

東京大学 COI-サテライト ワークショップ
エネルギーシステムにおけるイノベーション
ー世界的な潮流である脱炭素化への展望ー
2019年12月3日(火)

再生可能電源による電気と水素の コプロダクションシステムの経済性評価

吉岡 剛

東京大学工学系研究科特任研究員

研究の概要

■背景と目的

- 2012年から始まった固定価格買取制度により、とりわけ太陽光発電の導入が進んだ。しかし、系統制約問題から指定電気事業者の管内では、新規に導入される太陽光発電は無制限無保証出力抑制が実施される可能性がある。2018年度には九州本土で出力制御が実施された。
- 電力自由化に伴い、新電力事業者が増加している。一方、今後増加が予想される卒FIT太陽光発電などの再生可能エネルギーを電源に持つ場合、インバランスリスクを抱える。2019年度の新制度からインバランス単価は上昇する見込みである。
- これまで水素製造、貯蔵、輸送など、個別技術の研究開発は多く行われているが、経済性を有する具体のエネルギー事業のシステム構築が行われている研究は少ない。
- これらの外部環境において、出力抑制やインバランスに伴う再エネ電力を用いて水素製造を行い、FCV等のモビリティ燃料などに活用することで、事業性を有する再生可能電源による電気と水素のコプロダクションシステムを構築することを目的とする。

目次

1 電力システムと課題

2 再エネの出力予測誤差

3 電気・水素のコプロダクションシステム

目次

1

電力システムと課題

2

再エネの出力予測誤差

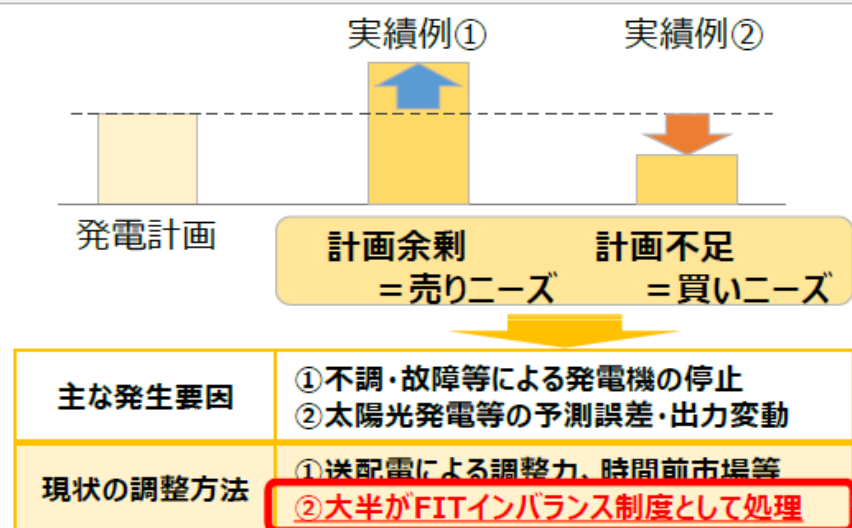
3

電気・水素のコプロダクションシステム

想定される市場環境の変化② FIT制度による再エネ増加に伴う変化

- 太陽光の導入拡大に伴いFITインバランスが急速に増大しており、100万kWh以上のFITインバランスが発生する地域も見られている。このため、必要な調整力を最小限にとどめ国民負担を軽減する観点から、系統利用者が計画変動の調整を時間前市場等も活用して自律的に行うことが、資源エネルギー庁において議論されている。
- また、2019年11月から住宅用太陽光発電設備のFIT買取期間が順次終了し、2023年までに平均で毎年100万kW以上が自家消費又は余剰電力の自由売電に移行することが予定されているが、このうち火力電源を持たない事業者に売電された太陽光発電設備の予測誤差については、時間前市場で計画変動の調整が行われるものと想定される。
- 2017年度における時間前市場の平均約定量が25万kWhであったことを踏まえると、これらの太陽光発電設備の予測誤差の規模は数倍以上となることが想定される。また、発生の様態についても需要変動誤差とは大きく異なる可能性があり、時間前市場において新たな取引方法等が必要となる可能性も想定される。

発電計画誤差と時間前市場取引ニーズの関係性



想定される環境変化

FITインバランス特
例制度の変更

発電・小売事業者が計画変動調整を行う制度変更が行われた場合、時間前市場における取引ニーズが増大する可能性

家庭用太陽光発
電設備のFIT買
取期間の終了

火力電源を持たない事業者に売電された太陽光発電設備の予測誤差については、時間前市場で計画変動の調整が行われる可能性

出典：第35回制度設計専門会合～時間前市場の活性化について
～H30年12月17日 電力・瓦斯取引監視等委員会

九州における再エネ出力制御の実績

2

系統WG（第21回）事務局資料 一部修正

- 太陽光・風力といった再エネは天候や日照条件等の自然環境によって発電量が変動する特性があるため、地域内の発電量が需要を上回る場合には、電気の安定供給を維持するため、発電量の制御が必要。
- こうした場合、FIT法省令や電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針で定められた優先給電ルールに基づき、火力発電の抑制、揚水運転、地域間連系線の活用などを行い、それでもなお発電量が過剰となる場合には再エネの出力制御を実施することとされている。
- 九州本土では**2018年度に計26日（1発電所あたり5～6日）の出力制御を実施。再エネ（太陽光・風力）の総発電量（制御量を含む）に占める制御量の割合は年度で0.9%**（3月単体では6.4%）。足下でも太陽光発電の導入拡大が続き、今後出力制御量の増加が予想される中、出力制御量低減に向けた一層の対応が必要な段階。

＜九州出力制御実績（2018年度）＞

再エネ出力制御日数	計26日（うち、平日の制御が9日）
1 発電所あたりの累積制御日数	5～6日
出力制御率※1	0.9%
最大出力制御量	180万kW（2019年3月24日）
制御時の平均出力制御量※2	太陽光 71.2万kW 風力 1.2万kW

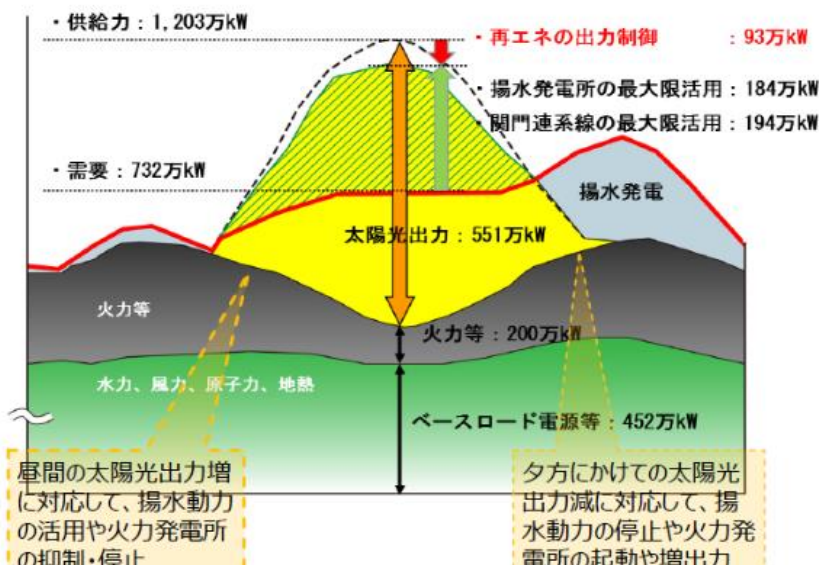
※1 再エネ（太陽光・風力）の制御量を再エネ発電量及び再エネ制御量で除した数値

※2 各制御日における出力制御最大量の合計を制御日数で除した数値

＜九州出力制御実績（2019年度）（7月末現在）＞

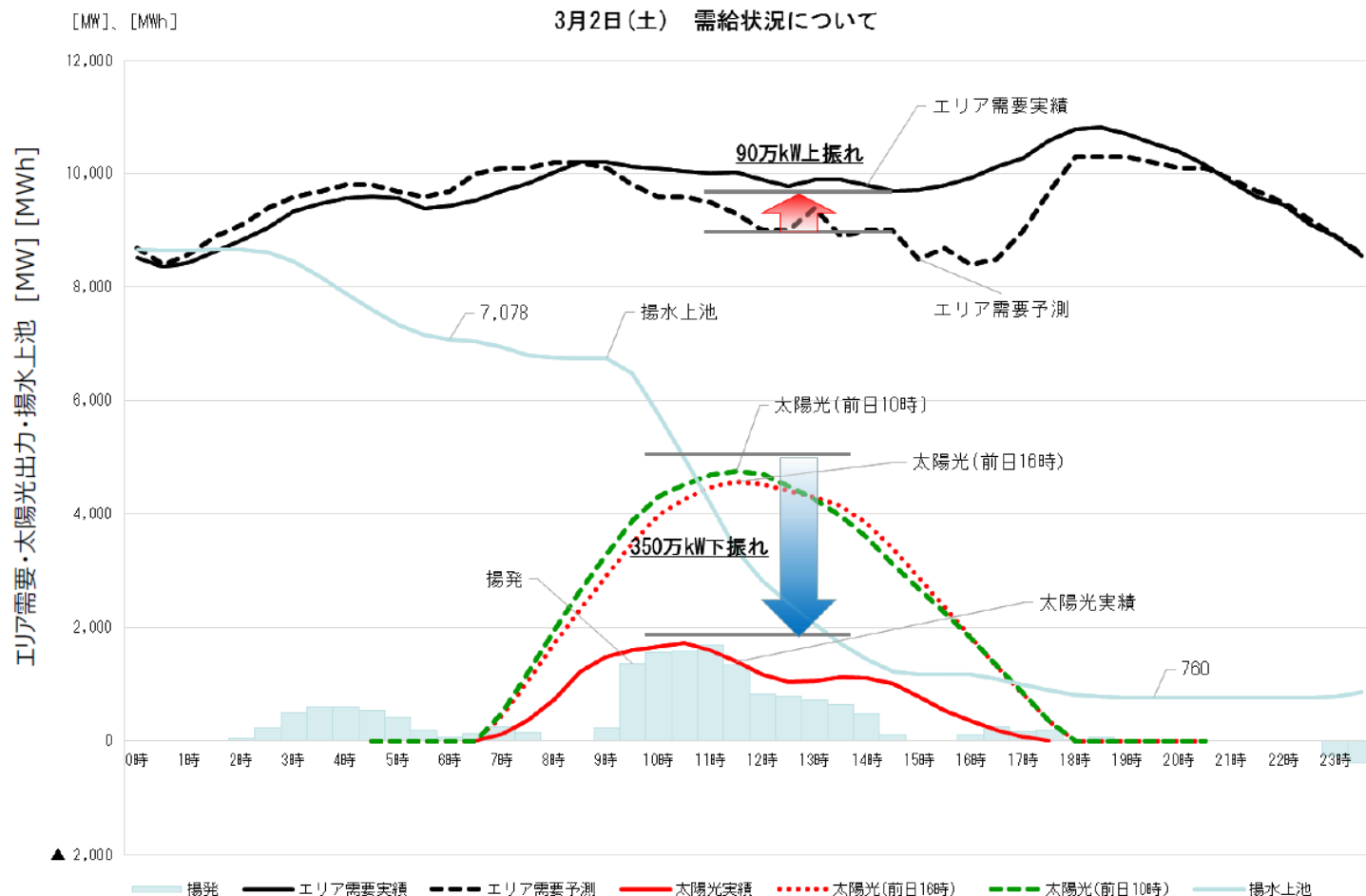
再エネ出力制御日数	計30日（うち、平日の制御が16日）
1 発電所あたりの累積制御日数	8～9日
最大出力制御量	257万kW（2019年4月7日）

＜九州の電力需給イメージ（2018年10月21日の例）＞



九州電力における出力制御(2019年3月2日)

再エネ出力が前日想定よりも下振れしたケース



揚水発電を上げ調整力と見込んでいるものの、気象変動により揚水発電で供給力を確保する場合、
揚水上池保有量を見ながら火力機の増出力等で供給力を確保しなければならない。

九州電力における出力制御(2019年3月2日)

再エネ出力が前日想定よりも下振れしたケース

20

- 前日計画から需要増と太陽光出力減などにより、440万kW程度の供給力が不足した。
- 揚水動力を取り止め、揚水発電することにより400万kW程度の供給力を確保できるが、揚水発電は上池容量の制約がある。

時 刻		需給運用面の対応内容	供給力確保量
①	7:00	・4時の気象データから100万kW程度の出力減を確認したが、気象状況が不安定であり出力が急増することも考慮し 長周期広域周波数調整は予定通り実施 ⇒ 現行の運用では解除締切時間は7時(1回のみ)	
②	9:00～ 10:00	・再エネのオンライン制御(+81万kW分)取り止め ・揚水動力運転を取り止め(+226万kW) ・供給力不足を揚水発電で対応(最大+150万kW程度) ⇒ 揚水動力運転に向けて上池容量(水量)が少なく 揚水発電の長時間運転ができないことから、 火力機に対し緊急起動指令	+81万kW +226万kW +150万kW程度
③	11:30～	・当日出力変更が可能な電源Ⅲ(電発)出力抑制解除 ⇒2時間前(9:30)に指令を実施	+100万kW
④	13:00～	・新大分Ⅲ系緊急並列(11時指令、13:49並列)	+70万kW

目次

1 電力システムと課題

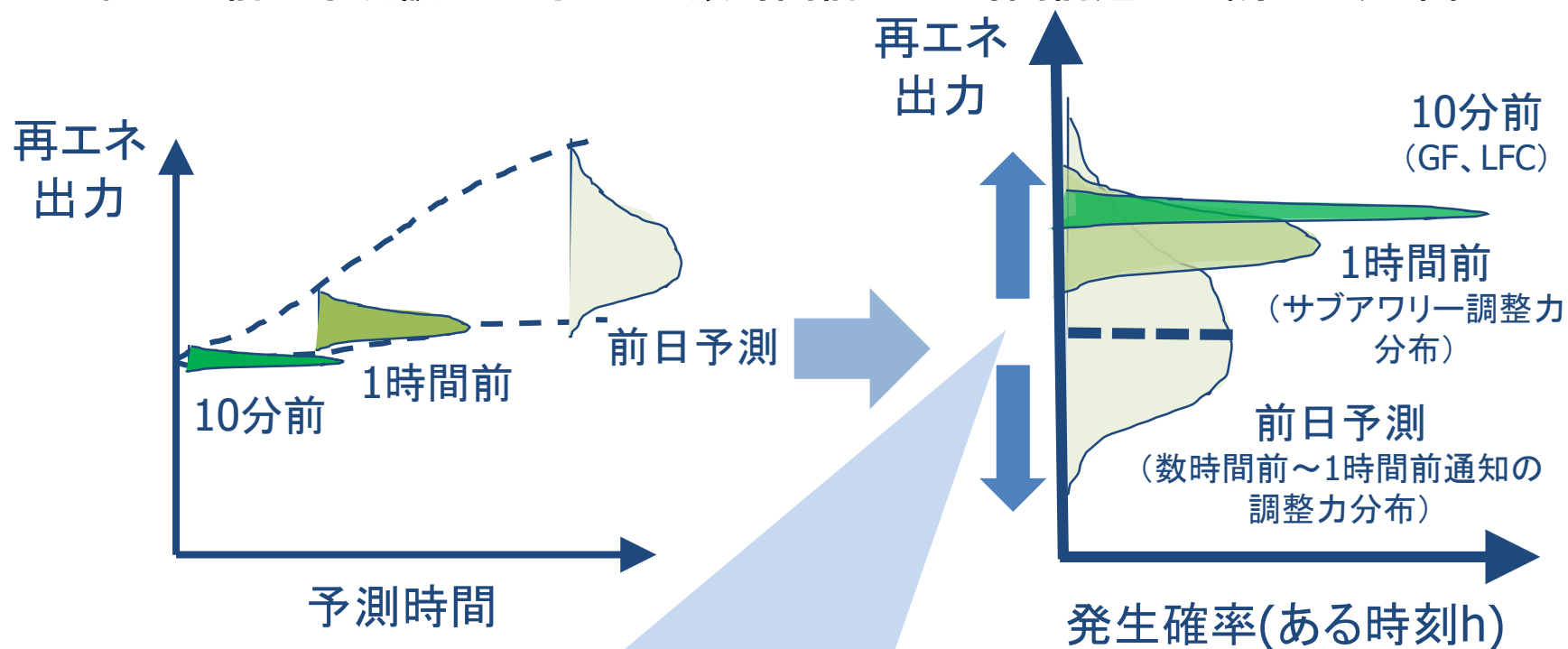
2 再エネの出力予測誤差

3 電気・水素のコプロダクションシステム

再生可能電源出力の予測誤差と系統運用

- 予測時間が長いほど誤差が大きくなる傾向がある。
- ある電力受け渡し時刻で誤差分布を整理すると、調整力必要量の分布と見なせる。

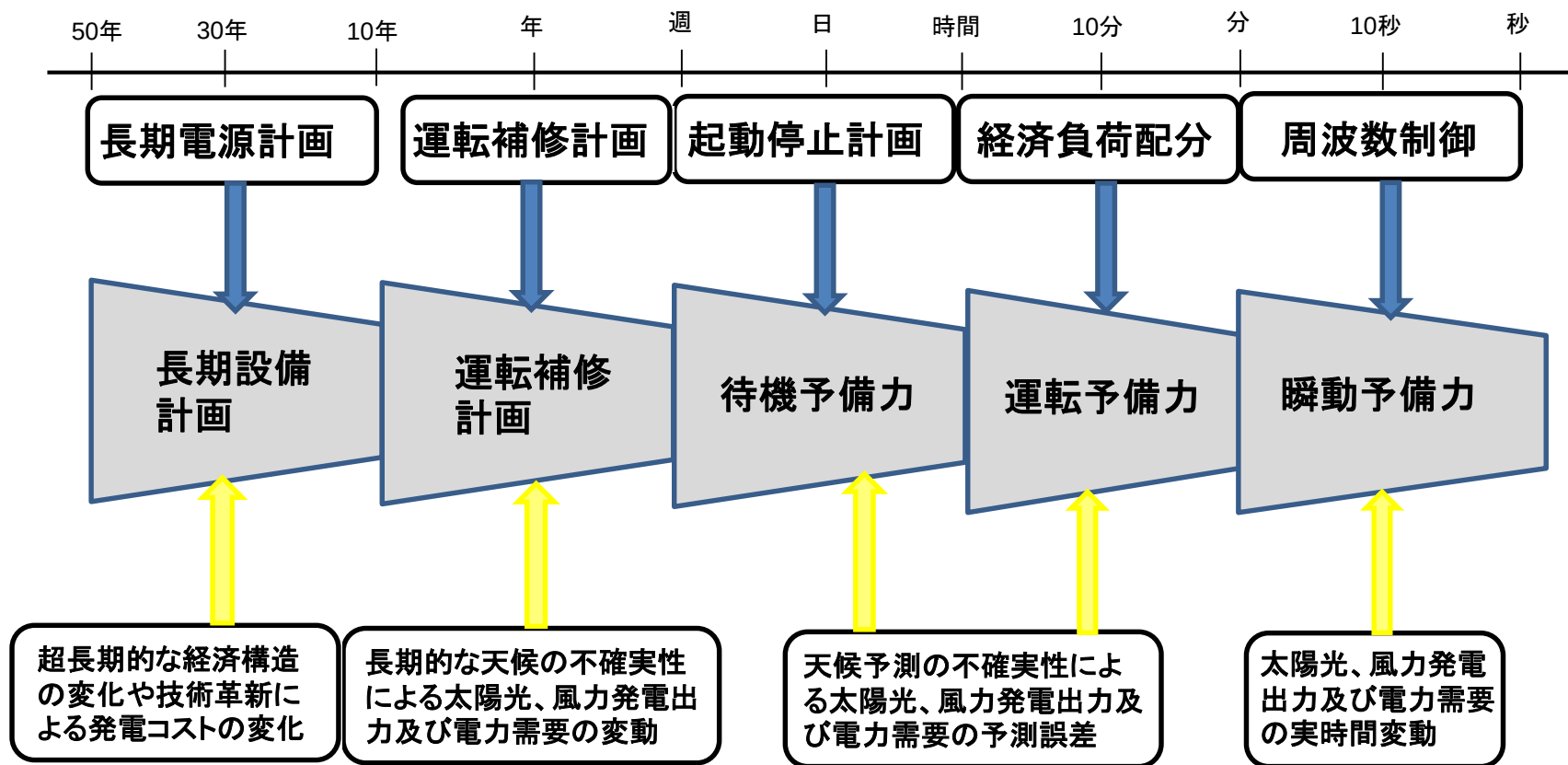
例えば前日予測誤差に対応した数時間前から1時間前通知の調整力分布。



各時間断面の分布の予測平均値からの誤差・変位を調整力で賄う。

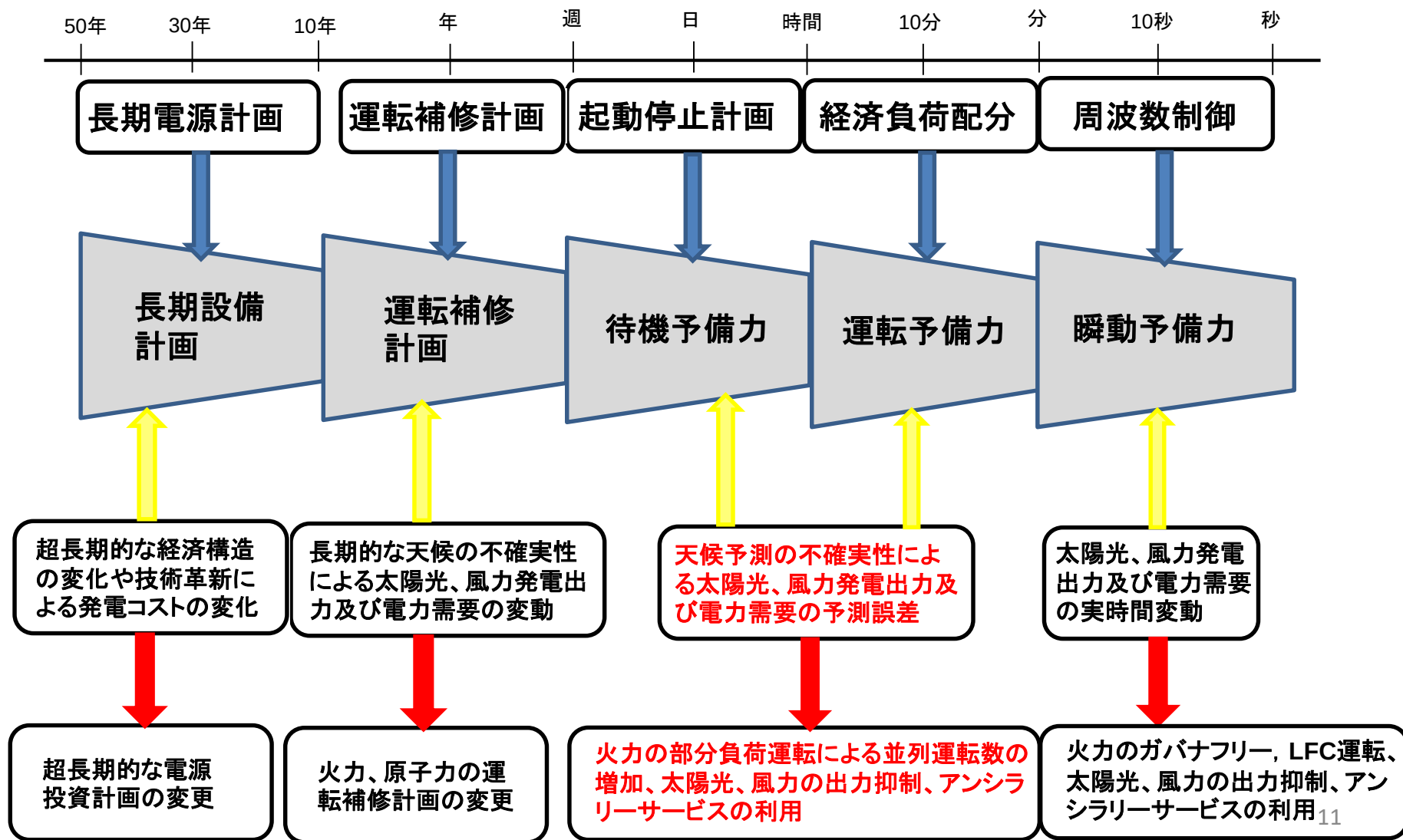
電力系統計画・運用における需給調整

過去の電力系統の運用では、各時間帯での電力需要の不確実性に対応した需給調整を行ってきたが、再生可能電源大量導入と電力システム改革に伴い、従来とは異なる需給調整の技術・制度が必要となる。



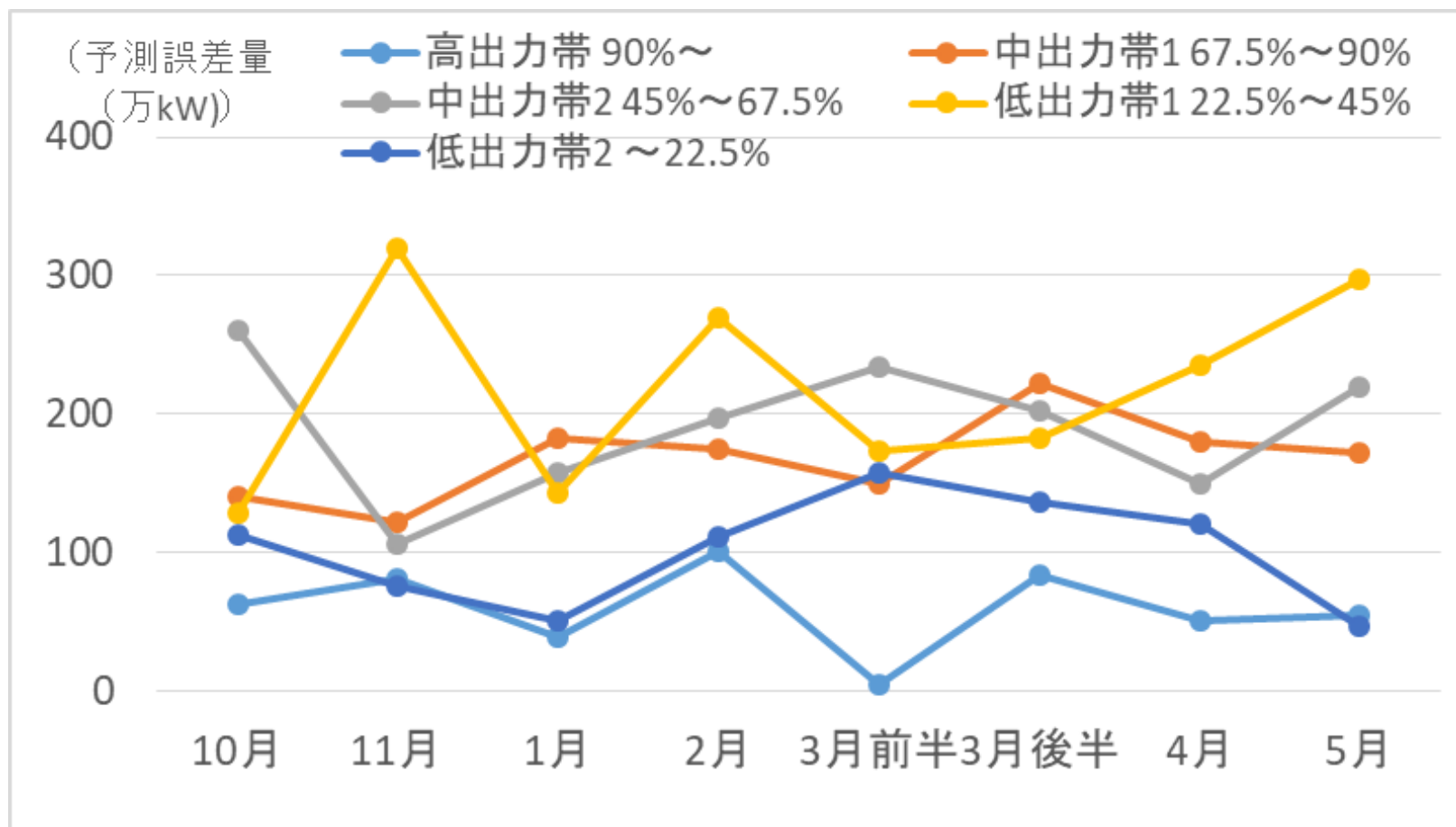
電力系統計画・運用における需給調整

新たな需給調整の技術・制度は、特に周波数制御、経済負荷配分、起動停止計画において必要である。ここでは、電気自動車等の需要側の機器を系統運用につなげる技術と制度の革新が求められている。



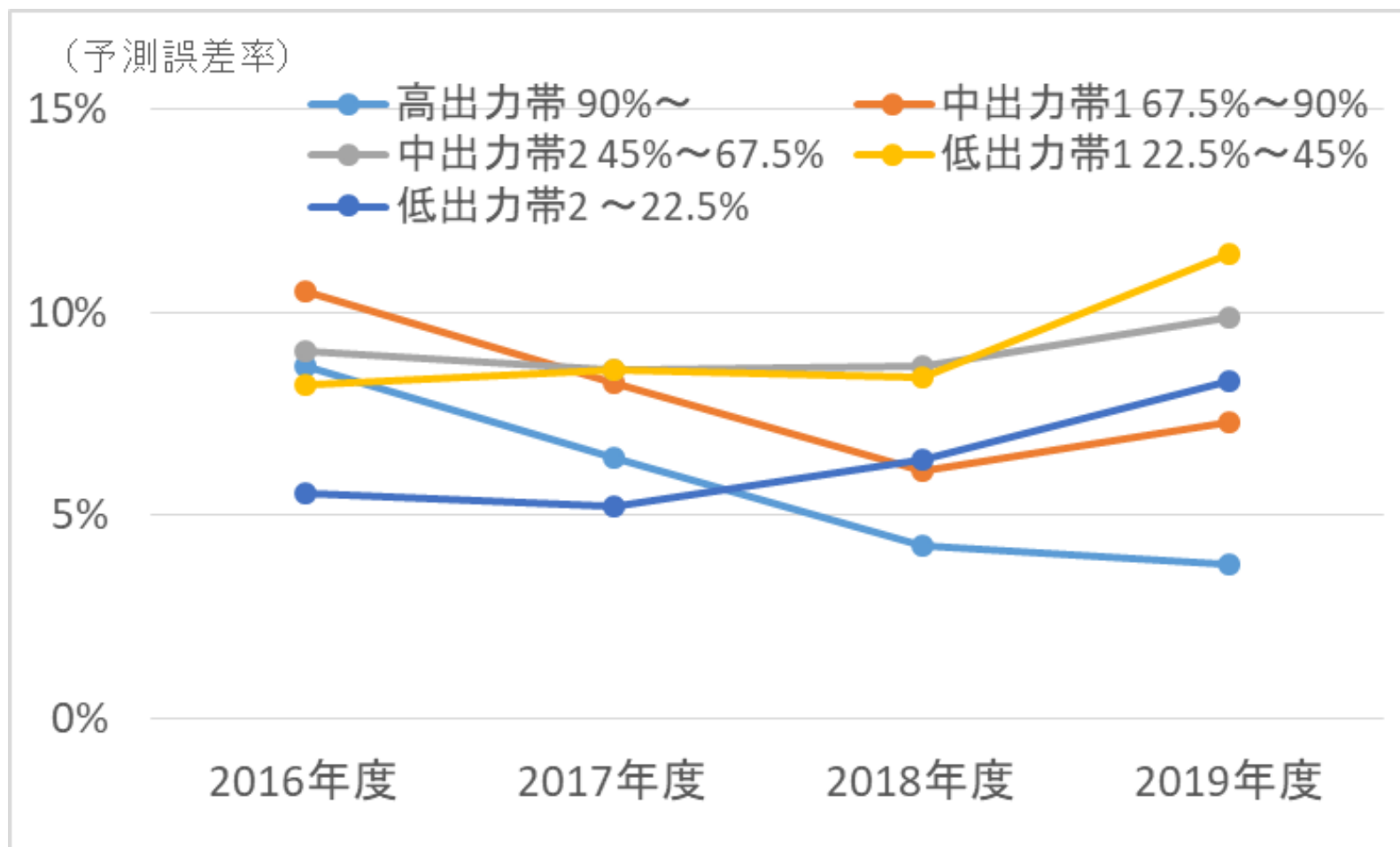
予測誤差の現状(九州電力:2018年10月～)

- 中出力帯、低出力帯での予測誤差量が大きい。
→曇天等の天気予報における出力予測が難しい。



予測誤差の現状(四国電力:2016年～2019年度)

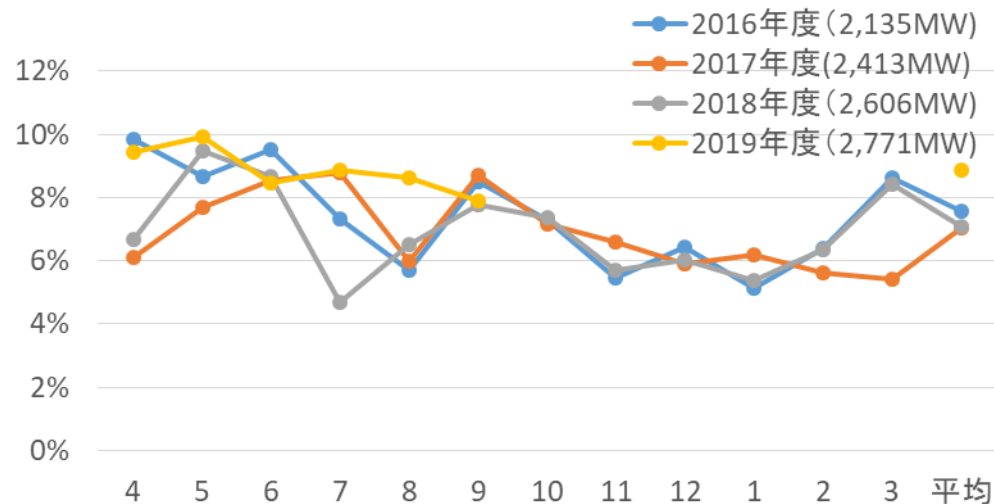
- 中出力帯、低出力帯での予測誤差量が大きい。
→曇天等の天気予報における出力予測が難しい。



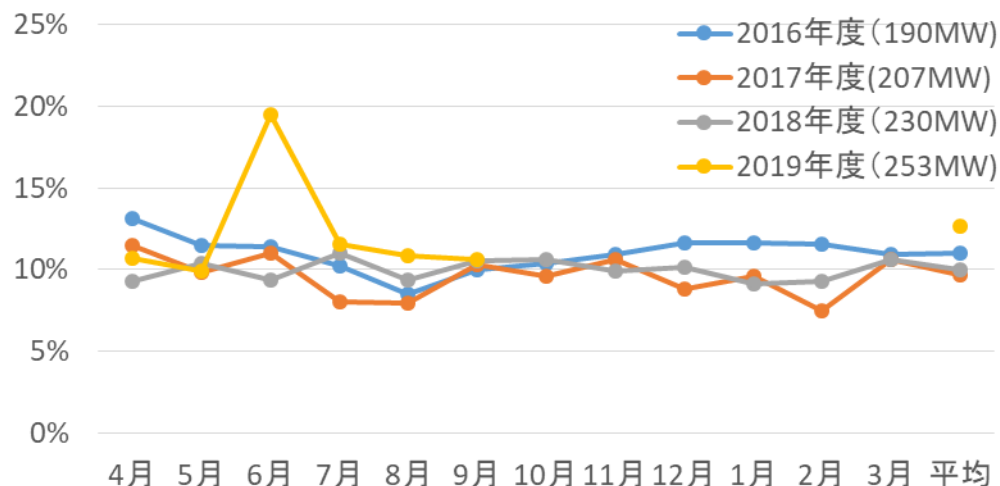
四国電力における再エネの予測誤差(月別)

- 太陽光発電、風力発電ともに発電出力が大きい季節に予測誤差が大きくなる傾向

四国電力における太陽光発電の月別予測誤差

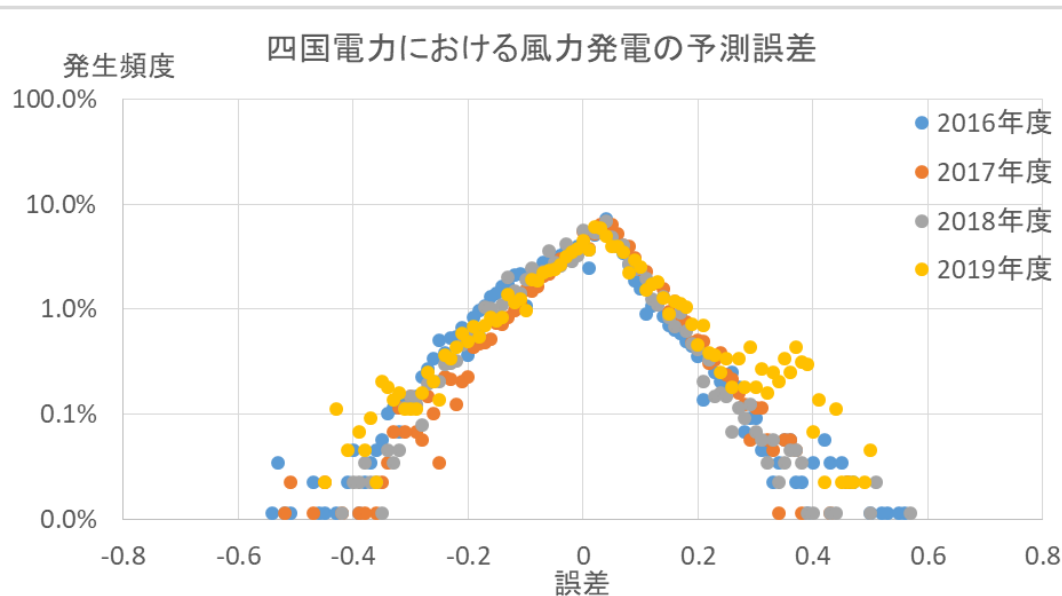
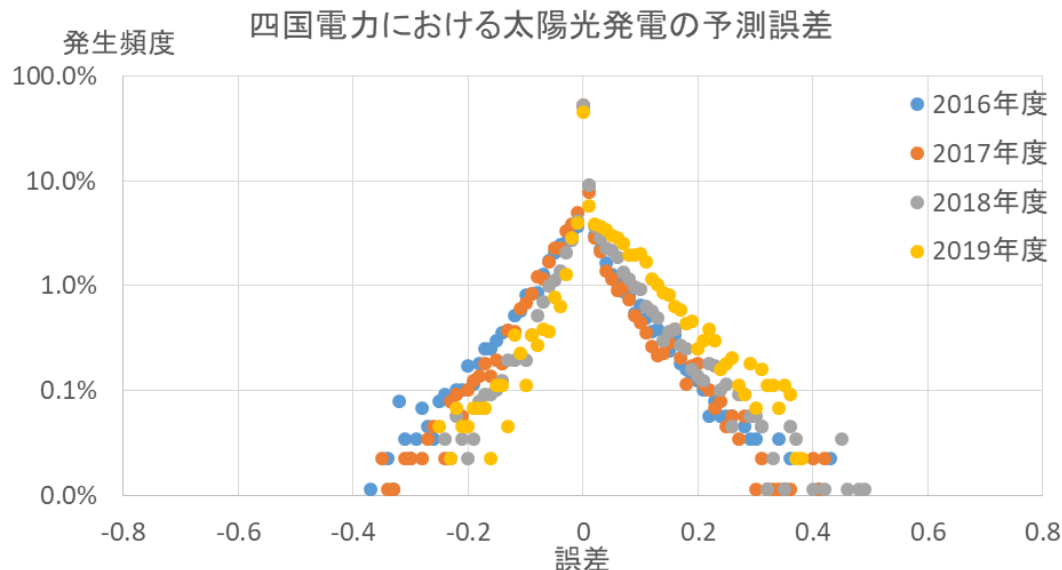


四国電力における風力発電の月別予測誤差

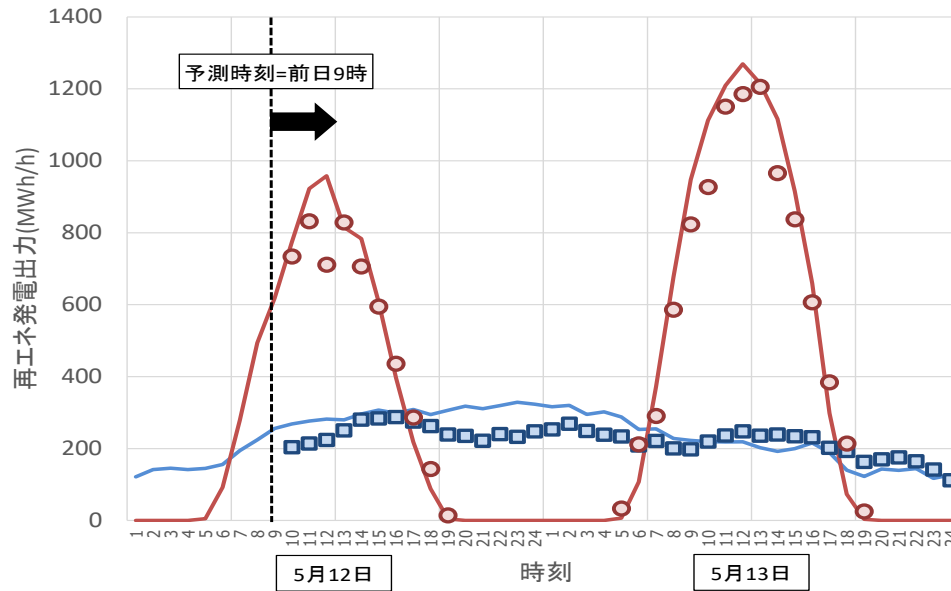


四国電力における再エネの予測誤差(分布)

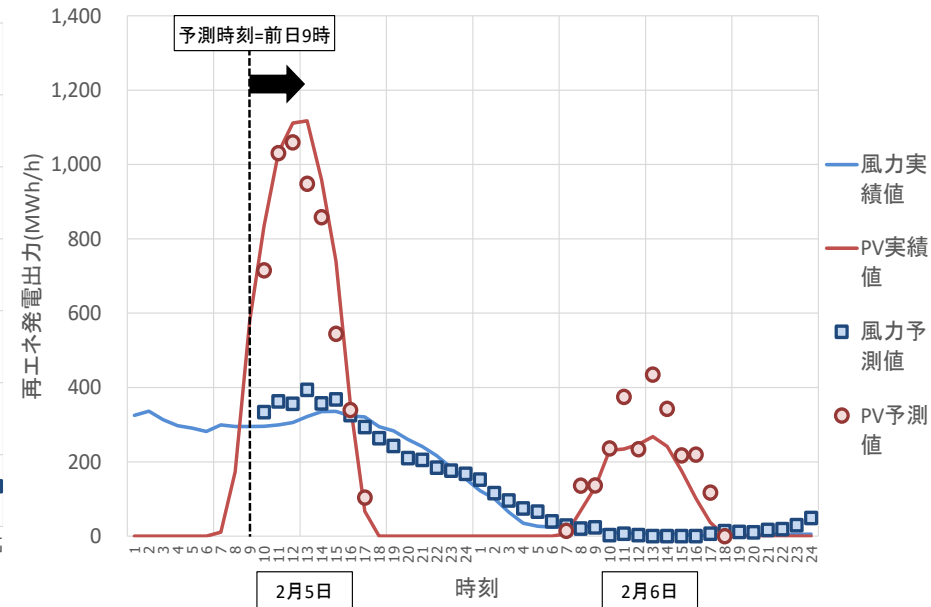
- 太陽光発電、風力発電ともに予測誤差はラプラス分布の形状
- 風力発電の方が分散が大きい



予測値と実績値の比較



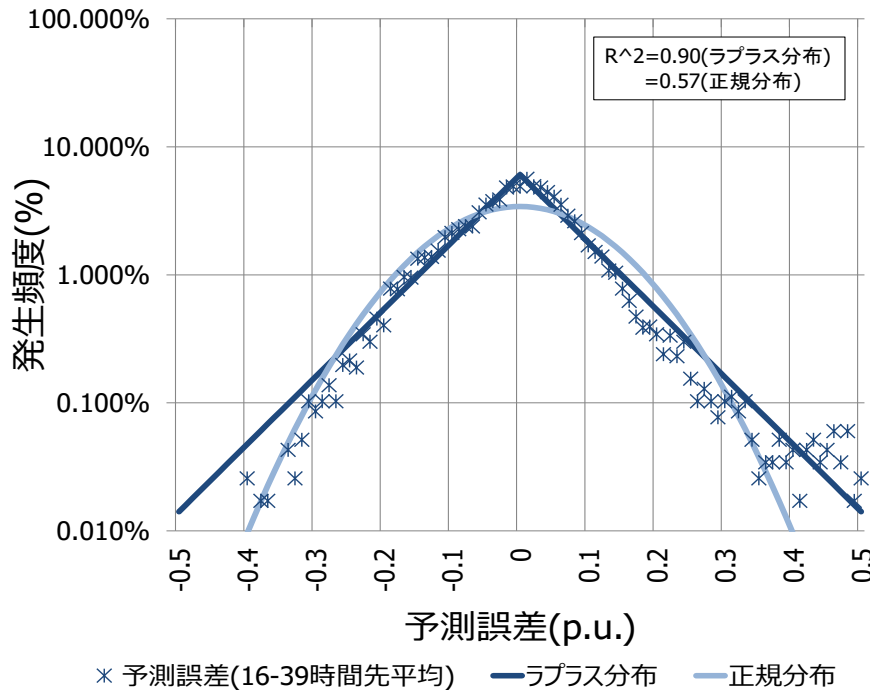
再エネ比率高い, 2012年5月12-13日



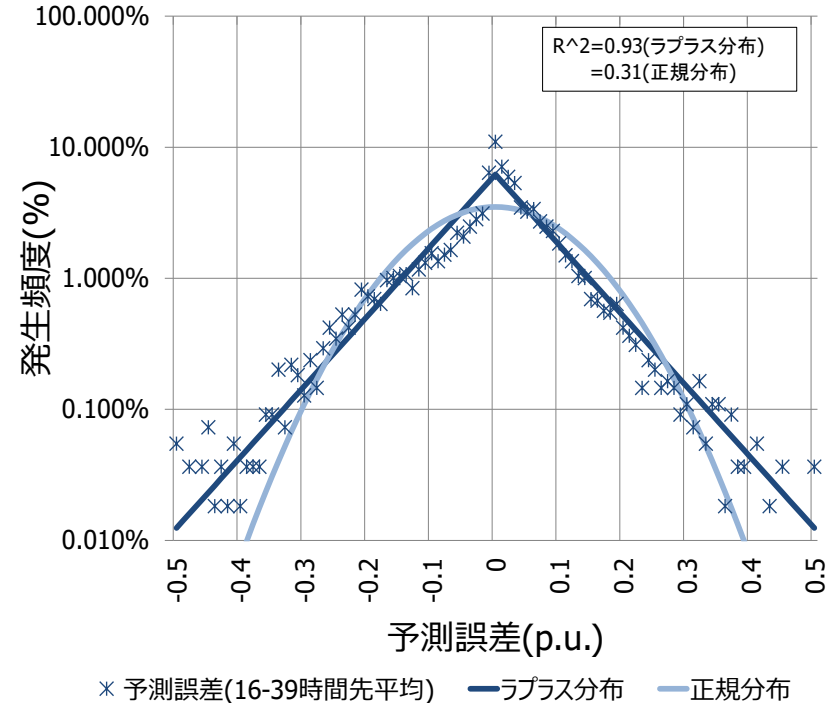
再エネ比率低い, 2013年2月5-6日

高橋雅仁, 再生可能電源大量連系に対応するデマンドレスポンスの導入可能性に関する研究, 東京大学大学院工学系研究科電気系工学専攻 博士論文, 2017.9

予測誤差分布



風力発電



太陽光発電

ラプラス分布の方が正規分布よりも、決定係数 R^2 の値が大きく、先行研究と同様に、ラプラス分布の方が適合している。

高橋雅仁, 再生可能電源大量連系に対応するデマンドレスポンスの導入可能性に関する研究, 東京大学大学院工学系研究科電気系工学専攻 博士論文, 2017.9

太陽光、風力等の再生可能電源を利用したこれからの電気事業に求められるもの

高度な予測技術

太陽光、風力及び電力需要
前日予測の高度化

相互に関連

インバランス補償システム

冷蔵庫、エアコン等
電気自動車等
水素と燃料電池車

予測技術の改善

ネットワーク接続
による遠隔制御

高度な予測技術とインバランス補償システムの確立により、電力システムの安定化に貢献しつつ、再生可能電源の普及を促進することが重要

目次

1 電力システムと課題

2 再エネの出力予測誤差

3 電気・水素のコプロダクションシステム

再生可能電源による電気と水素のコプロダクションシステムの経済性検討

今後、新電力の市場環境が大きく変わる2020年以降を想定し、新電力事業者が再エネ電力のインバランス対策として水素製造事業を行う場合の経済性評価を行う。

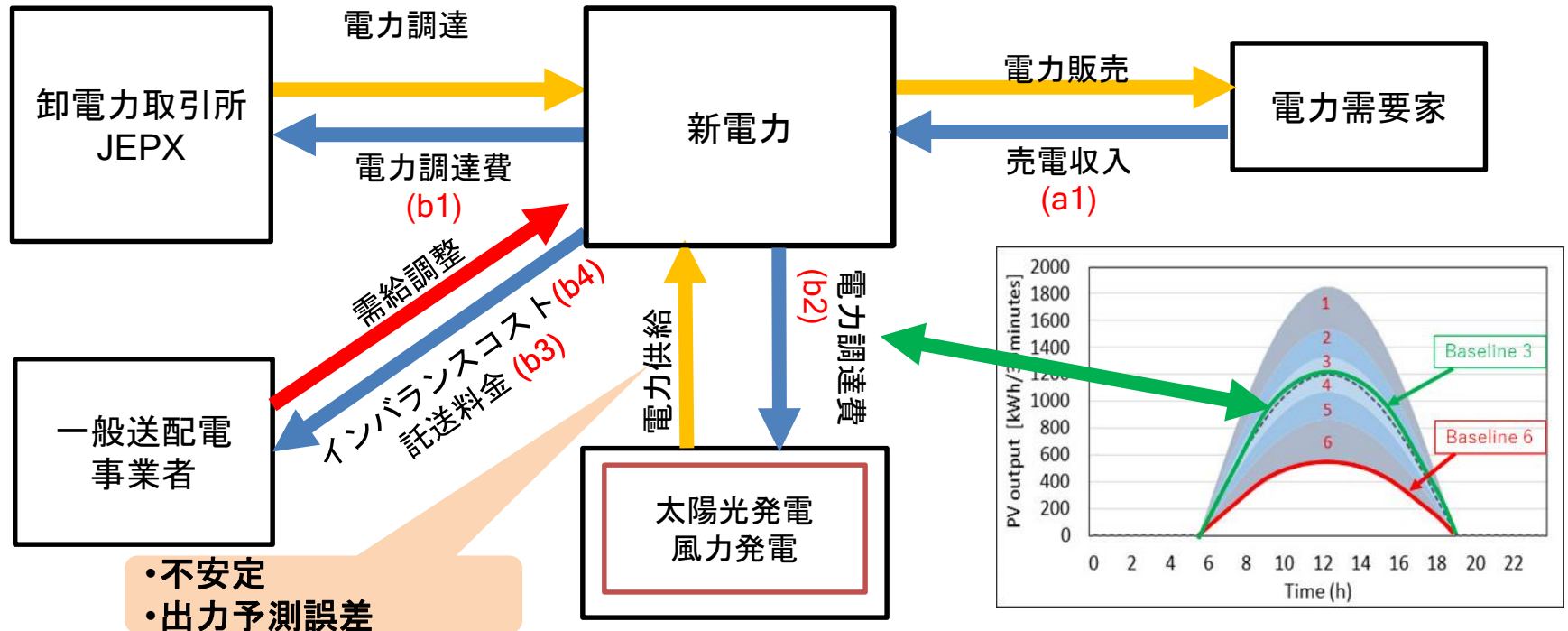
■検討におけるポイント

- 再エネインバランス調整電力を活用した水素製造における制度的枠組み
→水素製造に用いる電力調達の考え方(需給予測、託送料金等)
- 事業性に影響を与える主要要素
→再エネ電力の種類・電源構成割合、卸電力単価、託送料金、インバランス料金、水素製造システムコスト、水素販売単価、再エネ購入単価等
- 卒FIT電源の発電予測
→予測誤差に応じた水素製造設備の最適化

システムの検討イメージ

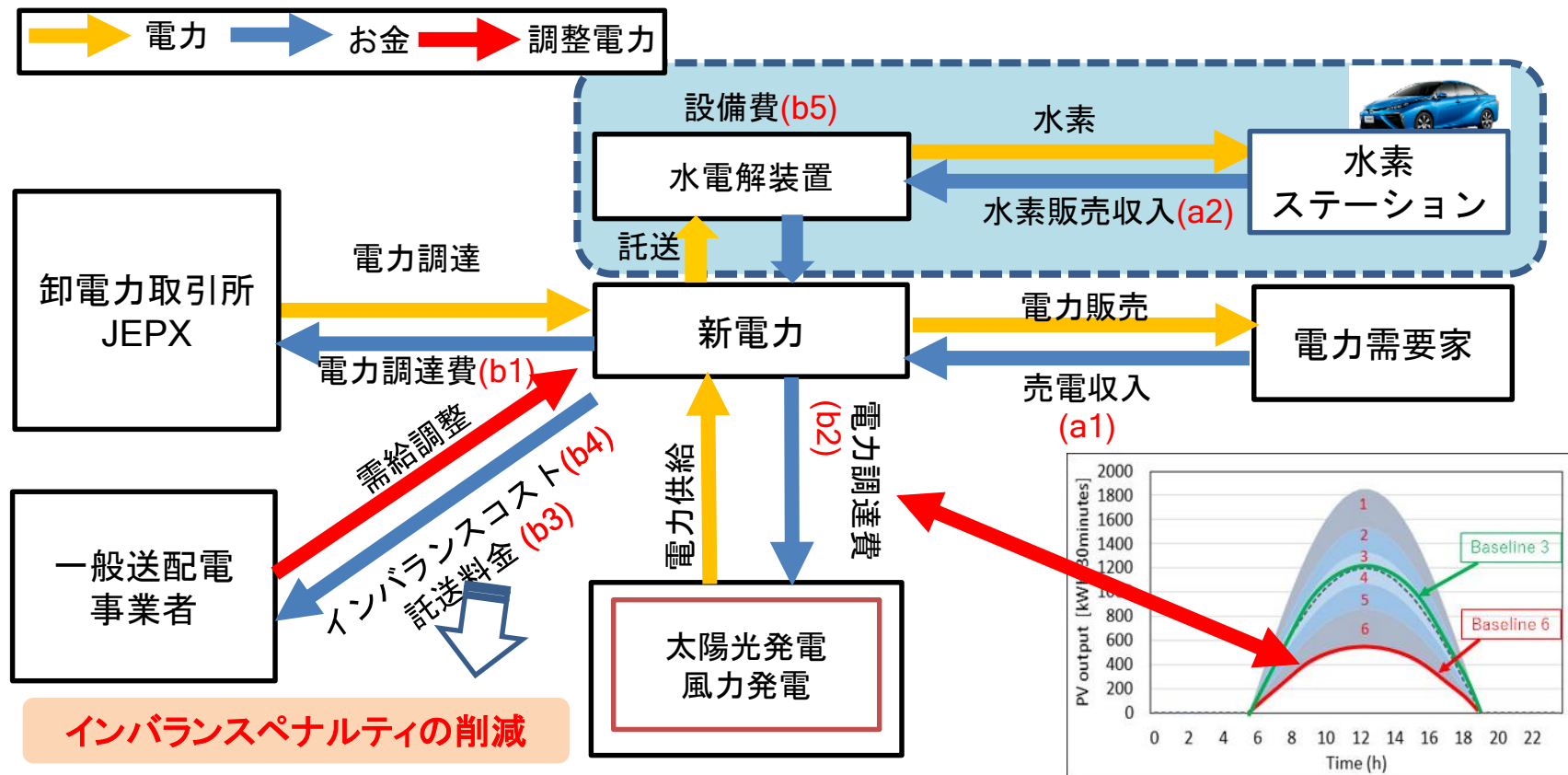
- ◆ 事業主体：新電力事業者
- ◆ 事業エリア：兵庫県淡路島内（関西電力管内だが、島の南側は四国電力の系統制約を受ける）
- ◆ 調達電力：卸電力（JEPX）、太陽光発電、風力発電
- ◆ インバランス対策：インバランス電力を用いて水素製造を行う。
- ◆ 水素製造：電力の託送により、水素ステーションに併設した水素製造設備により行う。
- ◆ 経済性評価：新電力事業者が、「水素製造システムを保有しない」場合と「水素製造システムを保有する」場合の2つの事業価値を比較

新電力事業のビジネスモデル(水素製造システムなし)



$$\text{Cash flow} = \text{売電収入 (a1)} - \text{卸電力調達費 (b1)} - \text{太陽光電力調達費 (b2)} - \text{託送料金 (b3)} - \text{インバランスコスト (b4)}$$

新電力事業のビジネスモデル(水素製造システム保有)



Cash flow = 売電収入(a1) + 水素販売収入(a2)
 - 卸電力調達費(b1) - 太陽光電力調達費(b2)
 - 託送料金(b3) - インバランスコスト(b4) - 水素製造装置費(b5)

太陽光発電の予測誤差を考慮した電気・水素製造システムの最適化評価(先行研究)

- 太陽光発電の予測誤差 σ (10%)はラプラス分布に従うとし、誤差の分布を6つに分割し、電気・水素製造システムの最適化を混合整数計画を用いて評価(松橋ら, 2018)
- 水素製造を行う場合、新電力が調達する電力は、 $S(6)$ の下限值に設定し、余剰分は水素製造に用いることで、CFを最大化し、インバランスペナルティを回避

$$P(dx) = \frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \cdot e^{-\frac{\sqrt{2}|dx|}{\sigma}}$$

$$S(1) = \{dx | -4.1\sigma \leq dx \leq -2.1\sigma\}$$

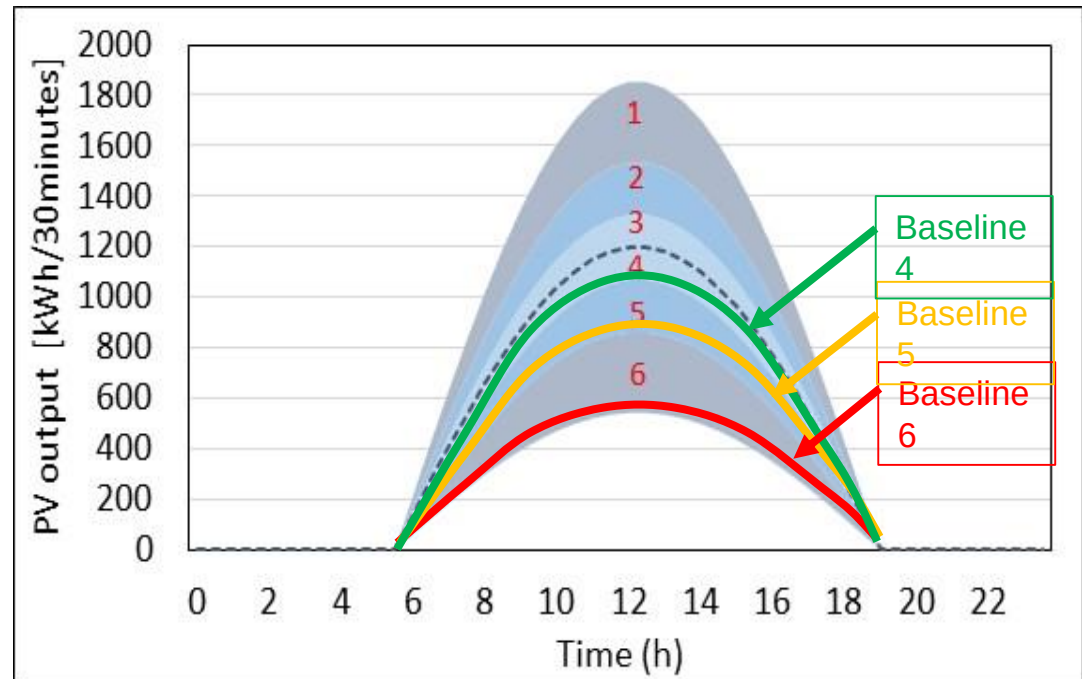
$$S(2) = \{dx | -2.1\sigma \leq dx \leq -0.8\sigma\}$$

$$S(3) = \{dx | -0.8\sigma \leq dx \leq 0\}$$

$$S(4) = \{dx | 0 \leq dx \leq 0.8\sigma\}$$

$$S(5) = \{dx | 0.8\sigma \leq dx \leq 2.1\sigma\}$$

$$S(6) = \{dx | 2.1\sigma \leq dx \leq 4.1\sigma\}$$



太陽光発電の予測誤差の分布イメージ

前提条件1:新電力事業(事業概要)

表 新電力事業概要

項目	内容
事業者	既に新電力事業を行っている新電力事業者
エリア	関西電力管内
事業規模	30,000kW(高圧需要家のみ)
負荷率	20%
電力需要負荷パターン	関西電力の電力需要(2018年度)と同じと想定
電力需要	52,560,000kWh/年

表 買取再エネ電源概要

項目	太陽光発電	風力発電
買取対象	卒FIT太陽光発電	卒FIT風力光発電
対象規模	5,000kW(高圧)	2,500kW(高圧)
設備利用率	10.4%	20.7
年間発電電力量	4,558,332kWh	4,543,583kWh
発電パターン	2018年度四国電力実績値を元に算定	

前提条件1:新電力事業(収支内訳)

	費目	設定値	出典
売上	電力小売単価	関西電力高圧電力AS(6,000V)と同値 基本:1765.5円/kW 従量:13.94円/kWh(夏季)、12.87円/kWh(その他季)	関西電力 料金メニュー
	余剰 インバランス (年間平均値)	JEPX(2018年度)スポット市場取引結果(エリアプライス関西の1時間値)に対して、一定単価(5、10、15、20円/kWh)をマイナスする単価を設定	
経費	電力仕入れ (JEPX)	JEPX(2018年度)スポット市場取引結果(エリアプライス関西の1時間値) 年間平均値:8.88円/kWh	
	電力仕入れ (太陽光・風力)	計画値に対して、JEPX(2018年度)スポット市場取引結果(エリアプライス関西)の年間平均値:8.88円/kWhで固定買取(計画値をはずれた発電量分の購入はみていない)	
	託送料金	関西電力託送料金(高圧:標準接続送電サービス)と同値 基本:517円/kW 従量:2.59円/kWh	関西電力 料金メニュー
	不足 インバランス (年間平均値)	関西エリアのインバランス料金(2018年度)に対して、一定単価(5、10、15、20円/kWh)をプラスする単価を設定	

前提条件2:水素製造事業(事業概要)

表 水素製造設備概要

項目	内容
事業者	新電力事業者
エリア	関西電力管内
水素製造設備容量	300Nm ³ /h(PVの余剰電力規模に準じる)をベースにNPVを最大化する容量を推計
水電解消費電力単位	5.0kWh/Nm ³
水電解消費上水量	0.0010t/Nm ³

表 水素製造設備コスト(設備容量300Nm³/hの場合の2020～2030における目標値)

項目	内容	備考
水電解装置設備	70,000千円	
純水製造装置設備費	1,200千円	
受変電設備	12,000千円	上記設備費の25%
工事費	20,800千円	
合計	104,000千円	

* 水素製造設備容量を変更する際は、コストは設備容量に比例すると設定

前提条件2:水素製造事業(収支内訳)

	費目	設定値	出典
売上	水素小売単価	50円/Nm3	
経費	電力仕入れ(再エネ電源)	0円/kWh	
	託送料金	関西電力託送料金(高圧:標準接続送電サービス)と同値 基本:448.2円/kW、従量:2.6円/kWh	関西電力料金メニュー
	ユーティリティー費	水道使用量	
	人件費	水素ステーションの人員が運転管理する想定のため費用計上しない	
	土地代	水素ステーションの土地に設備設置する想定のため費用計上しない	
	保険料	設備費の0.8%	
	修繕費	設備費の3%	

経済性評価(評価方法)

■評価方法

- 対象事業において、これまでの設定条件をもとに1年間(1時間毎8760時間分)の電力需給モデルを作成し、各要素の時間別単価を用いて、事業の損益計算書、キャッシュフロー計算書を作成
- この計算書をもとにDCF(Discounted Cash Flow)法により各事業のNPV(Net Present Value:現在事業価値, 事業期間:15年, 割引率:4%)を算出

■制約条件

- 水素製造設備ありの事業において、NPVが最大化される水素製造設備の容量を算出
 - * 水素製造設備の処理能力を超えた再エネの余剰電力は、ダミーロードにより消費と想定

■計算結果

- 各ケースにおいて、新電力事業者が、「水素製造システムを保有しない」場合と「水素製造システムを保有する」場合の2つの事業について、NPV、水素設備容量・設備利用率(水素製造あり)を計算し、各結果の差額(水素製造ありー 水素製造なし)を算出

経済性評価(試算ケース)

■試算ケース

➤ ケース1

新電力の買取電源を太陽光発電(5000kW、 σ :7.1%)のみ、風力発電(2,500kW、 σ :10.0%)のみ、太陽光発電・風力発電の両方の3ケースで試算

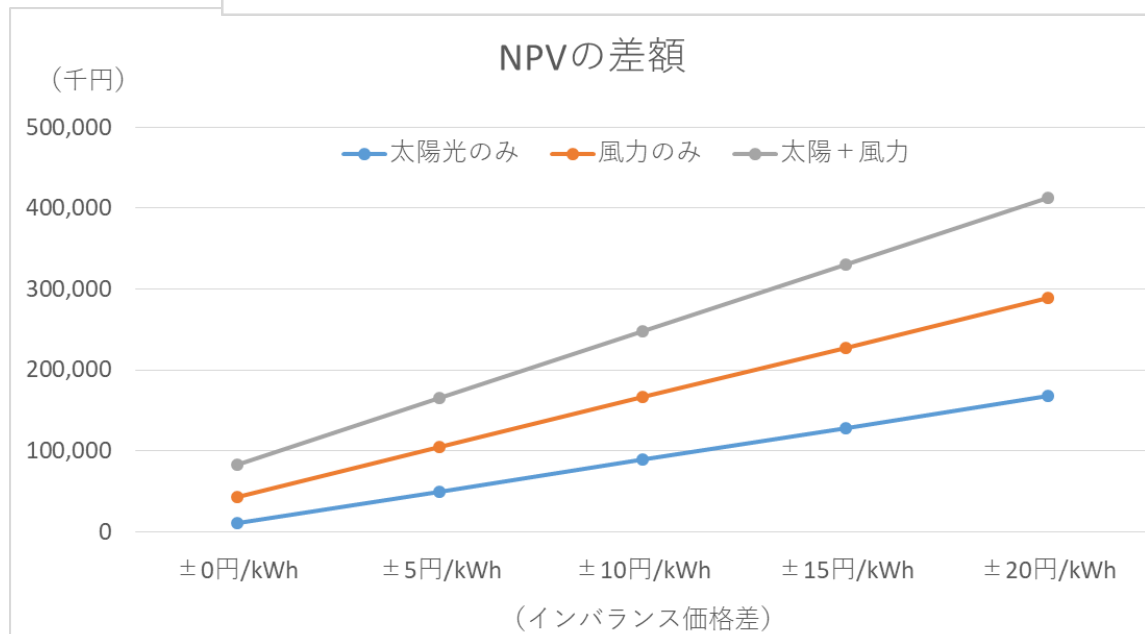
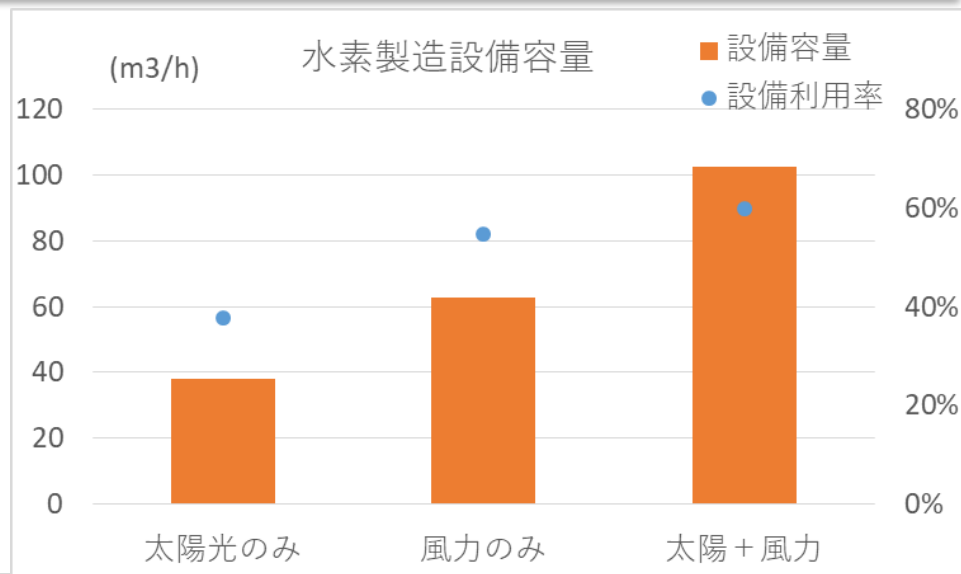
➤ ケース2

新電力の買取電源を太陽光発電(5000kW)、風力発電(2,500kW)の両方とし、予測誤差 σ を5%、10%、15%、20%の4ケースで試算

- インバランスコストは、関電エリアのJEPX料金(2018年度1時間値)に対して、一定単価(0、5、10、15、20円/kWh)を余剰時にマイナス、不足時にマイナスする単価の5パターンで感度分析

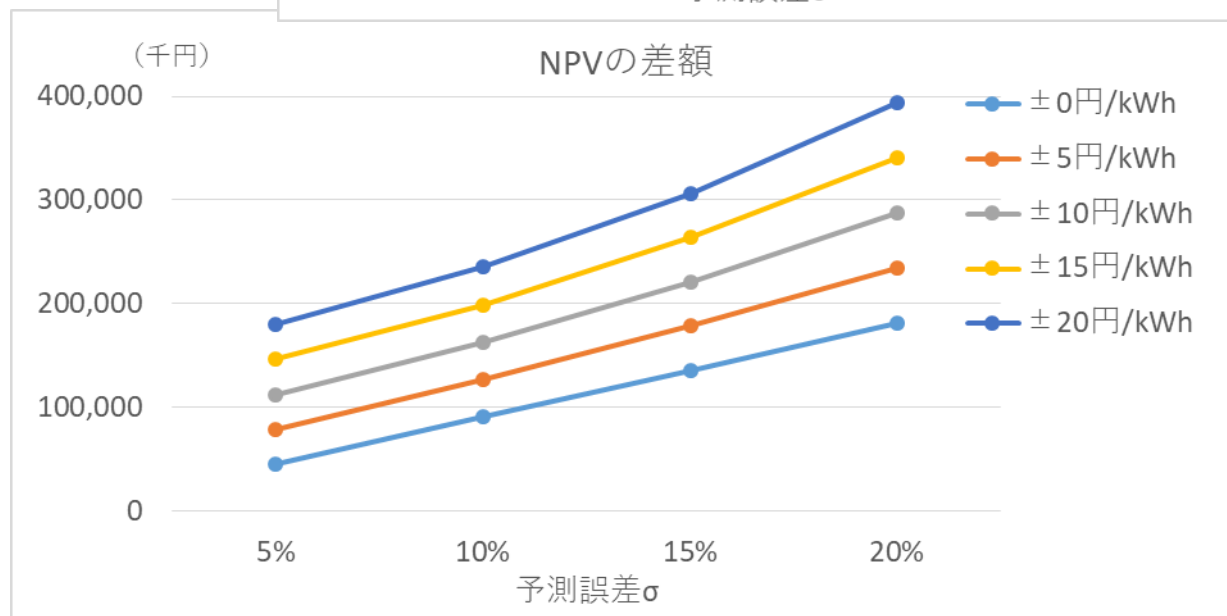
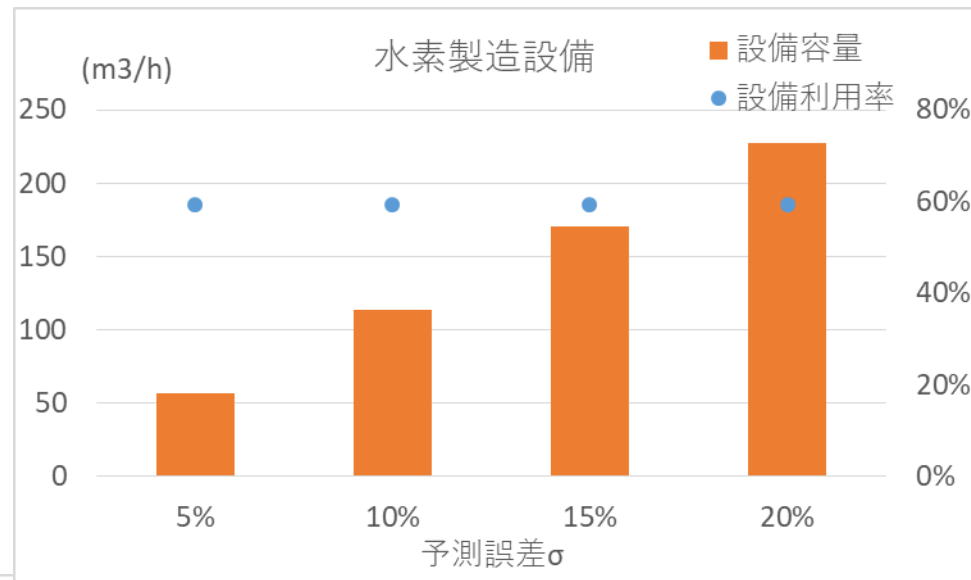
試算結果(ケース1)

- 太陽光発電より、風力発電を電源としたシステムの方が、水素製造システムの設備利用率が高くなり、事業性も高い。



試算結果(ケース2)

- 予測誤差、インバランスペナルティが大きくなるほど、水素製造ありの事業価値の優位性が高くなる。



まとめ

- ✓ 再生可能電源の大量導入と共に、その出力の予測誤差の現状と定量化が電力システムの運用において極めて重要であることを示した。
- ✓ 予測誤差によって生じるインバランスを解消するためのシステムとして、電気と水素のコプロダクションシステムの提案した。
- ✓ 再エネ電源の出力予測誤差に起因する新電力事業者が抱えるインバランスリスクについて、リスクヘッジの手法として、インバランス電力を用いた水素製造を行うことに対して事業性評価を行った。
- ✓ 今回設定した水素製造の条件のもとでは、新電力事業者は、水素製造を行うことで、インバランスリスクを回避し、事業価値を高めるシステムであることを示すことができた。
- ✓ ただし、新電力事業の規模・需要家の負荷パターン、再エネ電源の種類・予測誤差、インバランスペナルティの単価、水素製造システム等の条件によって、結果は大きく異なるため、実際においては各新電力事業者の状況に応じたシステムの構築・評価が必要である。