ、スペインも基本的には無補償となっている。

従来、このような再エネ発電の抑制は電力会社自身が実施してきたが、今後は再エネ電源の増加に伴い、抑制対象電源数が膨大となるため、リソースアグリゲータが請け負う可能性がある。つまり、電力会社からの発電抑制指示に基づき、自身の契約する再エネ発電事業者の発電抑制を代行することが予想される。

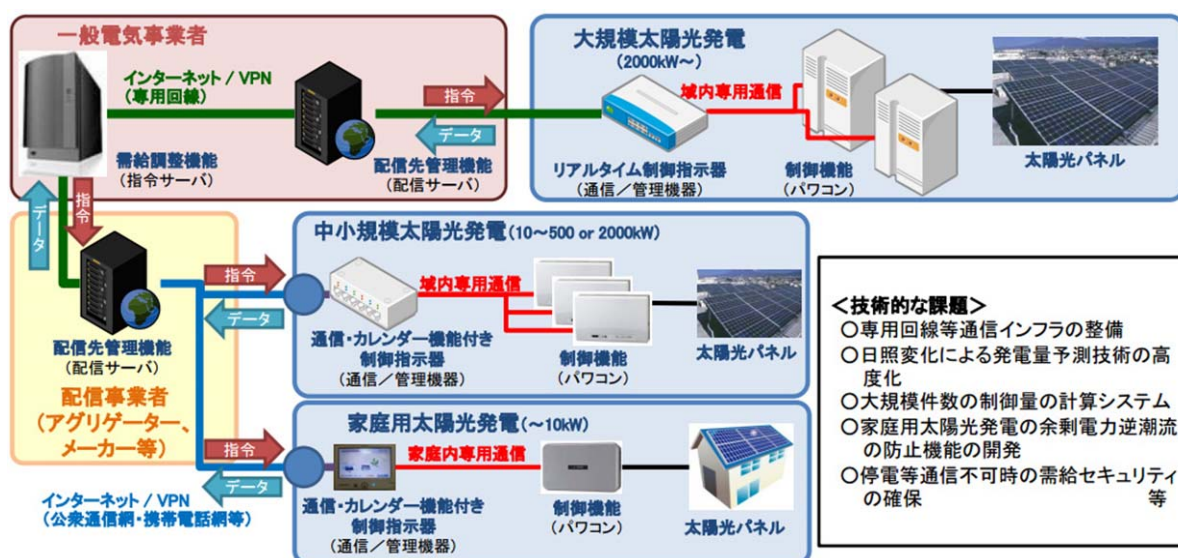
その際のサービスとして、年間 30 日を超える発電抑制に対しては、適宜再エネ発電事業者に補償を実施する。よって、無補償の年間 30 日以内の発電抑制の実施については、再エネ発電事業者間での抑制の公平性が課題となり、補償する年 30 日を超える発電抑制については、可能な限りの発電抑制量低減が課題となる。発電抑制量の低減には、リソースアグリゲータが需要家にリースしている蓄電池への充電が一つのソリューションとなるが、託送料や送電損失を考慮し、再エネ

電源と蓄電池との電力的経路を最小化する等の最適制御を行う必要がある。

表 5-2 国内外の再エネ発電抑制手法

国名	日本	ドイツ		スペイン
対象電源	500kW 以上	100kW 超	100kW 以下	100kW 超
システム概要	電話等で依頼	双方向通信	長波ラジオ レシーバーで 一方向通信	双方向通信
補償	30 日以下無補償 30 日超は有償	局地的対策による抑制は補償 全系的対策による抑制は無補償		原則無補償
制度面	2014 年 12 月に対 象見直しを発表	2009 年の再エネ法 改正より義務化	2012 年の再エネ法 改正より義務化	2007 年の政令に より義務化

出典：資源エネルギー庁 「再生可能エネルギー電源別の課題と推進策について（系統 WG 資料）」



出典：資源エネルギー庁 「新たな出力制御システムの活用によるバランスの取れた再生可能エネルギーの導入について（案）（系統 WG 資料）」

図 5-3 日本における次世代の再エネ発電抑制手法

(2)蓄電池を用いた電力需給調整力の創出技術

再エネ電源の増加に伴う電力需給変動への対策として、リソースアグリゲータが電力会社の要求に基いて、調整力を提供することが再エネ電源接続サービスとなる可能性がある。表 5-3 にリソースアグリゲータに求められる電力需給調整力の代表的な項目を示す。電力需給調整力を提供する技術としては DR 技術が該当し、従来の一般電気機器の電力需要抑制等の手法は有効であるが、リソースアグリゲータがリース契約している需要家に設置された多数の蓄電池を用いる手法もリソースの有効活用の点から重要である。

表 5-3 リソースアグリゲータに求められる電力需給調整力

項目	概要
節電／需要創出	ピーク需要時や余剰電力発生時に需要家の電力需要を削減/創出する。
遮断可能負荷	緊急（系統内事故等の不測事態発生）時に、需要家の負荷を削減・遮断する。 現在の随時調整契約と同等。
周波数調整	電力会社等からの要請に応じて周波数調整電源と同様のリアルタイム性で、 需要家の需要を調整する。
瞬動予備力	系統内の電源が停止する等の緊急時に即座に対応し、需要家が負荷を削減する ことで、電力需給のインバランスを解決する。
待機予備力	瞬動予備力程の瞬時性は必要ないが、電力会社等からの要請に応じて、数分 間で負荷を削減し、電力需給のインバランスを解決する。

表 5-3 の周波数調整は発電所におけるガバナフリーや LFC といった機能に該当する。周波数調整にはリアルタイム性や同期性が求められ、蓄電池を用いて提供する調整力として、技術的に最も困難な調整力である。これまでも少数の系統用蓄電池を用いた集中制御や系統周波数等の自端情報を用いた自律制御が報告されているが、リソースアグリゲータが周波数調整力を提供するためには、多数の需要家の蓄電池を統合制御する必要があり、集中制御では増加する蓄電池への対応は困難である。また、自律制御では制御信頼性を担保することが難しく、蓄電池群全体の最適制御もできない。

これらの課題を解決するソリューション候補として、図 5-4 に示すような階層協調制御スキームをベースとする仮想統合制御技術が提案されている。当該技術は、クラウド側からのリモート制御と蓄電池側のローカル制御の 2 階層の制御ループで構成される制御スキームである。クラウド側からの制御では、電力の需給調整に必要な電力量と各蓄電池の状態等の情報に応じて、10 数分間隔で各蓄電池に充放電の分担を割り当て、蓄電池側の制御では周波数等の蓄電池側で収集・計測できる情報を用い、充放電分担に応じて秒程度以下の周期で充放電を制御する。これにより、蓄電池群全体を仮想的に一つの大容量蓄電池と同等に取り扱うことが可能となり、蓄電池群全体

でのリアルタイム・同期制御による調整力を提供できる。

ただし、リソースアグリゲータが系統への調整力として発電所級の数 10～数 100 万キロワットを確保するには、制御する蓄電池は数 10 万台以上を想定する必要がある。そのため、クラウドと需要家側蓄電池間で情報を送受信する通信手法についても最適な通信技術を選定しなければならない。

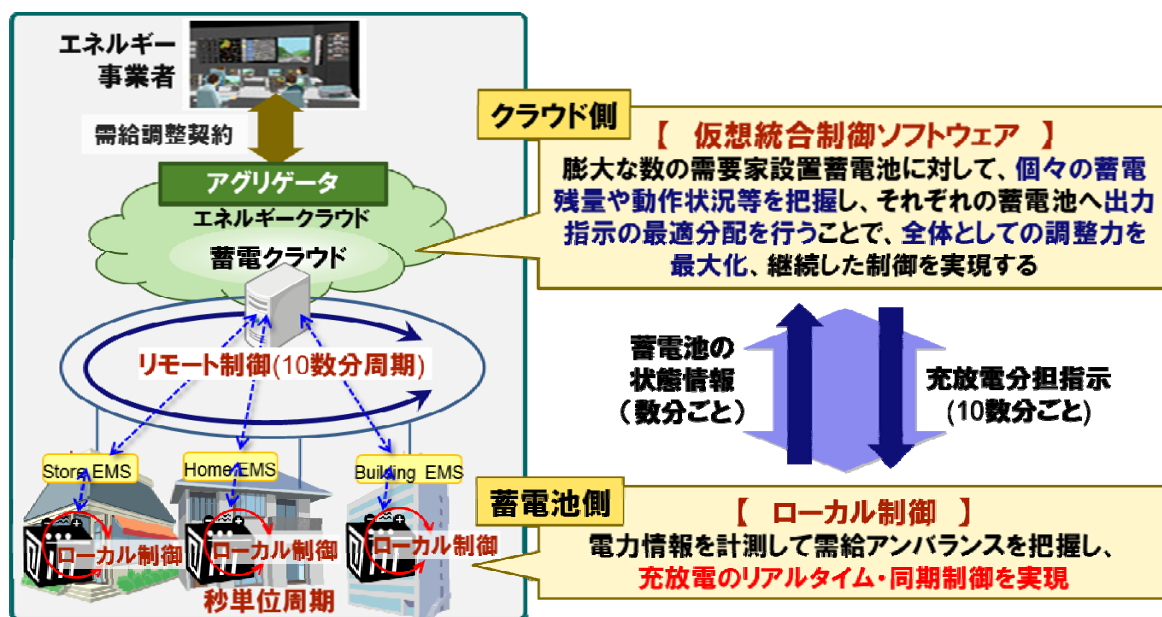


図 5-4 仮想統合制御技術/階層協調制御スキームの概念図

通信技術の選定については、膨大な数のセンサや端末を制御する M2M (Machine-to-Machine) 向けの表 5-4 に示すような通信技術を参考に検討することが有効である。その際、a) 通信プロトコルの汎用性（標準化）、b) 端末数の増加に伴う通信負荷の増大や優先制御の複雑化、c) サイバーセキュリティの観点も含めて検討する必要がある。

表 5-4 M2M 向け通信プロトコル例

項目	HTTP	XMPP	MQTT	CoAP
標準化状況	RFC 規定済	RFC 規定済	策定中	策定中
通信方式	Server/ Client	Server/ Client	Publish/ Subscribe	Server/ Client
ヘッダ サイズ [B]	50～	50～	2～8	4
データ形式	テキスト	テキスト	バイナリ	テキスト
QoS	無し	無し	3 段階	2 段階
主に使われる 下位プロトコル	TCP	TCP	TCP	UDP

リソースアグリゲータが需要家側蓄電池を制御するにあたり、専用通信線を利用することはコスト増を招くため、公共ネットワークの利用が現実的である。そのため利用する通信プロトコルは、通信不可能の状況を避けるため、できるだけ汎用性の高いものを選択すべきである。例えば Web コンテンツの送受信に使用される HTTP (Hypertext Transfer Protocol)、Web メッセージャーに使用される XMPP (Extensible Messaging and Presence Protocol) が挙げられ、これらは既に標準化された通信プロトコルである。

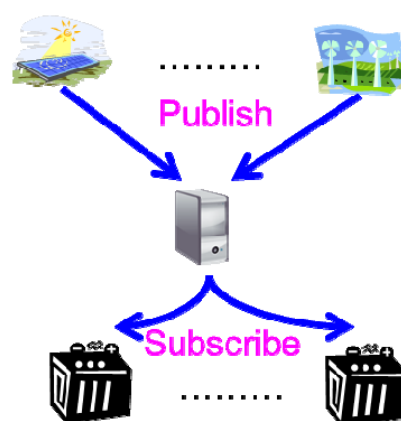
一方、膨大な端末との情報送受信で HTTP 等を使用すると、サーバやネットワークへの負荷が増大し、制御の遅延が発生するという問題がある。図 5-5(a)に示す HTTP の通信方式は、クラウド上のサーバが各端末（クライアント）からデータを収集して集中的に制御を行う Server/Client モデルであるが、図 5-5(b)に示す MQTT (MQ Telemetry Transport) は、データ送信側と受信側が非同期に通信を行うことで通信負荷の軽減を狙った、Publish/Subscribe モデルであり、近年注目されている。

その他に、HTTP を簡略化した CoAP (Constrained Application Protocol) も通信負荷を軽減可能な通信プロトコルであるが、一般に十分浸透しているとは言い難く、CoAP は UDP を使用することから、広域ネットワークで使用するには工夫が必要となる。

現状では全ての状況に対応する最適な通信手法は無く、標準化活動の状況を鑑み、制御対象の規模や場所によって適宜選択する必要がある。



(a) HTTPによる通信の一例



(b) MQTTによる通信の一例

図 5-5 通信方式の比較

以上のように、蓄電池を用いた電力需給調整力の創出技術の実用化に向けて、制御対象の増加に対応した技術の確立のみならず、蓄電池群の充放電に伴う連系配電線への影響への対応、電力の逆潮流の取り扱い、等の制度的な課題を含め、実証による検証項目が存在する。

(3)電圧逸脱の回避技術

再エネ発電事業者の再エネ電源の状態監視や需要家にリースしている蓄電池の充放電状態の監視は、リソースアグリゲータが常時提供すべき基本サービスである。重要な監視パラメータの一つに連系線電圧があり、再エネ電源が逆潮流により連系線電圧が適正值から逸脱する場合、自動的に発電抑制しなければならない。また、蓄電池も放電逆潮流が可能になった場合、電圧逸脱時は放電を停止しなければならない。

電圧逸脱の例としては、例えば、図 5-6 に示すように、低圧配電線（日本では 6,600V）に柱上変圧器を介して太陽光発電源が大量に連系するような場合が考えられる。このような状況では逆潮流の影響で（亘長が長い場合や配電線の末端領域等で顕著となる）電圧が規定値（ $101\pm6V$ や $202\pm20V$ 等）を逸脱する現象が発生するため、連系する再エネ電源は自動的に発電抑制しなければならない。

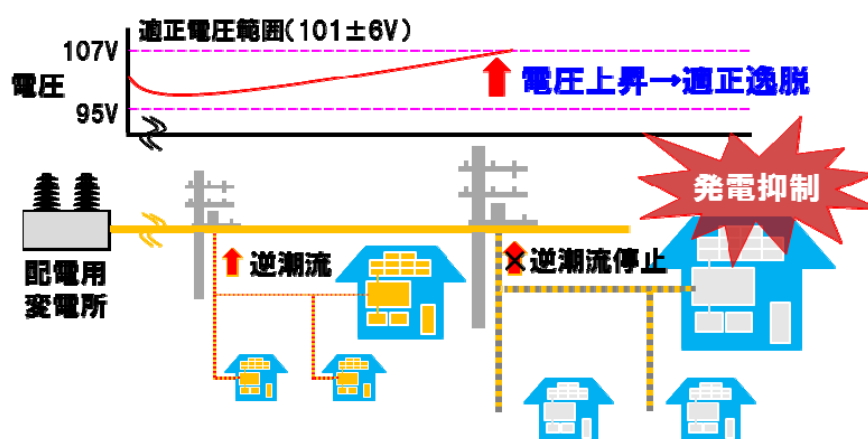


図 5-6 再エネ電源からの逆潮流に伴う電圧逸脱問題

したがって、リソースアグリゲータとしては再エネ電源の監視だけでなく、電圧逸脱の回避技術を適用して連系線電圧を適正值に維持するサービスを提供することも考えられる。欧米では、このような送配電電圧の安定化サポートも DR の一つとして位置づけられており、日本においても将来 DR として収益化の可能性がある。

電圧逸脱回避技術としては、これまでも様々な技術が提案されてきており、表 5-5 に示すように適用対象、すなわち系統側及び需要家側の 2 つに対策技術を大別することができる。

系統側の対策技術は、FACTS (Flexible AC Transmission Systems) の一つである SVC (Static Var Compensator)、LRT (Load Ratio Transformer)、SVR (Step Voltage Regulator) の利用にほぼ集約される。ただし、SVC はコストの問題、また LRT や SVR は動作に一定の遅れが発生する問題がそれぞれある。さらに、タップ切り替え回数を最小限に抑えたい要求もあることから効果は限定的である。最近では、タップ切り替え機能付きの柱上変圧器やセンサ付き開閉器を設置し、きめ細かい電圧情報を収集して最適制御を実施する取り組みがなされている。一方、需要家側の太陽光発電用の PCS を制御することによる対策技術についても多数の報告がある。表 5-6 にこれまでに報告された対策技術例を示す。

需要家側の太陽光発電用 PCS を用いた対策は空き容量を利用し、主に無効電力による電圧制御技術が多数報告されている。これらの電圧制御技術では、a) 発電抑制を如何に少なくできるか、b) 無効電力を如何に少なくできるか、c) 他の制御との干渉性、d) 制御の容易性、等が性能指標となる。

表 5-5 配電線電圧逸脱問題に対する対策

対策			特徴と課題
系統側の 対処	FACTS（蓄電池含む）		配電系統中に設置された SVC 等の無効（有効）電力出力により、電圧を制御。高速な制御（スイッチ動作が無い）が可能。課題はコスト高。
	変圧器 タップ 切替	SVR（Step Voltage Regulator）	配電系統中に設置されたタップ切り替えが可能なトランスにより、電圧を制御。課題は反応速度が遅いこと（スイッチ動作がある）、コスト高。
		LRT（負荷時 タップ切換 変圧器）	負荷に応じて電圧のタップを切り替えることで、電圧を制御。既存の設備が使用可能。課題は反応速度が遅いこと（スイッチ動作がある）、切り替え回数の制限、対応可能な場合に限られる、等。
	その他	SC（Static Capacitor）	コンデンサの投入により無効電力を発生させて電圧を制御。課題は反応速度が遅いこと。（スイッチ動作がある）
需要家側の 対処	PCS		需要家の PCS からの無効電力により電圧を制御。課題は無効電力制御において PCS 容量に余裕が無い場合、発電側にしわ寄せされること。（有効電力破棄） 低圧配電線の場合、抵抗成分の比率も大きくなるため、有効電力制御も効果的。課題は需要家間の売電量不公平、電力破棄による機会損失や蓄電池導入によるコスト高、等。

表 5-6 配電線電圧逸脱問題に対する需要家側の対策技術

制御形態	名称（含仮称）	制御手法概要
自律	出力抑制制御 ¹³	自ノード電圧が 107V を超えた場合、発電電力を減少（力率は常に 1）。制御は容易だが電力を無駄にする。
	有効・無効電力統合制御 ¹⁴	自ノード電圧が 107V を超えた場合、力率 0.85 まで無効電力を増加し、さらに必要な場合、発電電力を減少させる。無駄になる電力は減少するが、配電損失の問題がある。
	力率一定制御 ¹⁵	自ノード電圧が 107V 以下でも、常に力率一定（1 未満 0.85 以上）の条件下で発電電力に応じて無効電力を出力する。無駄な電力、配電損失、干渉問題を含めトータルでバランスのとれた手法。
	電圧補償制御 ¹⁶	自ノード電圧が 107V 以下でも、電圧を一定に保つよう発電電力に合わせて無効電力を出力する。
	無効電力制御開始電圧閾値方式 ¹⁷	107V 未満に無効電力制御開始電圧 V_q を設定、 $V_q=106.5V$ or 力率=0.85 まで無効電力を増加する。電圧が 107V を超えると有効電力制御を開始する。
	電圧感度監視方式 ¹⁸	自ノード電圧が 107V 以下でも、他の PV-PCS の無効電力の出力開始を検出し（ dV/dP , dV/dQ の変化を検出）、無効電力を出力する。
集中	最適化計算 ¹⁹	配電網の電圧分布の最適化計算により無効電力の出力値を決定する。
	マルチエージェント方式 ²⁰	電圧等の最適化計算により無効電力の出力値を決定する。
	近隣ノードとの通信による無効電力の出力値の決定	近隣のノードとの通信により無効電力の出力値を決定する。
	遠隔情報による無効電力分担手法 ²¹	他の PV-PCS が電圧逸脱した場合、逸脱点以外の全 PCS も無効電力の出力を増加させる。

¹³ NEDO「集中連系型太陽光発電システム実証研究」成果報告書

¹⁴ 同上

¹⁵ 石丸他、「配電バンクのタップ動作を考慮した PV 進相運転の有効性検証」、2010 年電気学会全国大会

¹⁶ 田中他、「分散形電源の自律分散制御による電圧補償制御方式の検討」、IEEEJ Trans. PE Vol.129 No.7 2009 P869

¹⁷ 平原 義輝、八太 啓行、小林 広武、「太陽光発電システムにおける配電線電圧制御方式の開発」、電中研 R06012

¹⁸ 八太 啓行、小林 広武、「適正電圧維持制御に起因する分散型電源出力不均等の低減手法」、電中研 R04009

¹⁹ 坂本、辻他、「将来型配電系統の電圧分布制御方式による配電損失低減効果の検討」、2009 年電気学会全国大会

²⁰ M. E. Baran, etc. “A Multi agent - Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders”, IEEE Trans. Power Syst. Vol.22 P.52

²¹ 八太 啓行、小林 広武、「適正電圧維持制御に起因する分散形電源出力低下の抑制手法」、電中研 R06011

これらの指標を考慮すると、リソースアグリゲータが再エネ発電の逆潮流時の電圧逸脱回避を行う際は、「力率一定制御」がソリューションの候補となる。また、リース蓄電池に対しては、基本的には、契約アンペア内での順・逆潮流制御を行い、配電電圧の安定化サポートを行う際には、“遠隔情報による無効電力分担手法”のような、複数の蓄電池 PCS を連携制御する無効電力の最適化手法等がソリューションの候補となる。ただし、配電線電圧の安定化には、電力系統側も対策技術を導入しているため、リソースアグリゲータによる需要家側の対策技術と系統側の対策技術の相互干渉が問題になる。

なお、本項では、逆潮流問題について指摘したが、電気自動車や蓄電池の普及を考慮すると、順潮流の場合でも、大きな kW 値での充電による電圧低下やトランスの過熱等が問題になることも考慮すべきである。

5-2 エネルギーマネジメントサービスに関する技術

リソースアグリゲータのエネルギーマネジメントサービスは、電気料金削減のためのピークカットや DR、障害・災害対策としての BCP サービス等が挙げられる。

このうち、ピークカットや DR については、5-1 (2)で述べた蓄電池を用いた電力需給調整力の創出技術、5-3 (2)で述べる「インバランス用 DR 技術」によりサービスが実現できる。ただし、BCP サービスの実現については、電力自立化技術のレベルがサービスの質に直接影響する。太陽光発電や蓄電池を用いた商用レベルの電力自立化技術では、系統停電時に重要負荷のみを活かすだけの電力供給しかできない。例えば、宅内では 1.5kW を上限とする機器を使用可能にするサービスである。これに対して、契約需要家の施設単位で電力自立化できる技術があれば、BCP サービスの質を飛躍的に向上させることができる。本項では、将来の可能性として電力自立化技術について説明する。

(1)インバランス用 DR 技術

5-3 (2)にて後述する。

(2)電力自立化技術

リソースアグリゲータが管轄する契約需要家に対して、非常時の電力自立を保証するサービスとしては、最終的には、需要家の適当な施設単位でまるごと電力自立を提供することが目標となる。

施設系電力自立システムの実現単位としては、電力系統と（高圧）一点連系した、個別住宅（単体）、分譲住宅（単体の面的集合）、集合住宅（単体の立体的集合）が考えられる。図 5-7 に施設系電力自立システムのモデルを示す。なお、住宅という単位施設をスケールアップし、ビル、店舗、病院、工場、等の様々な施設が施設系電力自立システムの実現形態として存在し得る。

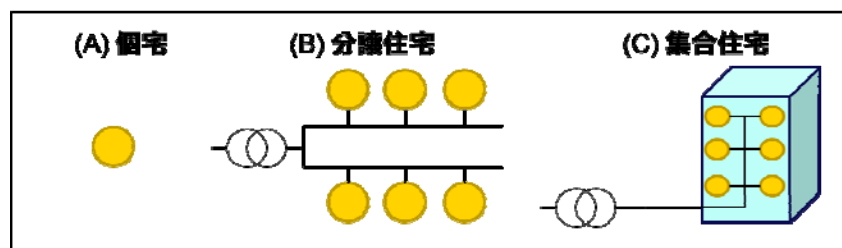


図 5-7 施設系電力自立のシステムモデル

リソースアグリゲータが電力自立サービスを提供する場合、あらかじめこれら施設系電力自立システムを実現するのに適切な機器を導入しておく必要がある。施設系電力自立システムでは、単位施設のサイズが比較的小さく、電力需要も小さいため分散電源の導入に向いている。電源には燃料電池、蓄電池、太陽光発電、等が有用である。ただし、単位施設の規模が拡大し、ビルや病院のスケールを超えると、燃料消費型のディーゼル発電やガスタービン発電等の同期発電機の導入が必要になる。これまでに報告されている単位施設の電力自立システムにおける需給調整技術を表 5-7 に示す。

表 5-7 単位施設電力自立システムにおける需給調整技術

名称	概要
仮想同期発電機	蓄電池の出力を同期発電機の慣性を模擬するように調整することで仮想的に同期化力を再現する。
並列運転・短期需給調整	各電源が自身の出力先の電圧・周波数を観測し、個別に協調的に需給バランス調整を行うことで短周期の需給変動を抑制する。
出力抑制	太陽光発電に対し、インバータの出力低下、またはシステム内の蓄電設備に充電することでシステム外への出力を抑制する。

主たる電源が、太陽光発電、蓄電池、燃料電池、等からなる単位施設電力自立システムでは、電力自立時、インバータによって周波数を生成する必要がある。通常のインバータは、既存電力システムにおける同期化力に相当する機能を持たないため、複数運転が必要な場合は、その機能を具備させる必要も出てくる。表 5-7 に示す「仮想同期発電機」は、疑似的に同期化力を模擬する技術である。また、同期発電機や仮想同期発電機と共に複数のインバータが並列運転する場合、協調的に電力需給バランス調整を行う技術も報告されており「並列運転・短期需給調整」が該当する。さらに再生可能電源の出力そのものを抑制する技術も開発されている。ただし、これらの技術はコストの観点で商用レベルになく、今後の普及には課題がある。

一方、施設系電力自立システムの総合的なコスト低減を考えると、状況に応じて動的に電力自立単位を変えられる技術、スケーラブルな電力自立化技術の確立が必要と考えられる。すなわち、単位施設電力自立システムを柔軟に連携させ、連携させたシステム間での電力融通の積極活用で

あり、冗長な分散電源設備を削減する試みである。基本的に電力融通可能なトポロジーを変える技術であり、最小単位である図 5-7 (A) の個別住宅が複数ある場合の住宅間での電力融通に始まり、図 5-7 (B) の分譲住宅内での住宅間の電力融通や、図 5-7 (C) の集合住宅内での住宅間での電力融通、さらに発展形としては、(B)－(B)間、(B)－(C)間における電力融通も考えられる。これらの電力自立システム間での連携は、電力的な接続がなされる前段階では、お互いが異なる周波数や電圧を持っており、またシステムの電力需給規模も異なるため、その実現には、システム連携時のグリッド間の安定した接続が必須である。そして連携後には、電圧・周波数基準となる電源を決定し、需給バランス変化後の電力安定性を確保する必要がある。さらにシステム間で電力を融通する際、電力需給バランスを維持するために電力量や電力の流れの方向を把握しなければならない。

スケーラブルな電力自立システムを構成する技術は、風技術センターと早稲田大学²²、(株)デジタルグリッドと東京大学²³、大阪工業大学²⁴、茨城大学²⁵、等において取り組まれている。いずれも研究段階であるが、電力自立システム間の安定した接続を実現するため、例えば、早稲田大学や東京大学からは、接続部分でいったん交流を直流に変換することで互いの同期を不要にする仕組みが提案されている。同期を不要にすることで、各々のシステムが元の電圧・周波数を維持できるため、基準となる電源の再決定も不要となる。しかし、システム間の電力融通にはインバータによる直流変換が必須となるため、同期接続の場合と比較して電力損失が増加する。また、いずれの取り組みにおいても、融通する電力量や電力の流れの方向を把握するため、電力機器に通信機能を具備する点、また需給調整のため、システムへの蓄電池の具備が必須である点が共通の要素となっている。

このように、施設系電力自立システムでは、スケーラブルな電力自立化技術が課題であり、課題の内訳としては、

- a) インバータによる電力自立システムの安定化技術
- b) 異なる電力特性を持つシステム間の接続技術
- c) システム再構成時の需給バランス調整技術
- d) 電力融通経路の制御技術

等が考えられる。

²² ECO ネットワーク(クラスター拡張型電力ネットワーク): <http://www.windec.co.jp/energy/#econetwork>

²³ デジタルグリッド: <http://www.digitalgrid.com/>

²⁴ 木村・森實他、「分散電源を設置した需要家(セル・グリッド)における蓄電要素運用法の検討」、2012 年電気学会 電力技術研究会

²⁵ もたせ型分散エネルギーシステム: <http://chiiki.agr.ibaraki.ac.jp/motase.html>

5-3 電力小売事業者への再エネ電力の仲介サービスに関する技術

電力小売事業者への再エネ電力の仲介サービスの実施には、あらかじめ販売する再エネ電力量を把握するため再エネ発電の予測技術が関連する。また、再エネ電力の販売先である電力小売事業者から 30 分同時同量実現のニーズがあるため、付随するサービスとしてインバランスの抑制サービスを考えることができる。抑制サービスの実施には、電力需給の予測技術及びインバランス用 DR 技術、が関連する。

(1)電力需給の予測技術

電力需給の予測技術は電力需要と再エネ発電の予測に大別できるが、前者は研究開発の歴史も古く、技術成熟度も高い。電力小売事業者のサービス領域が広域となり、契約需要家が多数に及ぶ場合には均し効果も期待されるため、典型的な予測誤差としては、翌日の 1 時間値予測で数%程度が期待できる。したがって、電力需要の予測技術については、既存の予測技術で十分対応可能と考えられる。

一方、リソースアグリゲータに必要な再エネ発電の予測技術は、再エネ電力の販売タイミング（前日市場や当日 1 時間前市場等）や 30 分同時同量の実施を考慮すると、図 5-8 に示すような 4 つの予測技術が必要である。

- a) 短期予測：前日に、翌日の発電量を 30 分～1 時間積算値として予測する。
- b) 極短期予測：当日に、30 分後～1 時間後の発電量を 1 分積算値として予測する。
- c) 信頼区間予測：短期予測や極短期予測における“予測のずれ幅”を予測する。
- d) ランプ予測：発電機出力の可変特性より早い出力変動が起こる時間帯と発電変化量を予測する。

a)短期予測技術については、産総研²⁶、気象協会²⁷、電力会社²⁸、等によって様々な予測手法が開発されている。予測モデルとしては、統計モデルと物理モデルの二つに大別されていたが、近年は利用シーンに応じて高精度な予測が行えるように、これらの手法を組み合わせることが主流となっている。現状における予測誤差（Root Mean Square Error, RMSE）のトップデータは 10%程度が報告されている。

次に、b)極短期予測技術は、高いニーズのある電力会社を中心に技術開発が進んでいるが、まだ着手されたばかりである。非常に短い時間周期での予測であるため、数理統計モデルが主流であり、関西電力²⁹、岡山大学³⁰、等の手法が挙げられる。予測誤差は現状 10 数%程度が報告され

²⁶ Analysis of the use of support vector regression and neural networks to forecast insolation for 25 locations in Japan, J. Fonseca et al, SWC2011

²⁷ 前山・滝谷他、「太陽光発電出力把握のための日射量推定・予測手法の開発（2）」、平成 26 年電気学会

²⁸ 山岸・佐治他、「気象庁数値予報データを用いた日射量予測手法の精度検証」、2011 年電気学会

²⁹ 安並・井上他、「時空間クリギングを用いた太陽光発電出力変動分析の基礎検討」、平成 24 年電気学会

³⁰ 青木・船曳他、「遺伝的アルゴリズムを用いた太陽光発電電力予測法のパラメータ最適化」、H26 年電気学会

ており、電力需要予測の典型的な予測誤差（数％）と比べると、まだまだ大きいと言える。

以上の短期予測や極短期予測は、将来の発電量をピンポイントで予測する技術であるが、実際に、再エネ発電の販売量を計画するためには、予測値そのものだけでなく、例えば翌日の最低発電量の情報が必要となる。予測精度の向上だけではなく、予測精度を補う形での予測ずれ幅の予測（すなわち、c）信頼区間予測）も重要である。ここ数年で信頼区間予測に関する研究報告も徐々に増えており、産総研³¹、中部電力³²、等は統計的に信頼区間を算出する手法を開発している。再エネ電源では信頼区間予測でもカバー出来ないほどの急激な発電量変動が生じる可能性があり、その際には予測が大きく外れる問題が顕在化する。この“予測の大きなずれ”に対応する技術が d) ランプ予測であり、未だ確立されていない。

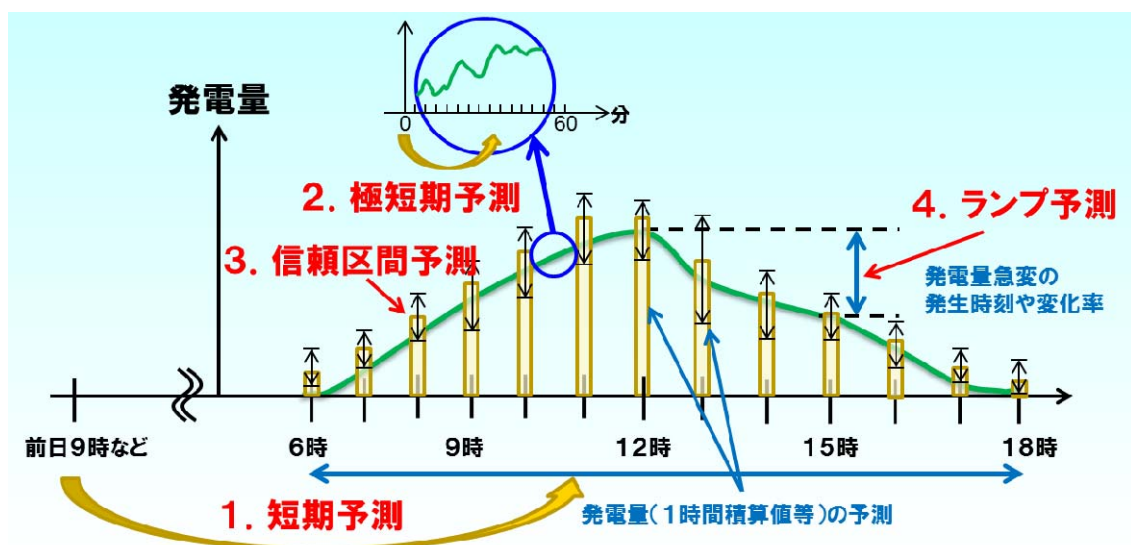


図 5-8 再エネ電源に対して求められる発電量予測技術

³¹ Study on the applicability of a method to obtain prediction intervals for one-hour-ahead forecasts of insolation, J. Fonseca et al, 平成 26 年電気学会

³² 滝川・三輪他、「気象データを用いたニューラルネットワークによる全天日射量予測の曇天時における信頼度の検討」、平成 26 年電気学会

(2)インバランス用 DR 技術

リソースアグリゲータが、電力小売事業者に対してインバランス抑制サポートをサービスとして実施する場合、電力小売事業者の同時同量スキームの選択が実同時同量あるいは計画値同時同量かによって方法が異なる。

a) 電力小売事業者が実同時同量を選択している場合には、電力小売事業者が調達している再エネ発電を含む全発電量と電力小売事業者が契約する需要家の全電力消費量とを一致させる必要がある。

b) 電力小売事業者が計画値同時同量を選択している場合には、供給側と消費側と各々で計画値と実際値の同時同量を満足させる必要がある。例えば消費側では、電力小売事業者が契約する需要家に対する電力消費総量の計画値と実際の電力消費総量を一致させる必要がある。この同時同量の仕組みについて、図 5-9 を用いて実同時同量のケースで説明する。

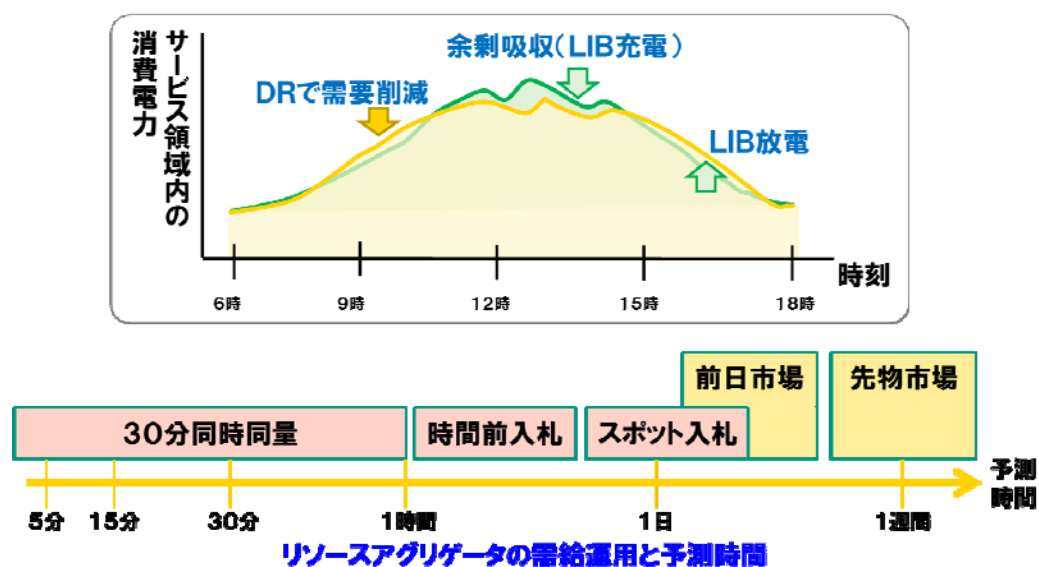


図 5-9 電力小売事業者の需給運用イメージ

電力小売事業者は、前日に契約需要家の電力需要の予測及び契約している再エネ電源の発電予測を行い、電力需要の総量と調達電力の総量が等しくなるように再エネ電源で不足する電力分を相対取引や卸電力取引等で調達する。そして当日、実際の需要量（12 時前後で下側の線）に対して、実際の供給量（12 時前後で上側の線）が 30 分積算値で総量の $\pm 3\%$ の誤差範囲に収まるようにする（同時同量の実施）。従来は同時同量を実現するために、電力の過不足分を市場等を用いて補償する手法が採られてきたが、リソースアグリゲータが DR を用いて補償するサービスを提供することも考えられる。換言すれば、リソースアグリゲータがインバランス用の DR 技術を持つことは抑制サポートサービスの向上において重要である。

従来の DR は、電力需給の切迫時等の状況に応じて、需要家に対して需要抑制を要請し、需要

家がそれに応じることにより、電力の需給バランスの維持に役立てる仕組みであり、電力需要の抑制に応じることで需要家には何らかのメリットが出るようにする。例えば、夏期の昼間の電力消費（電力需要）がピークとなる期間の電気料金を高く設定し、夜間は安く設定するような仕組みを導入することにより、ピークカットやピークシフトによる電力需給調整を実現する。そして DR の実施により、需要家には電気料金の削減やインセンティブ（報酬）の受益があり、電力供給側は電力需要ピーク時間帯の需要抑制により、発電機等の設備の運用にかかるコストを削減することが可能となる。

一方、図 5-10 に概念図を示すリソースアグリゲータに必要なインバランス用 DR では、30 分同時同量に役立てるため、特に DR 実施の確実性・信頼性が求められる。

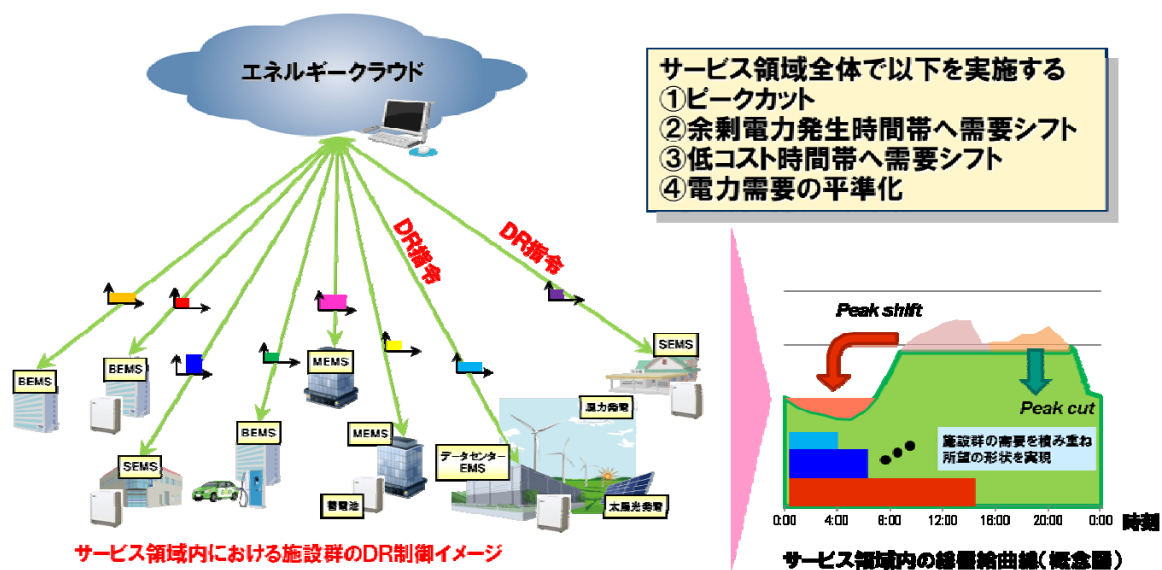


図 5-10 インバランス用 DR 技術の概念図

つまり、リソースアグリゲータが契約する需要家全体の総電力需要を制御し、確実にピークカットや電力需要の平準化を行ったり、需要が発生する時間帯を余剰電力が発生する時間帯へシフトさせたりする必要がある。制御対象が契約需要家へリースしている蓄電池のみの場合は、あまり問題にはならないが、DR 容量を増やすため制御対象機器をヒートポンプ給湯機やエアコン等の機器にまで拡大することを考えると、需要家の利便性と機器の制御性の両立が課題となる。なお、インバランス抑制のための DR では、実施に対する確実性・信頼性を向上させるため、インセンティブを用いた自動 DR が必要になり、国際標準規格 OpenADR の利用等が有効である。

ただし、蓄電池の充放電を用いた DR では前述の通り、電池からの電力の逆潮流の取り扱いをどうするか、等の制度的な課題が存在する。

5-4 サービス共通の機器に関する技術（ゼロエミッション時代のインバータ制御技術）

リソースアグリゲータが制御する再エネ電源、蓄電池や燃料電池には、系統や他の電源・負荷と接続するために電圧・周波数変換を行うインバータが必要である。ゼロエミッション時代において、インバータの増加に伴い顕在化する諸問題に対応する機能をインバータ自身が備えなければならない。

従来のインバータ機能は、再エネ電源の発電量や蓄電池の電池容量を制御するための CVCF 制御、系統に連系して電力需給を行うための PQ 制御に大別される。しかし今後は、これらの機能に加えて、同期化力の実現（仮想同期発電機）が課題である。

電力系統において、再エネ電源の出力変動は、図 5-11 に示すように、同期発電機の慣性による同期化力で、ある程度は吸収可能である。

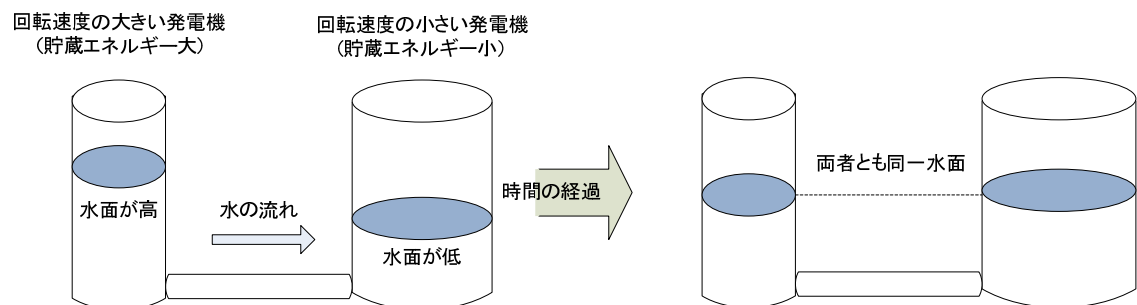


図 5-11 発電機回転速度の均一化（複数発電機を連系運転した場合）

しかし、同期化力を超える再エネ電源が系統に導入されると、需給バランスが崩れてしまう。これを回避するには、再エネ電源の導入量に対応した同期化力を確保する必要があるが、従来の同期発電機を追加させる方法だけでなく、通常のインバータには無い同期化力に相当する機能を具備させる方法が検討されている。

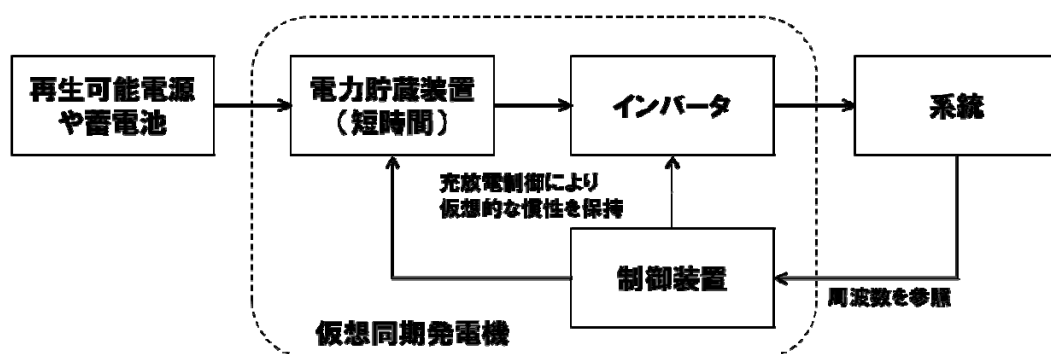


図 5-12 仮想同期発電機の構成

また、再エネ電源の導入が進展することで、再エネ電源や蓄電池がインバータを介して、系統への逆潮流を行う頻度や電力量の増加が予想される。本件に関しては 5-1(3)にて述べたように、逆潮流が増加することで高圧系統への潮流が発生し、電力品質の悪化や機器不良の原因となるバンク逆潮流問題が指摘されている。そのためリソースアグリゲータの実証を行う際には、分散電源の逆潮流等に伴う系統の周波数、電圧、高調波等の電力品質への影響を評価し、PCS の仕様や制御手法等へフィードバックする必要がある。

なお、項目としては列挙していないが、インバータから発生する高調波を抑制するためのアクティブパワーフィルタ(Active Power Filter, APF)や複数のインバータを連携させた場合の接続方式の検討も必要である。

6. 提言

6-1 技術面の提言

リソースアグリゲータのビジネスモデルに関わる、再エネ発電事業者、一般需要家、電力小売事業者に加えて、一般送配電事業者等のステークホルダが参加し、多様なエネルギー機器（リソース）をプラットフォームに接続した大規模な社会実装実験の機会提供を期待する。具体的な実証技術の一例を下記に示す。

(1) 開発・検証すべきシステム・インテグレーション技術

5章の表 5-1 に整理したリソースアグリゲータが提供するサービスを支える要素技術の中には、個々には既に確立された技術、もしくは、確立されようとしている技術もある。一方で、全体を統括するシステム・インテグレーション技術を含め、多数のリソースを実際に管理・運用するシステム検証が重要な課題である。

特にリソースアグリゲータ・プラットフォームに繋がるエネルギー機器には多種多様なものが想定されうするため、当該プラットフォームは、これらの多種多様な機器の差異を吸収し、柔軟かつカスタマイズの手間を最小限に抑える仕組みやインタフェースを有する必要がある。また、接続数が増加し、システムが複雑化した場合においても、安定した運用が確保できることが求められる。

加えて、「4 章 リソースアグリゲータの経済合理性の検討」にて示したように、リソースアグリゲータが制御する蓄電池は数十万台以上の規模に達すると想定しており、プラットフォームと需要家側蓄電池間で情報を送受信する通信手法についても、通信プロトコルの汎用性（標準化）、端末数の増加に伴う通信負荷の増大や優先制御の複雑化、サイバーセキュリティ、等の観点で検証が必要である。

(2) リソースアグリゲータ事業の運用のために検証すべき技術

リソースアグリゲータ事業の実現に向けては、提案するサービス内容を担保するために、遠隔地に設置された蓄電池を活用した余剰電力の吸収や電力需給調整力の提供といった開発・検証項目がある。例えば、a) 再エネ電源の状態や蓄電池充放電状態の監視技術、b) 電力需給調整力創出のための充放電に伴う電力損失の計測技術、c) 周波数調整力を提供するための多数の蓄電池のリアルタイム統合制御技術、等を検討する必要がある。

6-2 制度面の提言

提案するリソースアグリゲータのビジネスモデルを社会実装していくためには、6-1 で示した技術的な側面に加えて以下のような制度面の対応を提言する。

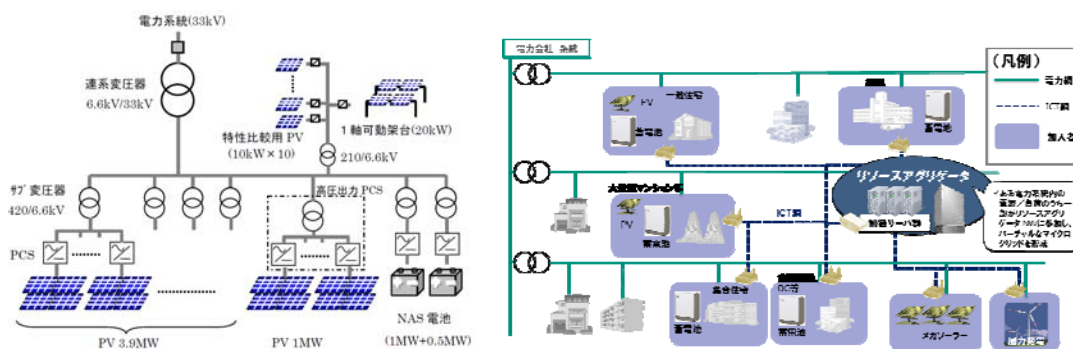
(1) 短期的対応

(a) 遠隔地設置の蓄電池を用いた余剰電力蓄電の制度化

再生可能エネルギーの導入に伴う余剰電力や出力変動によって電力会社の需給バランスに影響を与えないために蓄電池を活用する場合、現状では再生可能エネルギー発電所からの逆潮流に対して制限が設けられているため、図 6-1（左）のように発電所構内に蓄電池が設置される。軽負荷期等には蓄電池を用いた蓄電がなされ、抑制が必要でない時刻に放電した際に FIT 価格で販売することができる。

一方、提案するリソースアグリゲータのビジネスモデルでは、蓄電池を積極的に多様な用途で利用して付加価値を得るために、再生可能エネルギー発電所からの余剰電力を当該発電所の構外にある蓄電池を活用する（図 6-1（右））。

現状では再生可能エネルギー発電所の構外にある蓄電池を用いた余剰電力の蓄電は、出力抑制の代替として認められていない。そのため、このような場合においても、必要な通信制御手段の確保などを前提として、再生可能エネルギー発電所構内に設置した蓄電池と同じように、出力抑制の代替として余剰電力を蓄電したとみなし得る制度が必要である。



出典：左図：「大規模太陽光発電システム導入の手引書」（平成 23 年 3 月、稚内サイト・北杜サイト）

図 6-1 現状のシステム構成(左)とリソースアグリゲータのシステム構成イメージ(右)

(b) 需要家側蓄電池からの系統への逆潮流の制度化

現在、需要家側蓄電池から系統への逆潮流は制限されている。リソースアグリゲータのビジネスモデルでは、需要家側に設置した蓄電池を活用して再エネ電源からの余剰電力を蓄電し、夜間等に放電して電力供給を行う。その際、需要家側蓄電池から系統へ逆潮流させることにより、蓄電した電気を当該需要家以外の需要家でも利用できることになり、ビジネスの実現可能性が高まる。そのため、需要家側蓄電池から系統への逆潮流を認める制度が重要である。

(c) 再生可能エネルギー電気のインバランス調整に対する適正なメリットの付与

再生可能エネルギーの導入を推進する FIT と、小売全面自由化後の計画値同時同量の整合性を図るために、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計 WG における議論では、回避可能費用によりインバランス精算することが適当となされており、

現在のところ表 6-1 のような特例制度①、特例制度②について検討されている。

この際、特例制度①については一般送配電事業者がインバランスリスクを負い、特例制度②については小売事業者がインバランスリスクを負うことになる。

リソースアグリゲータは蓄電池等を活用した需給調整を行うことが可能であり、小売事業者に対してインバランスを低減するサービスを提供可能である。特例制度②の採用を実行的なものとするためには、小売事業者に対してインバランスリスクを負うだけのメリットを付与することが必要であり、例えば特例制度①の回避可能費用は、特例制度②の回避可能費用と比較して高めに設定される、等の適正なメリットを付与することが必要である。

表 6-1 FIT と計画値同時同量制度の整合性を図る制度

(出典：第 10 回制度設計 WG 資料、平成 26 年 11 月 27 日)

特例制度①と特例制度②の比較				
	計画発電量の 設定主体	インバランスリスクを 負う主体	インバランスの 精算単価	計画発電量の精度向上 インセンティブ
特例制度①	一般送配電事業者	一般送配電事業者	FIT制度における 回避可能費用	一般送配電事業者
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者	通常のインバランス料金	小売電気事業者
通常の計画値 同時同量制度	発電事業者	発電事業者	通常のインバランス料金	発電事業者

特例制度①と特例制度②における回避可能費用の考え方	
○上表のとおり、特例制度②においては、現行の実同時同量制度における特定規模電気事業者と同様に小売電気事業者が調達リスクを負うこととなる一方、特例制度①においては一般送配電事業者がインバランスリスクを負うこととなり、小売電気事業者は一切調達リスクを負わないこととなる。 ○このため、特例制度①の回避可能費用は、特例制度②の回避可能費用と比較して高めに設定されることも一案として考えられるが、特例制度②における回避可能費用の具体化について、FIT制度全体の検討を行っている「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」にて検討することとする。	

(2) 中長期的対応

(a) 需給調整力のサービス価値の明確化(アンシラリーサービス市場の創設等)

リソースアグリゲータは、蓄電池等を活用した需給調整力の提供が可能である。この調整力を一般送配電事業者に対してサービス提供することができれば、我が国全体で見たときのリソースの有効活用が可能であり、一般送配電事業者の追加投資を抑えることも可能となる可能性がある。そのためには、需給調整力のサービス価値を明確にして、そのサービスを流通する市場の拡大がビジネスとして重要であり、例えばアンシラリーサービス市場を創設等の支援が求められる。

7. おわりに

本研究会では再生可能エネルギーが大量に導入された社会を想定し、その課題解決のために必要な技術や制度を提案することを目的として開始した。折しも FIT 法の施行による再生可能エネルギー導入加速が顕著となり、余剰電力に伴う連系制約という問題がクローズアップされてきた。本研究会では、当該の問題を、解決すべき具体的課題と設定して、その解決策として、リソースアグリゲータを提案し、議論を集中することとした。蓄電池の効率的な活用に着目したビジネスモデルを提案し、具体的な地域を想定して経済合理性を検討した。その結果、統合制御された分散蓄電池を活用し、複数のユーザにそれぞれ適したサービスを提供することで経済合理性が確保できる可能性を見出した。換言すれば、今後のエネルギーマネジメントの領域において、リソースアグリゲータが新たなビジネスを展開できる可能性を示した。

また、リソースアグリゲータが提供するサービスを実現するためには、これまで産学が蓄積した技術及び知見を活かすとともに、全体を統括するシステム・インテグレーション技術及び多数のリソースを実際に管理・運用するシステム検証が重要な課題である。このような課題解決に向け、次年度は具体的なプロジェクト提案に向けた詳細検討を進めていきたい。国に対しては、提案するシステムの実際の機能の有効性を検証するための実証実験の機会提供を期待する。また、本提案のシステムを実現するには現状制度の変更が必要であるため、制度面における対応を要望する。

これらによりリソースアグリゲータ事業の立ち上りを加速させ、再生可能エネルギー導入の更なる導入促進を実現し新たな市場創出を通じた関連産業の活性化を図ることで、我が国の産業競争力の強化が期待される。

付録 島嶼における検討

リソースアグリゲータのサービス提供は、大規模な系統に限らず、島嶼等のエリアや容量が限定された系統においても適用可能であり、国内のみならずグローバルに展開可能である。特に、アジア太平洋地域の島嶼部においては小規模系統ながら太陽光発電の導入が積極的に進められており、本報告書で検討整理した系統連系問題と類似点は多い。そこで、本付録にてリソースアグリゲータによるサービスを島嶼部へ適用する場合の経済合理性の検討及びその技術について整理する。

付-1 島嶼部における経済合理性の検討

国内における独立した電力系統を有する離島について、エネルギー総合工学研究所より 2006 年「離島等独立系統における新エネルギー活用型電力供給システム 安定化対策実用化可能性調査報告書³³」が発行されている。同書によれば、独立系統数は 56 系統、発電設備容量の合計は 830MW と報告されており、使用される発電機の機種をみると、スケールメリットが活かせる大規模系統と異なり、ディーゼル発電機等の内燃機関を用いる場合が多い。

ディーゼル発電機等の内燃機関の特徴として、熱効率が 30%~40%と高く、燃料に重油を用い、比較的安価である。また、起動停止時間が容易である一方、定格の 50%~100%の出力調整幅の制約があるため、複数のディーゼル発電機を有して、負荷状況に合わせた台数切り替えや出力調整によって電力供給を行っている。このような背景から島嶼の多い電力会社に内燃力発電が偏在しており、特に九州、沖縄に日本全体の 7 割を超える設備が集中している³⁴。

しかし、原油価格高騰の影響によっては発電コストが高くなることに加え、燃料の輸送コストも高くなり、経済性が保たれていない。また、ディーゼル発電機の発電時の SO_x、NO_x の排出のため地球環境の観点から、太陽光発電や風力発電等の再生エネルギーの離島系統への導入に大きな意味を持ち始めている。

一般に、太陽光発電等の再生可能エネルギーと蓄電システムを搭載した独立系統はコスト高とされるが、島嶼部は従来から発電コストが高く、今後、再生可能エネルギーや蓄電システムのコストが下がれば経済的なメリットが見込まれる。本項では、単純化したモデルを用いて再生可能エネルギーと蓄電システムのみで構成した場合の発電コストを試算し、経済合理性について検討する。

³³ <http://www.meti.go.jp/report/data/g90727ej.html> (2009)

³⁴ 瀬間徹：「火力発電総論」、電気学会(2002)

(1) 算出フロー

年間需要量から設備規模を算出し、対象モデルの発電コストを試算する。



図付-1 算出フロー

(2) 前提条件

(a) 対象モデル

離島におけるディーゼル発電を全て停止し、太陽光発電、蓄電システムのみで全電力を供給することを想定する。計算を簡略化させるため、以下を前提条件とする。

条件：

- ・ 離島は需要変動が大きい産業が少なく、需要一定とする
- ・ 設備容量は1日の需要を賄う量とする
- ・ 荒天対策、災害対策は考慮しないとする
- ・ 年間を通じた需給変動は考慮しないとする
- ・ 蓄電システムによる電力供給時間帯は18時-翌6時とする

(b) 発電コスト

当モデルにおける発電コストを次式に示す。

$$\text{発電コスト(円/kWh)} = (\text{PV 事業コスト} + \text{蓄電事業コスト}) \div (\text{年間需要量} \times \text{稼働年数})$$

(c) PV 事業コスト

PV 事業コストは、運用コスト等を加味した発電コストを用い、次式にて算出する。

$$\text{PV 事業コスト(円)} = \text{PV 発電コスト(円/kWh)} \times \text{年間需要量(kWh)} \times \text{稼働年数}$$

(参考)

運用コストを考慮せず、設備投資のみを考慮した場合は次式となる。

$$\text{PV 設備費用(円)} = \text{PV システムコスト(万円/kW)} \times \text{PV 定格容量(kW)}$$

$$\text{PV 定格容量(kW)} = \text{年間需要量(kWh)} \div (24 \times 365 \times \text{設備利用率})$$

設備利用率:13% (平成26年3月7日 調達価格等算定委員会)

(d) 蓄電事業コスト

蓄電事業コストは運用コストが最小化されているとし、蓄電設備費用を用いる。また、蓄電容量は対象モデルの需要を一定とし、夜間需要時間(18時-翌6時)の需要を賄うだけの容量とした。

$$\text{蓄電事業コスト(円)} \div \text{蓄電設備費用} = \text{蓄電システムコスト(万円/kWh)} \times \text{蓄電容量(kWh)}$$

$$\text{蓄電容量(kWh)} = \text{年間需要量(kWh)} \div 365 \times (12 \div 24)$$

(3) 参照データ

(a)年間需要量

対象とするモデルの基礎データを表 付-1 に示す。年間電力需要量が公開されている、久米島のデータを用いた。

表 付-1 久米島の基礎データ

	面積(km ²)※1	人口(人)※1	産業人口構成比 ※1 1次：2次：3次	年間電力需要(kwh)※2
久米島	59.11	8,329	28：15：57	54,362,000

※1 平成 22 年 国勢調査(総務省統計局)より

※2 平成 26 年 再生可能エネルギー発電設備の連系に関する説明会資料(沖縄電力)より

(b)発電コスト単価

PV 及び蓄電システムの発電コスト、システムコストは下記を用いた。

表 付-2 発電コスト、システムコスト単価

	2014 年	2020 年	2030 年	単位
PV 発電コスト※1 ※3	23.1	13.21	6.87	円/kWh
(参考)PV システムコスト ※1 ※3	27.5	20	10	万円/kW
蓄電システムコスト※2 ※3	10	5	1	万円/kWh

※1 平成 26 年 9 月 太陽光発電開発戦略

※2 平成 25 年 8 月 NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013

※3 発電コスト：運用費等を含む、システムコスト：設備費（工事費含む）

(4) 離島モデル 経済性検討結果

事業期間を 20 年とし、計算した結果を表 付-3 に示す。

表 付-3 計算結果

	種別	久米島	単位
年間電力需要量		54,362,000	kWh
設備規模	PV	47,736	kW
	蓄電	74,468	kWh
事業コスト (工事・運営費 込み)	PV	25,115	百万円
	蓄電	11,170	百万円
発電コスト	合計	36,286	百万円
	単価	33.4	円/kWh

※蓄電システム：11 年目以降は 2020 年コストを利用

我が国におけるコスト水準を前提とした場合、発電コストは 33.4 円/kWh と試算された。これは、離島でのディーゼル発電機を用いた発電コスト（40 円/kWh 程度^{35,36}）よりも安価な水準であることから、離島における太陽光発電と蓄電池からなる独立系統が経済的に成立する可能性があることが分析された。一方、本分析においては、以下の点の考慮していないため、今後の検討項目として示す。

- ・ 荒天や災害耐性を考慮した設備規模
- ・ 短周期の系統安定化コスト
- ・ 再生可能エネルギーの予測コスト
- ・ 蓄電システムの劣化分の反映
- ・ 蓄電システムの撤去コスト

なお、多くの離島を抱え、アジア太平洋地域における離島系統の有望な市場とみられているインドネシアにおいても、ディーゼル発電の発電コストは 2010 年時点で 4,315 ルピア/kWh（約 38 円/kWh）³⁷と高い水準にあるため、上記系統の経済的成立可能性がある。

一方、我が国、及びインドネシアの電力小売単価は、それぞれ約 27 円/kWh、699 ルピア/kWh（約 6 円/kWh。2010 年時点）³⁷と独立系統による発電コストよりも低い水準であり、更なるコスト低減が望まれる。

³⁵ 平成 23 年度 北海道 スマートコミュニティ構築可能性調査報告書

³⁶ 「地域新エネルギーの普及促進に関する提言」（（財）新エネルギー財団、新エネルギー産業会議、平成 24 年 3 月）

³⁷ 「平成 22 年度インフラ・システム輸出促進調査等委託事業（グローバル市場におけるスマートコミュニティ等の事業可能性調査：インドネシア島嶼部におけるスマートコミュニティ構築）調査報告書」（経済産業省、委託先：株式会社明電舎、平成 24 年 3 月）

付-2 島嶼部における技術

島嶼部における電力供給には表 付-4 に示すように、大規模グリッドと異なる特徴や技術課題がある。島嶼部は大規模グリッドと比べ電圧・周波数の変動が激しいため、より高速で統合的な制御が求められる。

表 付-4 島嶼における技術課題

課題	内容	対策
需給バランス	・ 常時需給バランス維持が必要 [許容される変動は既設発電機のカバナー追従能力範囲内] ・ 軽負荷時、太陽光発電の出力が大きいと余剰電力が発生 ・ ディーゼル発電機が低出力運転すれば発電効率が低下	出力変動抑制機能 ピークシフト運転機能
周波数維持 (電力品質)	・ 系統容量が小さいため周波数への影響を受けやすい ・ PV 及び WT の遮断による周波数低下	出力変動抑制機能 瞬時変動補償機能
電圧変動 (常時、瞬時)	・ 線路容量が小さく抵抗分が大きいため、有効電力が電圧に影響	瞬時変動補償機能

島嶼部の系統規模は小さいことから負荷変動の影響を受け易く、相対的に負荷粒度が大きいため(負荷数が少ないため)、負荷変動の平滑化効果が得られにくく、一方で再エネ電源の導入によって有効電力変動がさらに大きくなり、需給バランスを保つことが難しい。

島嶼で採用されるディーゼルエンジンはタービン等の回転体を利用せず、クランク・シャフトを利用したものが主流であり、慣性が小さく、ガバナー制御による応答性は良い。(概ね数 100m 秒から 10 秒程度) そのため需給バランス制御による変動追従能力を期待できるものの、出力変化速度を高めたり、追従範囲を広めたりするとディーゼルエンジンの寿命への影響や熱効率低下、等の問題が発生する。そこで、発電機を補償するために周波数追従性の良い蓄電池等を導入することにより、出力変動を抑制する方法が考えられる。また、最低発電出力範囲を考慮して需給監視制御装置による発電機の起動停止を実行して、ピークシフト等の需給調整を期待できる。

周波数維持についても、需給バランスと同様に系統規模が小さいため、需給変動の影響を受け易い。また、上述のように、ディーゼルエンジンの慣性は小さく、回転エネルギーが小さいので、系統の有効電力分の回転体での変動吸収は小さく、周波数変動に直接波及する。この問題に対しては、負荷及び再エネのそれぞれの有効電力変動発生点での出力変動抑制が必要である。また、系統規模が大きくなる場合には変動発生毎に制御を行うこと限界があり、周波数を高速に検出し、統合的な瞬時変動対策を

実施する必要がある。(表 付-4 の「電圧変動」)

さらに、離島の配電電圧レベルにおいて線路の抵抗分が大きいことから、有効電力が電圧に影響する。そこで、有効電力(瞬時値)を計測して瞬時電力補償を実施する必要がある。対策として無効電力補償による電圧維持や新たな高速タップ動作可能な変圧器の導入が望ましいが、コストを考慮しながら各地点の無効電力配分を適切に保つ統合的な監視制御装置が必要となる。また、変圧器の励磁突入電流等の系統操作が影響するため瞬時電圧変動対策も検討しなければならない。

以上から、再エネ電源やディーゼル発電機を活用して、離島内の需要と供給のバランスをとるための制御は、「出力変動抑制機能」、「瞬時変動補償機能」、「ピークシフト運転機能」の3つにまとめられ、これらの実現には電力貯蔵装置が必要となる。また、上記の制御は、図 付-2 に示すように電源側でのローカル制御と離島全体を統括する統合制御に大別される。

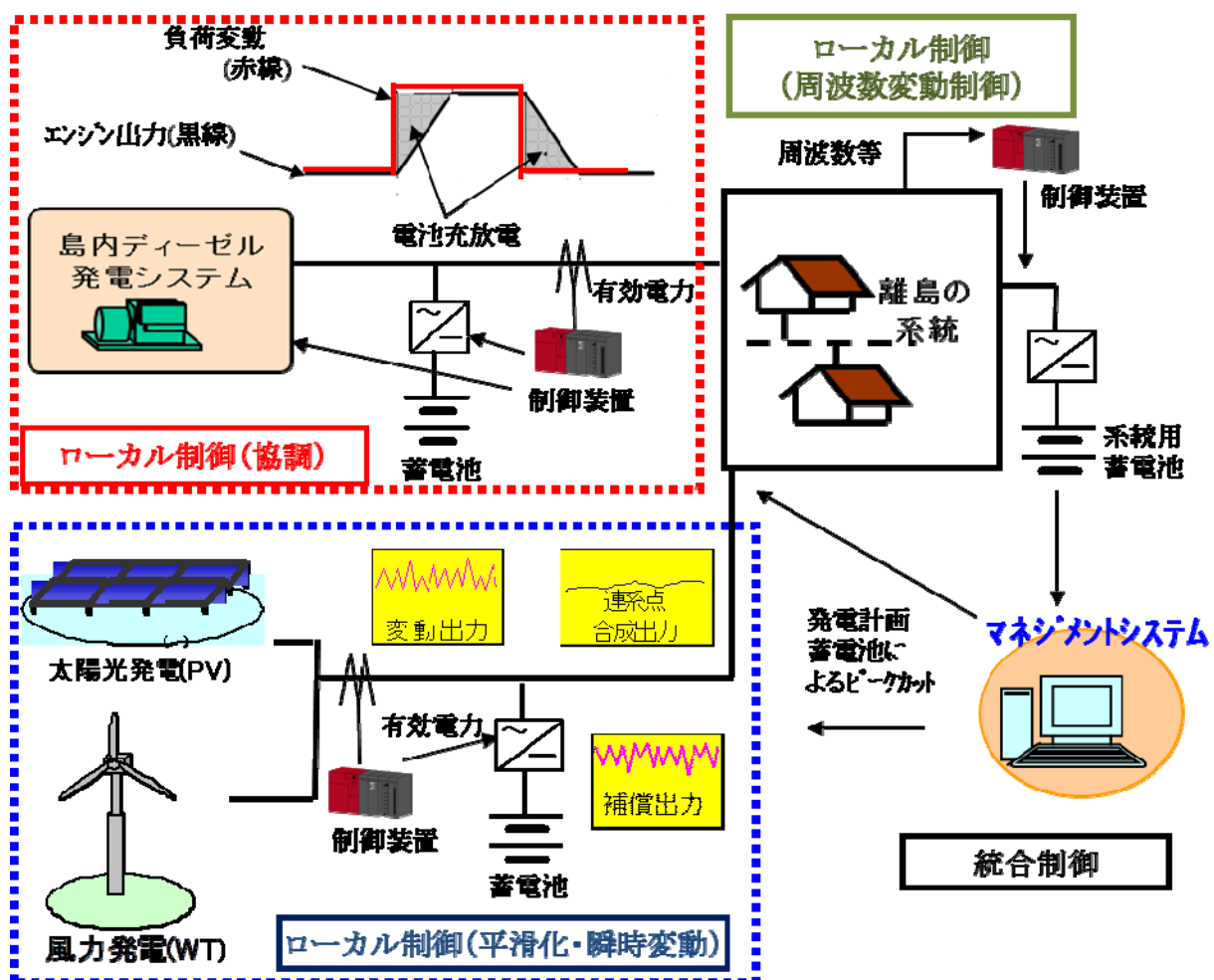


図 付-2 離島内の需給制御

(1) ローカル制御

図 付-2 に示したように、離島の負荷系統に安定的な電力供給を行うには、個別の発電機に対して蓄電池による電源サイトでのローカル制御が実施される。ローカル制御の機能は、出力変動抑制及び瞬時変動補償が該当し、実施される場所によって以下の 3 つに大別される。

- a) ディーゼルエンジンと電池の協調制御（図 付-2 の左上）
- b) 変動電源の出力に対する電池による平滑化/瞬時変動制御（図 付-2 の左下）
- c) 系統に対する電池による周波数変動制御（図 付-2 の右上）

a) エンジンと蓄電池との協調制御は、負荷側の電力変化に対してエンジン側出力を緩やかにするために適切な蓄電池制御を実施するものである。従来技術として標準の UPS に組み込まれているパワーウォークイン機能を利用した方法がある。同機能は UPS 電源供給から他の電源供給へ移行する際に急激な電源切換を要求しないように、徐々に電源供給移行を行うものである。しかし、万一 UPS の動作中に負荷が急激に変化した場合、エンジン側は負荷急増（あるいは急減）と判断するため、離島系統の周波数が変動すると共に、負荷変動量が大きい場合はエンジンの負荷変動許容量（負荷投入率）の逸脱に繋がる可能性がある。特に、ガスエンジンを採用した場合には、高効率化のため犠牲となっている負荷投入率の改善が必要となる。このような課題に対して、エンジン起動での移行問題に加え、エンジンと UPS の自立運転時の常時負荷変動に対しても一旦 UPS（蓄電池）で吸収し、その後エンジンに負荷を移行させることでパワーウォークイン機能の欠点を克服する「アブソーバ機能³⁸」が提案されている。

b) 変動電源の平滑化制御は、変動電源側の出力変化を計測し、負荷側への急激な電源供給が起これないように変動電源出力を平滑化する電池制御を実施するものである。蓄電池による平滑化制御技術はこれまでも様々な提案がなされているが、蓄電池及び変換装置（PCS）の容量が課題となっている。この課題に対しては、変動周期の早いものと遅いものを異なる電池に分担させるハイブリッド型システム³⁹が提案されている。また、電池容量及び PCS 容量の削減という異なる目的に対して、制御入力フィルタの時定数を電力変動量の大きさに応じて調整する「可変時定数制御」、蓄電池の上下限值に達することを避ける「電池量補正制御」、さらに補償電力等が制御装置の運用上限近傍に達した場合の「最大出力追従制御」、等が提案されており、本州内風力発電実証試験において検証が行われている。また、変動電源の瞬時変動制御は、有効電力の瞬時値を計測して電力補償を実施する取り組みが行われている。変動電源に対しては平滑化と瞬時変動制御を同時に行う必要があるため、離島においては 2 つを組み合わせた制御が特に重要である。図 付-3 に各制御を組み合わせた制御ブロックの例を示す。

³⁸ 伊藤俊之他、「ガスエンジンと蓄電池の協調制御による瞬時電圧低下対策及び自立運転性能改善」電気設備学会 pp.316-pp.325、2010 年 4 月

³⁹ 神通川亨：「風力発電出力変動抑制への応用」電気学会全国大会(2009)p.S7(13)-S7(16)

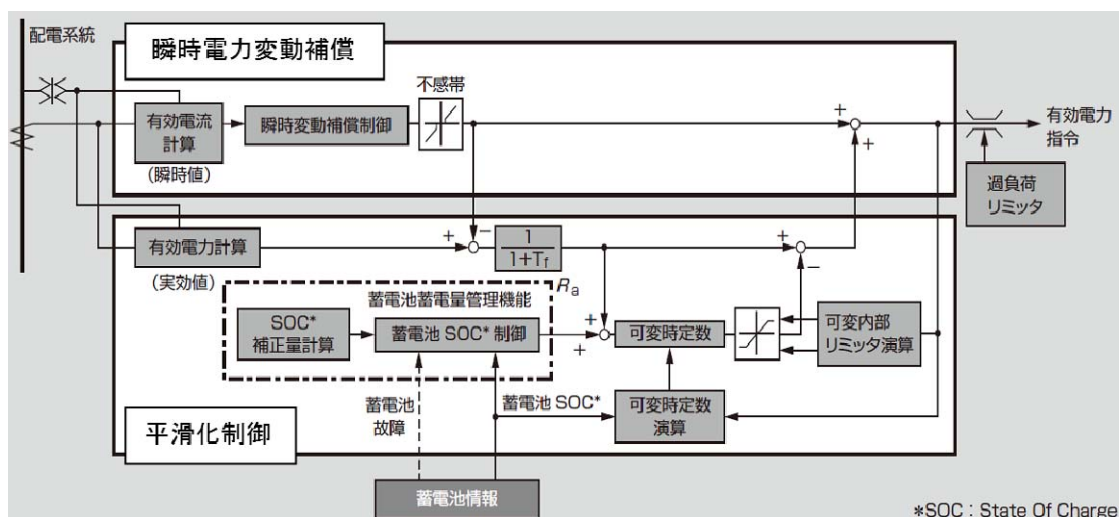


図 付-3 平滑化制御(実効値)及び瞬時電力変動補償制御⁴⁰

c) 系統の周波数変動制御は、需給バランスの変動が系統周波数に反映されることを利用し、離島内の周波数変動を用いて電力変動を制御するものであり、変動が周波数に影響するような比較的規模の大きい離島で利用される。図 付-4 に制御ブロックの例を示す。

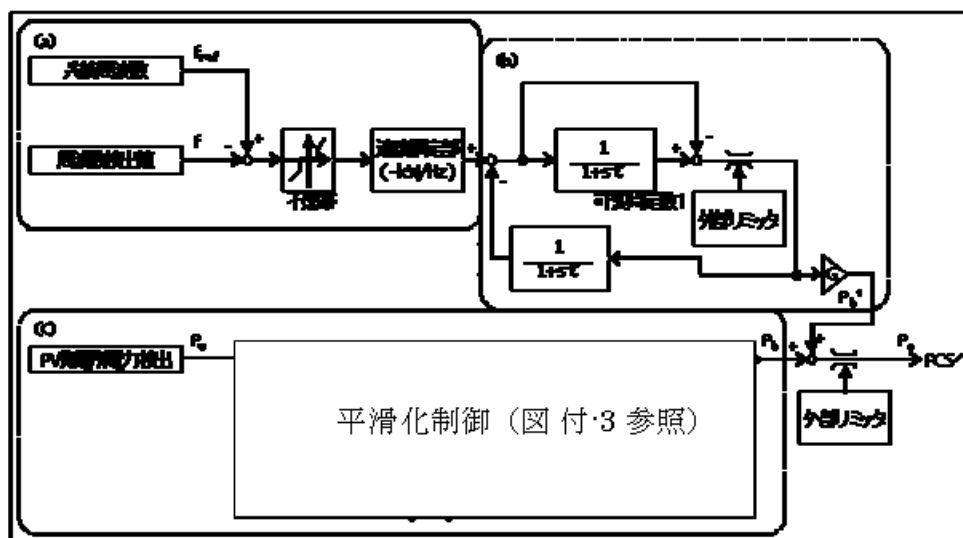


図 付-4 周波数変動制御⁴¹

図 付-4 において、左上(a)の部分では系統周波数と現在の周波数検出値との差を検出し、不感帯を超えた周波数変動に対して必要な補償量を速度調停部にて算出している。また、同図右上(b)

⁴⁰ 小島武彦他：「離島マイクログリッドシステム」富士時報、pp188-193、(2011)

⁴⁰ 佐藤進他：「電力系統向け高速周波数検出装置を利用した系統周波数変動抑制制御手法の開発」電気学会保護リレーシステム研究会 PPR11-021, (2011)

の部分では補償量を算出している。変動量の大きさに応じて時定数を変動させることにより蓄電デバイスの容量を節約しつつ安定化を図り（可変時定数制御）、大きな変動は長時間、小さな変動は短時間の補償出力としている。また、PCS から系統に有効電力を出力することによって系統周波数が復帰するが、自ら出力した有効電力による影響を差し引いて補償量を算出する必要があることから、出力を一次遅れフィルタにてフィードバックしている。そして外部リミッタにより、PCS 出力のうち周波数変動抑制に使用可能な容量を制限している。さらに、同図下部(c)の部分は太陽光発電の変動抑制に関する制御ロジックである。図 付-3 と同様に、可変時定数制御を含む一次遅れフィルタによる補償量を算出している。周波数変動補償中は内部リミッタにより太陽光発電の補償量を低減し、限られた PCS 容量を有効に利用するよう工夫している。

(2) 統合制御

図 付-2 の右下部分に示される、マネジメントシステムにより電力網全体の需給調整を行う統合制御には、ピークシフト運転機能が該当する。一般の電力系統では需要に合わせた給電指令計画・制御は、5-3 項(1)にて述べたように、中央給電指令所において需給予測・需給計画、経済負荷配分（EDC：Economic load Dispatching Control）、LFC、等により実施されている。中央給電指令所での需給計画は、対象発電機数が多いものの、1 回／日程度で実施され、EDC は数分間隔、LFC は数秒間隔で制御されている。

一方、再エネを活用し、蓄電池制御も加えた離島マイクログリッドでは需給予測のみならず、出力予測が重要となり、予測誤差の情報に基づき直近の補正を含め 30 分間隔で実施する必要がある。図 付-5 に制御の構成を示しており、ディーゼル発電機の起動停止が容易である特性の活用、再エネ発電や電池の充電による変動対応を行いながら、需給計画を 30 分間隔で変更する。また、EDC は 1 分間隔、LFC は 1 秒間隔でそれぞれ制御を行う。

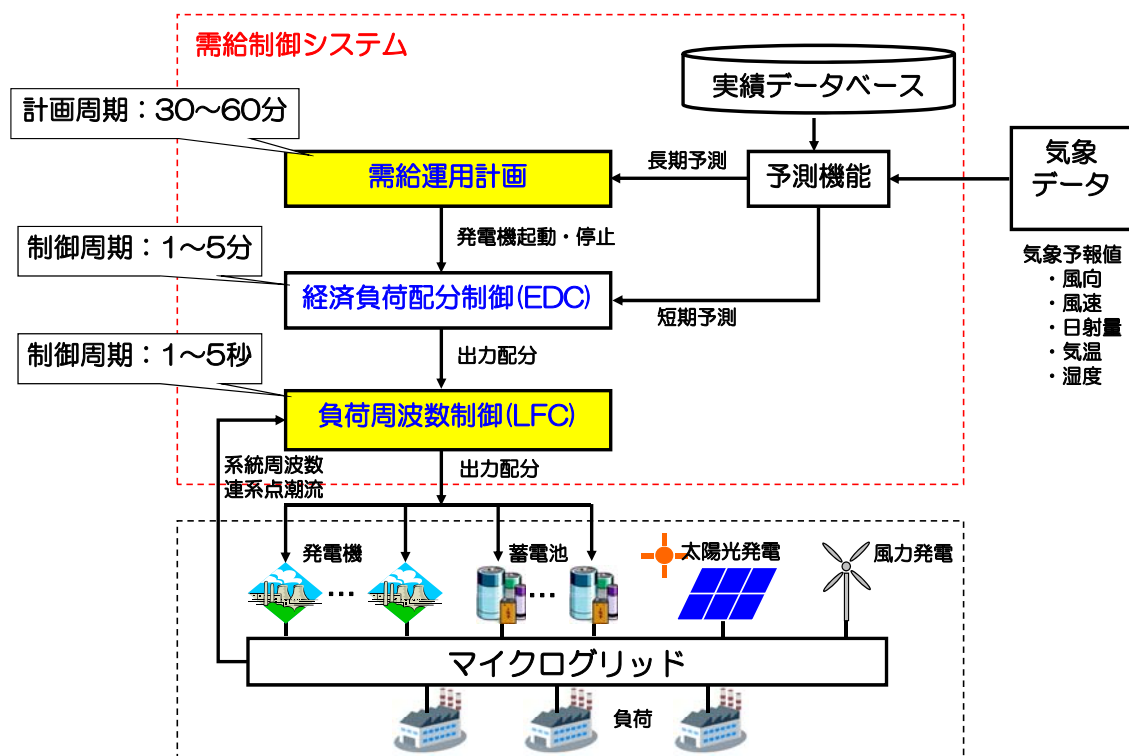


図 付-5 離島マイクログリッド向け需給運用計画及び需給制御の構成⁴²

以上のように、島嶼において必要な技術は、電力貯蔵装置を利用した高精度・高速な制御が特徴であり、多くの技術課題は蓄電池を利用することにより解決可能であるが、経済性を考慮して蓄電池の容量を抑えながら系統の安定性を維持できるかが実行上は重要となる。

⁴² 林他：「マイクログリッド向け需給制御システムのモデリング・シミュレーション」電気学会 C 部門大会 OS8-10(2012)

産業競争力懇談会（COCN）

東京都千代田区丸の内一丁目 6 番 6 号 〒100-8280

日本生命丸の内ビル（株式会社日立製作所内）

Tel : 03-4564-2382 Fax : 03-4564-2159

E-mail : cocn.office.aj@hitachi.com

URL : [http : //www.cocn.jp/](http://www.cocn.jp/)

事務局長 中塚隆雄