

グリッドコード導入による 再エネ導入拡大について

2019年3月20日

東京大学

生産技術研究所

齊藤 哲夫



目次

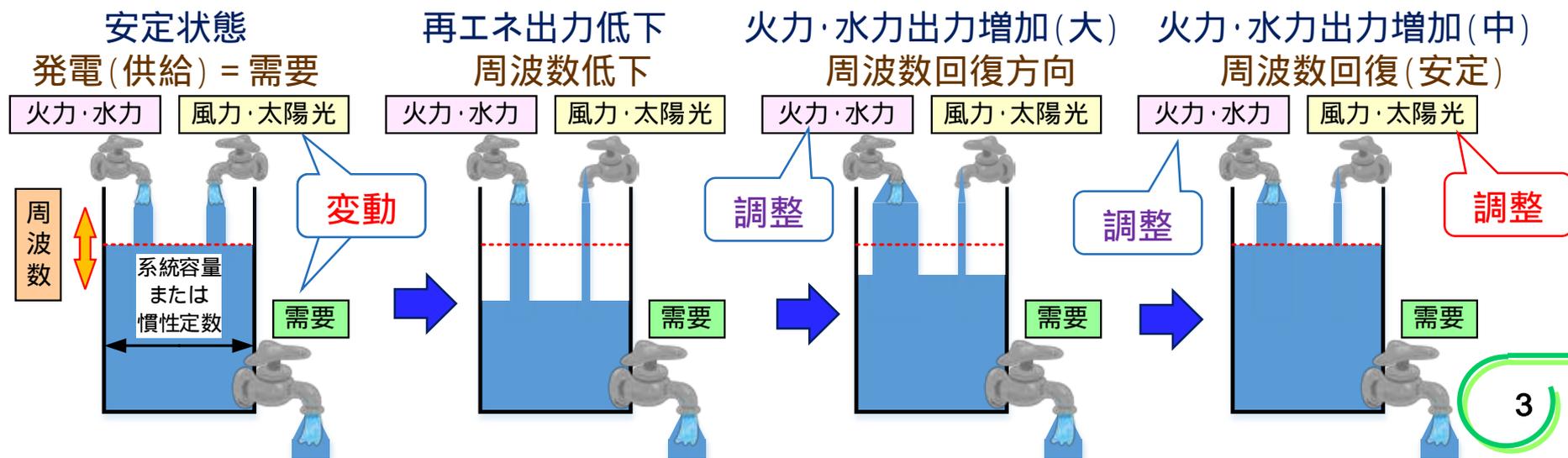


1	はじめに	3
2	出力変化率制限制御	7
3	周波数調定率制御	11
4	最大出力抑制制御	15
5	イナーシャ制御	17
6	ストーム制御	19
7	無効電力・電圧制御	21
8	需給シミュレーション	23
9	制御機能活用による効果	35
10	参考：風力と太陽光の出力相関	38
11	おわりに	39

1. はじめに - 1

I 再生可能エネルギー発電設備の系統連系制約要因

- 周波数を、管理目標値以内に保つことが困難になる（例： $50\text{Hz} \pm 0.2\text{Hz}$ ）
- 電圧を、規定値以内に保つことが困難になる（例： $101\text{V} \pm 6\text{V}$ ）
- 過去：火力や水力など一般発電設備は、需要の変動に対応して供給を調整
- 現在：火力や水力など一般発電設備は、需要の変動に加えて、再生可能エネルギー発電の出力変動も加味して供給を調整
 - ┆ 一般発電設備の出力変化速度や起動時間による制約：調整力不足（短周期・長周期）
 - ┆ 一般発電設備の最低出力による制約：下げ代不足
- 今後：再生可能エネルギー導入先進国と同様に再生可能エネルギーの調整力も活用する（火力や水力と同等）
主力電源は、有効電力・周波数および無効電力・電圧の調整機能を具備



1 . はじめに - 2

1 グリッドコード：発電種別に関わりなく共通（特別な要因を除く）

○ 規模（設備容量）により、詳細仕様は異なるが、制御機能は同じ

- 欧州^{*1}：各国・各地域の規定を統一中（COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631）
- 米国^{*2}：各地域の規定を統一中（FERC Order No.842 2018/2/15 再エネの一次調整力）

制御機能	火力・水力	風力	太陽光	備考
周波数調定率		×	×	再エネ：不感帯付き、出力可能値基準
出力抑制				大規模：中給オンライン制御
出力変化率制限	-	×	×	再エネ：出力変化速度が速い為
イナーシャ	-	×	-	適用実績・製品はあるが、グリッドコードで規定している国・地域なし
ストーム	-	×	-	
電圧調定率				再エネの電圧調定率：不感帯付き 実運用は、電圧調定率、APfR、AQRの何れかを選択
力率一定（APfR）				
無効電力一定（AQR）				
電圧上昇時出力低減	-	-		主に小規模設備に適用
低電圧（FRT）				

【日本の状況】 - :対象外 × :現在不適用 :一部適用中または今後一部適用予定 適用中または今後適用予定

*1: COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016

establishing a network code on requirements for grid connection of generators

http://www.urso.gov.sk/sites/default/files/NK_631_2016-EU_en.pdf

*2: FERC Docket No. RM16-6-000; Order No. 842 Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System—Primary Frequency Response 2018/2/15 <https://ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-2.pdf>



1 . はじめに - 3

Ⅰ 制御機能の活用状況

- 再生可能エネルギー発電設備（再エネ）の導入先進国は、2010年代初頭から電力品質維持を目的とし、グリッドコードまたは連系協議にて、再エネの有効電力・周波数および無効電力・電圧制御機能の活用が進められている。
 - Ⅰ オーストラリアでは、周波数調定率設定値や不感帯設定値などの見直しが進められている。（風力や太陽光の制御機能活用が、電力品質維持に必須）
- 日本は、再エネによる発電出力が、調整不可能な外乱扱いのまま、再エネの出力抑制や蓄電池システムの導入が進められている。
 - Ⅰ 一般発電設備の下げ代不足対応：エリア内再エネの一部停止、出力抑制
 - Ⅰ 超短・短・長周期の再エネ出力変動および周波数変動対応：蓄電池システム

Ⅰ 制御機能活用の目的

- 調整力向上の一手段として、風力発電設備と太陽光発電設備が有する制御機能を活用し、電力品質の維持・向上 ➡ 再エネの導入促進を図る。

Ⅰ 制御特性確認試験の実施（風力発電）

- 欧米を始め殆どの国で、制御機能の適用実績があるものの、日本では各制御機能の概要と特性の把握が行なわれていなかったことから、実システムで測定し、特性の把握と、その結果に基づくシミュレーションなどにより、効果を確認
 - Ⅰ 第1回制御特性確認試験：2017年10月（2,000kW機8基）
 - Ⅰ 第2回制御特性確認試験：2018年1月（2,300kW機単機）



1 . はじめに - 4

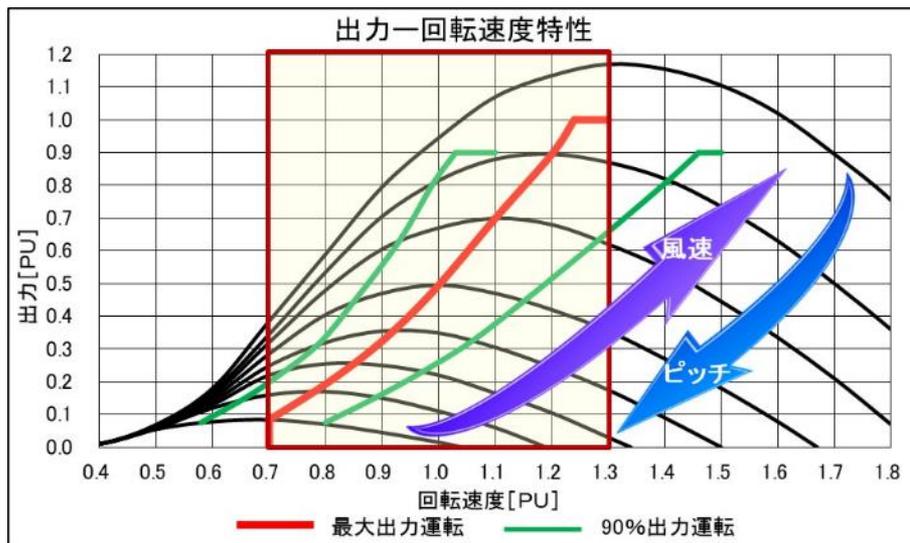
I 風力発電の出力制御方式

- 風速に応じて、最大出力となる回転速度での運転を基本とする（トルク制限等あり）
風車の回転速度を制御することにより、発電出力を制御
- ピッチ角制御による出力抑制も併用

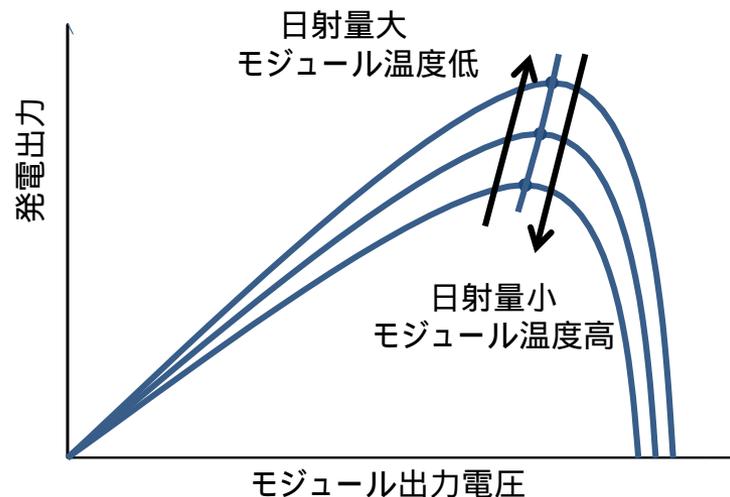
I 太陽光発電の出力制御方式

- 最大出力となるモジュールの出力電圧による運転を基本とする
モジュール出力電圧を制御することにより、発電出力を制御

風力発電の特性



太陽光発電の特性



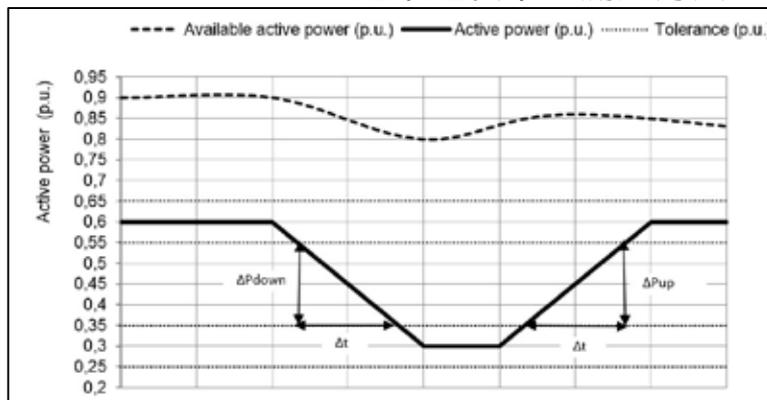
2 . 出力変化率制限制御 - 1

I 出力変化率制限制御の概要

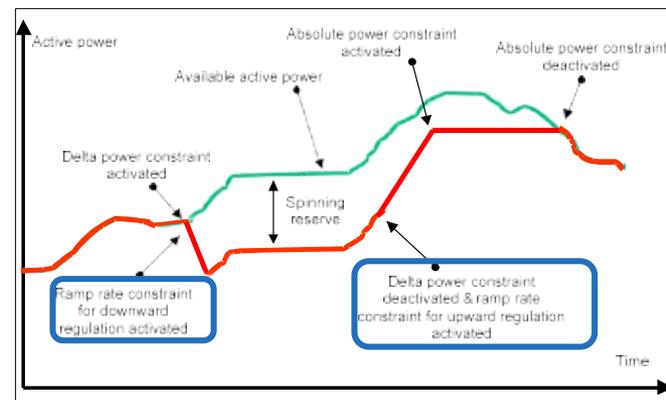
IEC61400-21-1 : 8.3.2 Active power ramp rate limitation

- 通常起動時や通常運転中における風力発電の出力を、出力可能値以下の領域で、出力の増加率および低減率を制限して運転を行う機能
 - | 通常運転中やカットアウト後のカットイン時の出力変動の低減に寄与する超短周期・短周期出力変動量の抑制 周波数変動要因の抑制
- 適用する制御定数は、系統連系協議で決定するが、デフォルト値は以下の通り
 - | デンマーク : 最大値が100kW/秒
 - | アイルランド : 系統連系容量の1~100%/分 (= 100~1分/100%)
 - | ドイツ : 系統連系容量の10%/分 (= 10分/100%)
 - | オーストラリア : 系統連系容量の100%/6分 (= 6分/100%)

IEC61400-21-1 通常運転中の測定方法



デンマークのグリッドコード



IEC61400-21-1 Ed.1 (Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines

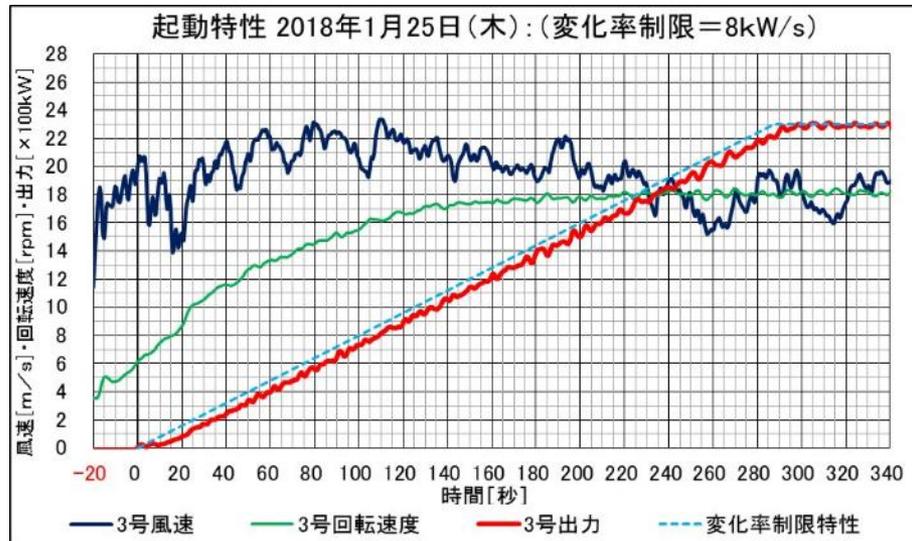
: (電力品質の測定および評価) は、2018年月中旬に、最終国際規格案の投票が行われた

2 . 出力変化率制限制御 - 2

I 出力変化率制限制御の特性（風力）

- 制御定数設定値を8kW/秒とした、2,300kW機の通常起動時特性
 - ┆ 出力上昇率が、設定値通りの8kW/秒であった
 - ┆ 定格出力到達時間が、設定値通りであった（ $2,300/8 = 287.5$ 秒 4.8分）
- 出力変化率制限制御をOFFとした、2,000kW機の通常起動特性
 - ┆ 定格出力到達時間が、約40秒であった（ $2,000\text{kW}/40\text{秒} = 50\text{kW/秒}$ ）

制御機能ON: 2,300kW機の通常起動特性 (時間幅: 360秒)



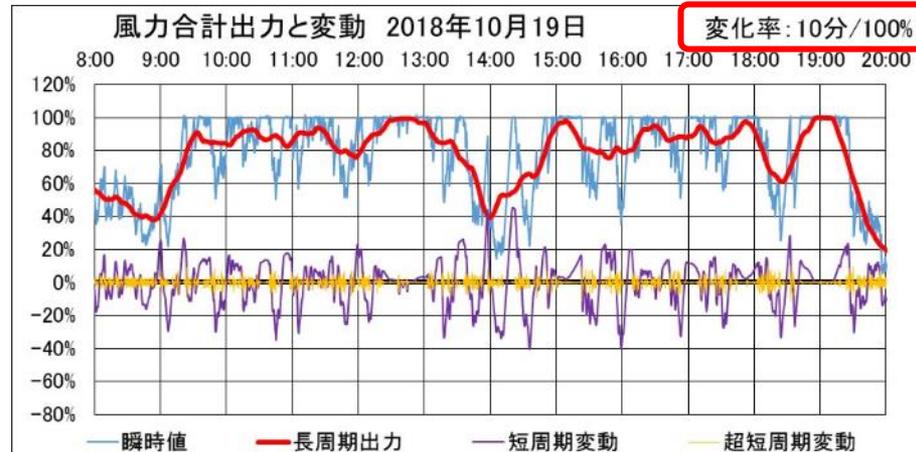
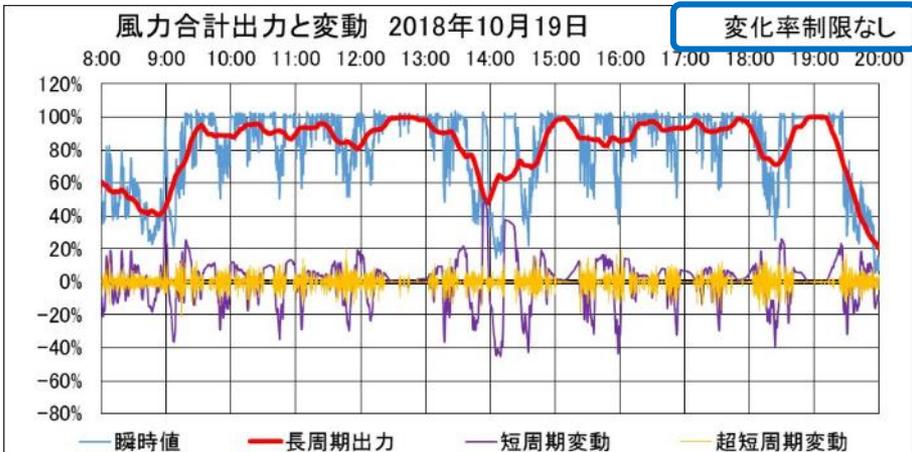
制御機能OFF: 2,000kW機の通常起動特性 (時間幅: 260秒)



2 . 出力変化率制限制御 - 3

I 出力変化率制限制御の特性 (風力) 3秒サンプル

■ 九州エリアの風力発電所1カ所の出力と制御時の推定特性 (2018年10月)



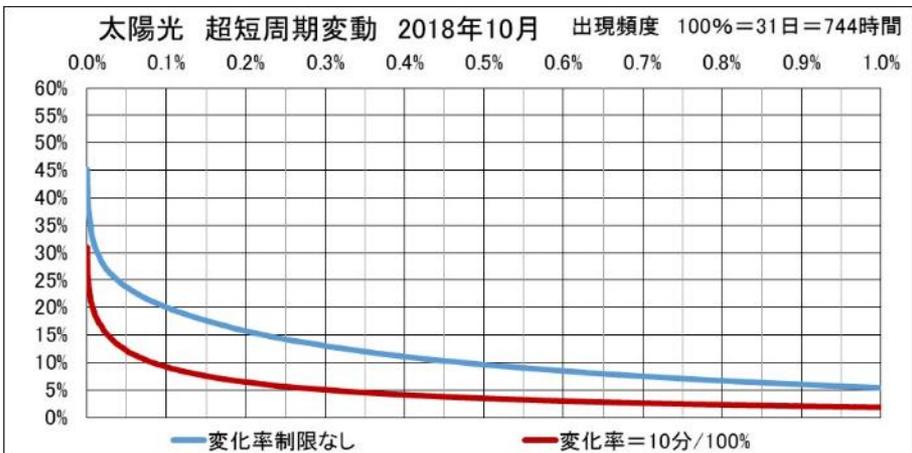
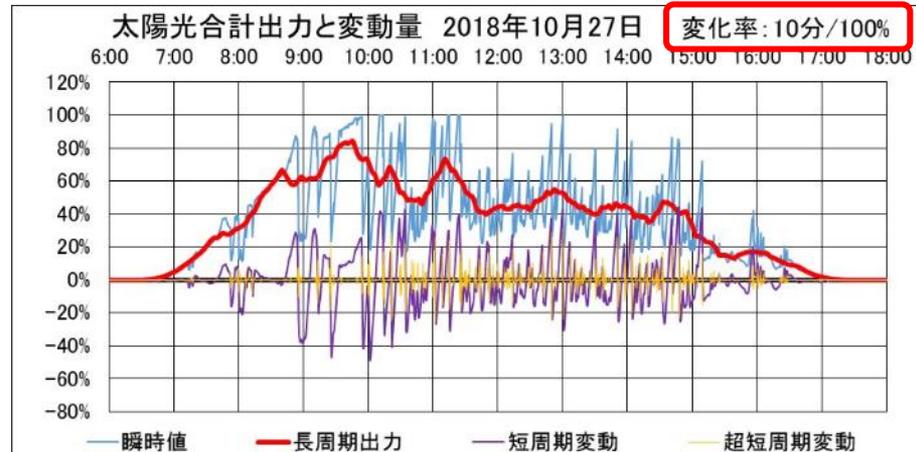
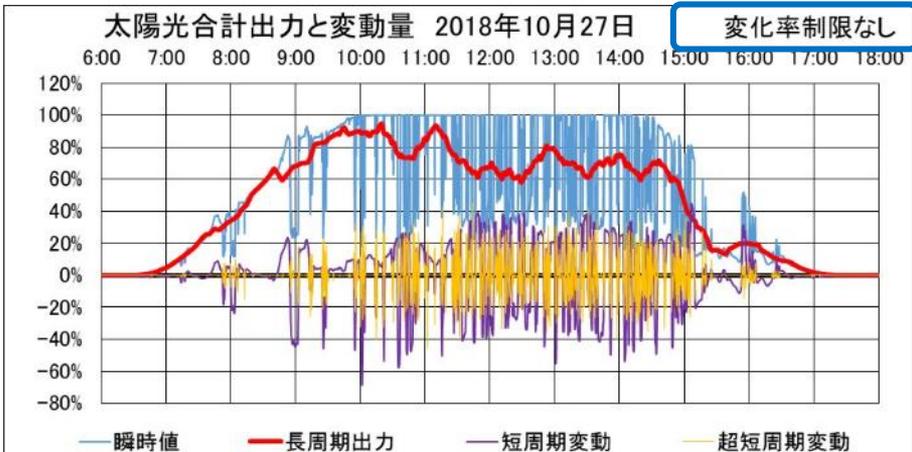
10月19日: 10月の短周期変動最大日

超短周期 (なし 10分): 最大20.8% 13.3%、0.1%時10.8% 5.9%、99.9%時 -11.6% -6.1%、最小 -22.2% -13.4%

短周期 (なし 10分): 最大50.2% 45.4%、0.1%時29.3% 24.8%、99.9%時 -28.9% -26.7%、最小 -45.3% -40.4%

2 . 出力変化率制限制御 - 4

- I 出力変化率制限制御の特性 (太陽光) 3秒サンプル DC定格/AC定格 1.5
 - 九州エリアの太陽光発電所1ヵ所の出力と制御時の推定特性 (2018年10月)



10月27日: 10月の短周期変動最大日

超短周期 (なし 10分): 最大45.2%	31.0%、0.1%時20.1%	9.2%、99.9%時 -20.5%	-8.8%、最小 -46.4%	-27.7%
短周期 (なし 10分): 最大63.3%	51.4%、0.1%時39.7%	35.8%、99.9%時 -48.8%	-41.0%、最小 -68.7%	-60.0%

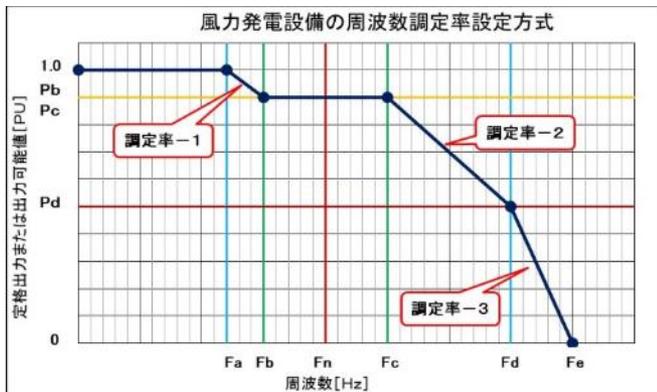
3 . 周波数調定率制御 - 1

I 周波数調定率制御の概要

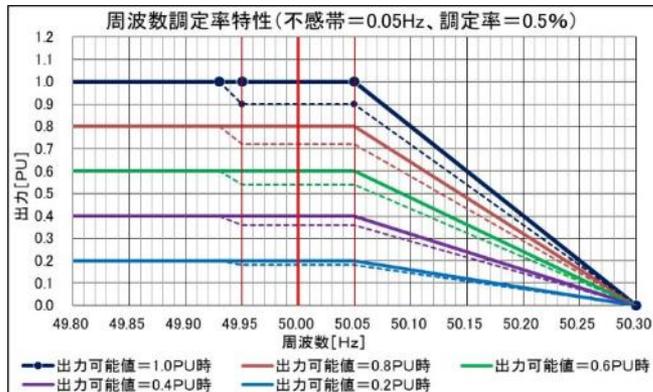
IEC61400-21-1 : 8.3.3 Frequency control

- 周波数上昇時には、調定率に従い風力発電機の出力を低減
 リザーブ量設定時を含む出力抑制運転中における周波数低下時には、調定率に従い、出力可能値の範囲内で風力発電設備の出力を増加して運転を行う機能
 - ┆ 風力発電の出力変動起因のみならず、需要や太陽光の出力変動、火力の運転台数切替など、要因に係わらず周波数変動量の低減 (= 周波数安定化) に寄与する。
 - ┆ 周波数調定率制御には、出力可能値基準方式と定格出力基準方式がある
- 適用する制御定数は、系統連系協議で決定するが、デフォルト値は以下の通り
 - ┆ 欧州の殆どの国：周波数不感帯 = 0.20Hz 周波数調定率 - 2 = 5.0% 出力可能値基準
 - ┆ オーストラリア：周波数不感帯 = 0.15Hz 周波数調定率 - 2 = 4.0% 出力可能値基準

周波数調定率設定方式: 複数のポイントを設定



特性確認試験時の設定値: 出力可能値基準方式



- 調定率 = 0.5%
 - 不感帯 = 0.05Hz
 - リザーブ = 0.0pu
- 実線の特性
 点線はリザーブ量
 = 0.1puの時

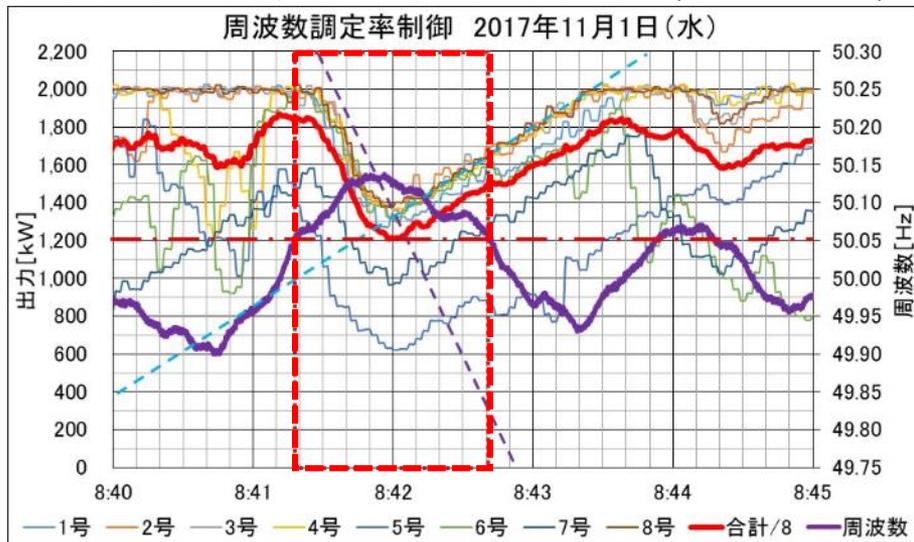
IEC61400-21-1 Ed.1 (Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines
 : (電力品質の測定および評価) は、2018年月中旬に、最終国際規格案の投票が行われた

3 . 周波数調定率制御 - 2

周波数調定率制御の特性（風力） - 1 : 変化率制限制御を併用時

- 2,000kW機が8基の風力発電設備
不感帯 = 0.05Hz、調定率 = 0.5%（出力可能値2,000kW時）、出力可能値基準方式
 - 設定値通りの特性に従って、出力を低減する
 - 出力可能値に応じた出力低減量による制御を行う
 - 周波数偏差低下時・復帰後は、変化率制限設定値に従って出力を増加する

制御機能ON: 2,000kW機8基の制御特性 (時間幅: 5分)



制御機能ON: 2,000kW機8基の制御特性 (時間幅: 5分)



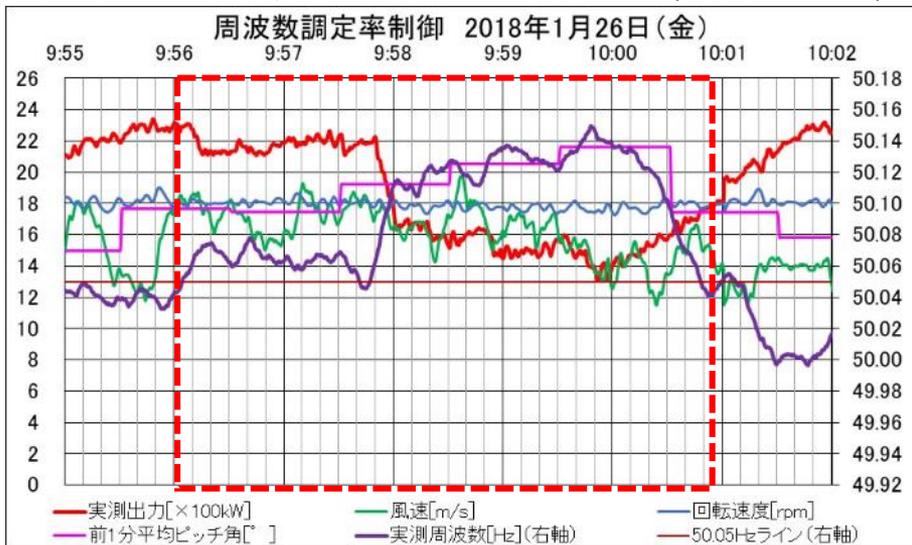
$$\text{出力低減量}[\%] = (\text{周波数} - 50.05) [\text{Hz}] \times \text{出力可能値}[\text{pu}] \times 40[\% / 0.1\text{Hz}]$$

3 . 周波数調定率制御 - 3

I 周波数調定率制御の特性 (風力) - 2 : 変化率制限制御を併用時

- 2,300kW機が1基の風力発電設備
不感帯 = 0.05Hz、調定率 = 0.5% (出力可能値2,300kW時)、出力可能値基準方式
 - ┆ 設定値通りの特性に従って、出力を低減する
 - ┆ 出力可能値に応じた出力低減量による制御を行う
 - ┆ 周波数偏差低下時・復帰後は、変化率制限設定値に従って出力を増加する
 - ┆ 周波数の変化量と速度に対して、ほぼ遅れ時間が無い (黄色部)

制御機能ON: 2,300kW機1基の制御特性 (時間幅: 7分)



実測値とシミュレーション結果 (黄色線)



∅ 出力低減量[%] = (周波数 - 50.05) [Hz] × 出力可能値[pu] × 40[%/0.1Hz]

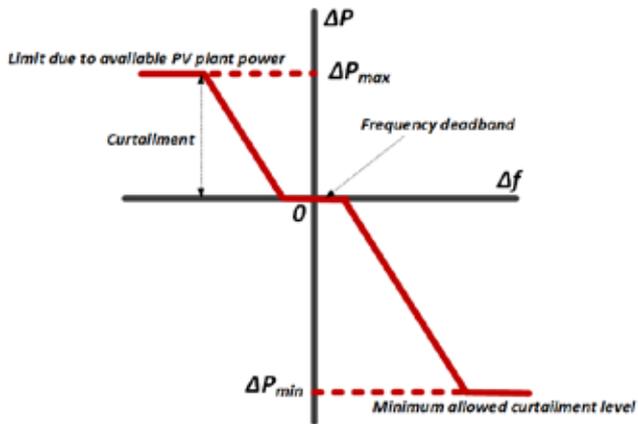
3 . 周波数調定率制御 - 4

I 周波数調定率制御の特性 (太陽光)

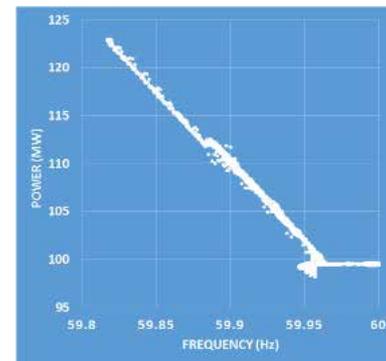
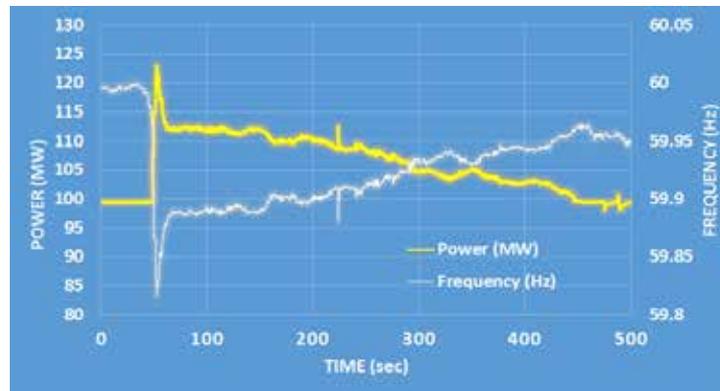
■ 300MWの太陽光発電所における試験結果 (California ISO、NREL、First Solar)

I 設定値通りの特性に従って、出力低減・出力増加制御を行う

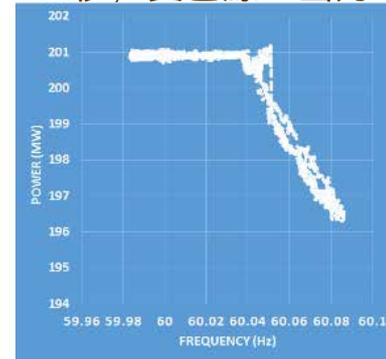
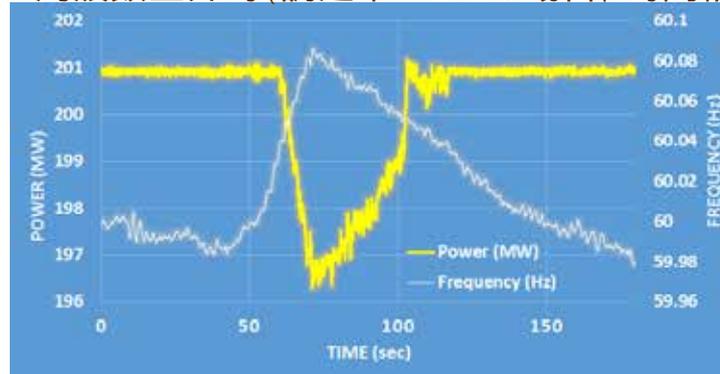
試験時の周波数調定率特性



周波数低下時(調定率 = 3%の場合、時間幅:500秒):黄色線 = 出力



周波数上昇時(調定率 = 5%の場合、時間幅:200秒):黄色線 = 出力



調定率 = 5%、3% (出力可能値基準方式)
 不感帯 = $\pm 0.036\text{Hz}$
 リザーブ量 = 10%
 出力上限 = 出力可能値
 出力下限 = 出力可能値の20%

出典: USING RENEWABLES TO OPERATE A LOW-CARBON GRID

Demonstration of Advanced Reliability Services from a Utility-Scale Solar PV Plant 2017年1月

<http://www.caiso.com/Documents/UsingRenewablesToOperateLow-CarbonGrid.pdf>

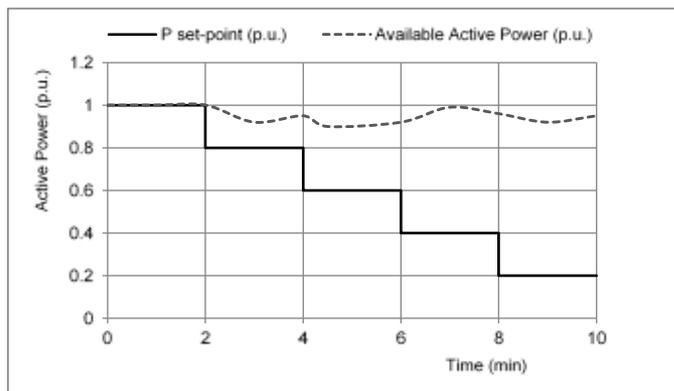
4 . 最大出力抑制制御 - 1

I 最大出力抑制制御の概要

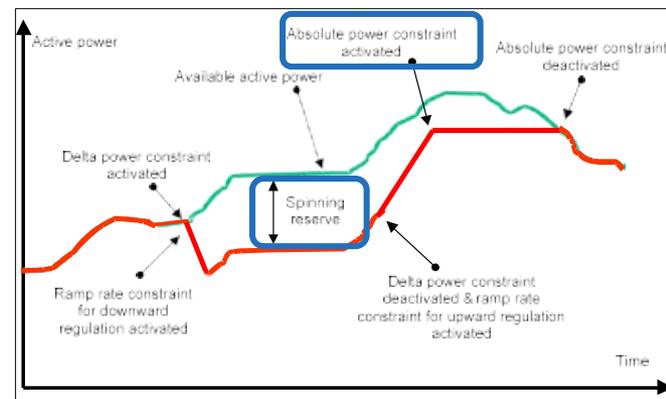
IEC61400-21-1 : 8.3.1 Active power (set-point) control

- 風力発電の出力を、風速に応じた出力可能値より一定値または一定率を低減して運転を行う機能（一般的には、出力変化率制限制御と組み合わせる）
 - ┆ 電力系統の調整力（下げ代）不足や、局地的な送電線過負荷の解消に寄与する短周期・長周期出力変動量の抑制（周波数変動要因の抑制）
 - ┆ 周波数調定率制御において、周波数低下時における出力増加制御を実現するためにリザーブ量を確保した運転も含まれる
- 抑制指令値の伝送方式など詳細は系統連系協議で決定するが、抑制指令値は発電事業者がTSOなどからオンラインで受信し、指令値受信後2秒以内に制御を開始することを、規定しているグリッドコードが多い

IEC61400-21-1 通常運転中の測定方法



デンマークのグリッドコード



IEC61400-21-1 Ed.1 (Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines

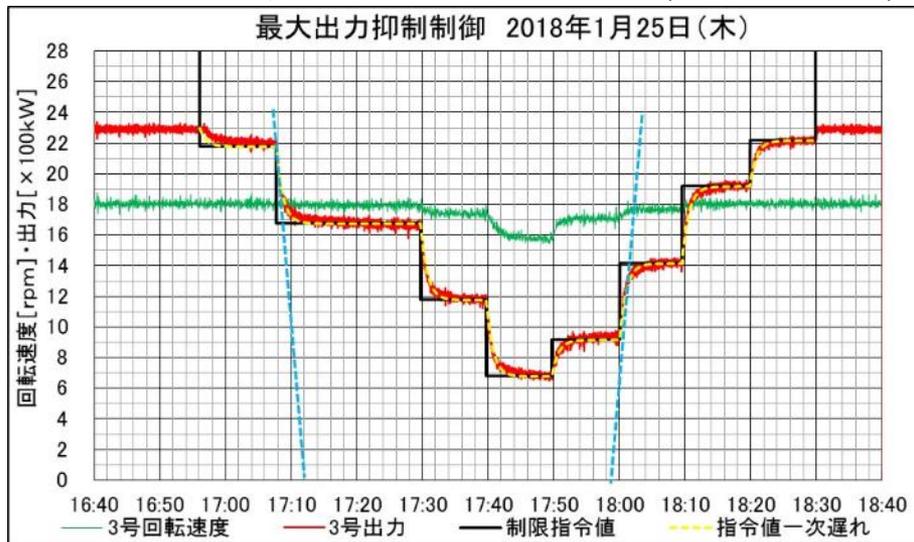
: (電力品質の測定および評価) は、2018年月中旬に、最終国際規格案の投票が行われた

4 . 最大出力抑制制御 - 2

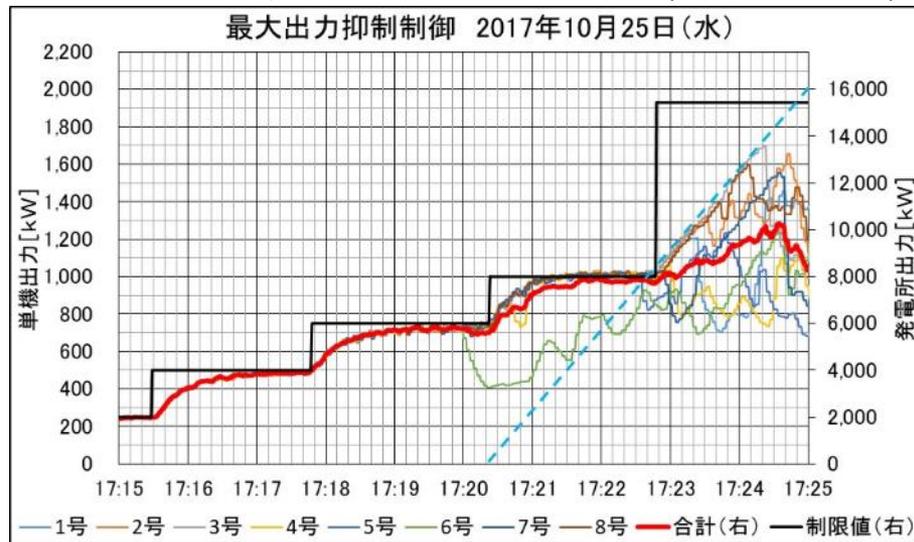
I 最大出力抑制制御の特性（風力）：変化率制限制御を併用時

- 2,300kW機が1基の風力発電設備
 - | 時定数が約50秒の一次遅れ特性で、出力が追従
 - | 出力変化率制限設定値（8kW/秒）以下の変化率での制御
- 2,000kW機が8基の風力発電設備
 - | 上記に加えて、号機間のバランス制御を実施しウインドファーム合計出力を制御

制御機能ON: 2,300kW機1基の制御特性 (時間幅: 60分)



制御機能ON: 2,000kW機8基の制御特性 (時間幅: 10分)



○ 中給等からの最大出力抑制指令値の急変に伴う、出力の急変を避けるため、最大出力抑制指令値自身にも、変化率制限機能を付加するのが、望ましい。

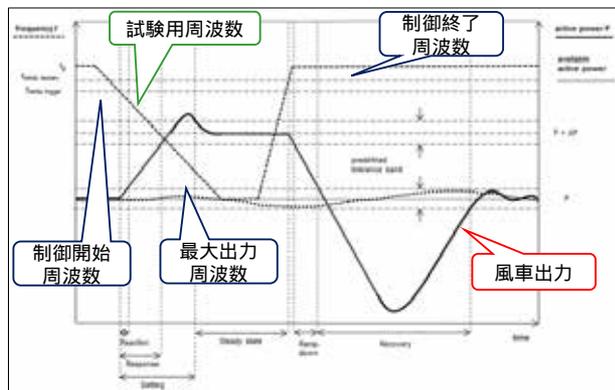
5 . イナーシャ制御 - 1

I イナーシャ制御の概要（可変速度方式風力のみ）

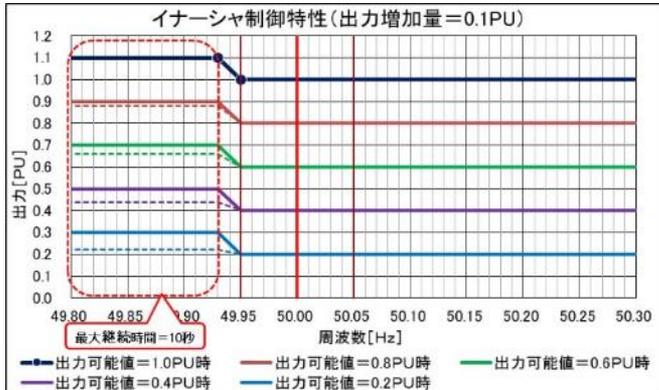
IEC61400-21-1 : 8.3.4 Synthetic inertia

- 周波数が大幅に低下した場合に、定格出力による制限を含む各種出力抑制運転を解除し、定格風速以上の場合は過負荷運転、定格風速未満の場合は、回転エネルギーを電気エネルギーに変換し、最大継続時間設定値以内は、定格出力または出力可能値に増加量設定値分を加算した出力で運転を行う機能
 - | 周波数調定率制御との併用により、周波数低下量の抑制・早期回復、過渡安定性維持に寄与する。一般発電設備の系統連系設備容量低減（慣性力不足）対応
 - | イナーシャ制御には、定格出力基準（下図実線）と出力可能値基準（下図点線）がある
 - | グリッドコードに定めている事例はないが、カナダのQuebec州での適用に始まり、アイルランドやOntario州でも適用または適用に向けた検討が行われている

IEC61400-21-1 測定方法



特性確認試験時の設定値: 定格出力基準方式



- 制御開始 = 49.95Hz
 - 最大出力 = 49.93Hz
 - 増加量 = 0.1pu
 - 最大継続 = 10秒
- 実線の特
点線は出力可能値基準時**

5 . イナーシャ制御 - 2

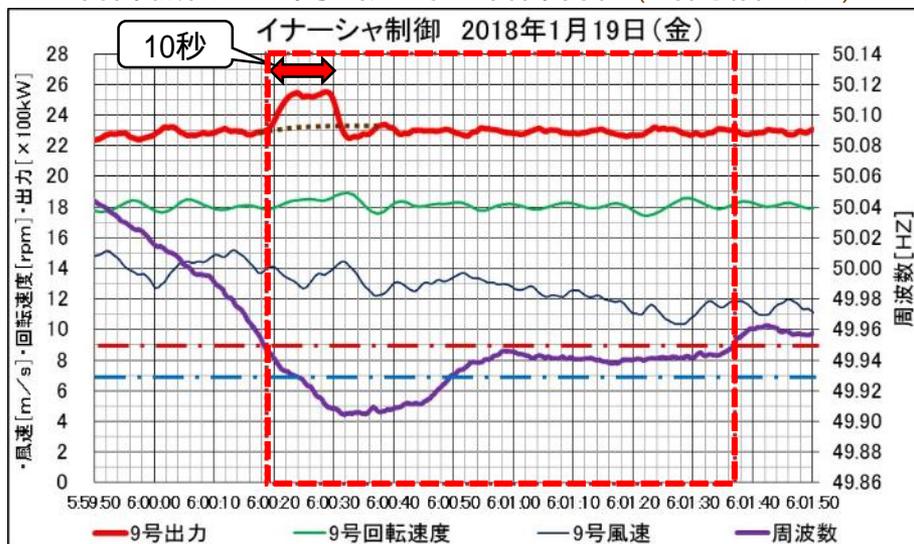
I イナーシャ制御の特性（可変速度方式風力）：変化率制限制御を併用時

■ 2,300kW機が1基の風力発電特性：定格出力基準方式

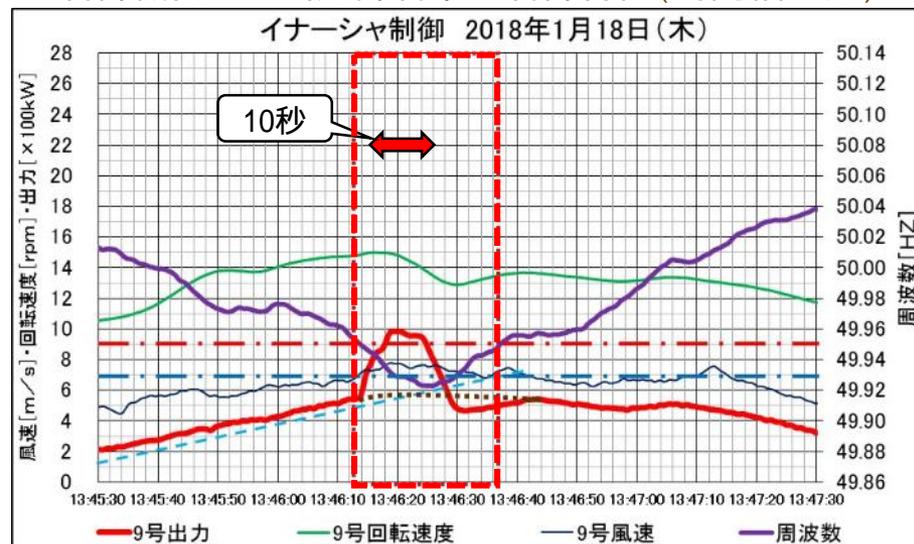
制御開始 = 49.95Hz、最大出力 = 49.93Hz、最大継続 = 10秒、増加量 = 0.1 pu

- | 定格出力時は、過負荷運転となるが、回転速度は殆ど低下しない
- | 低出力時は、回転エネルギーを活用するため、回転速度が低下する
- | 出力変化率制限による出力抑制を解除する

制御機能ON: 高出力時の制御特性 (時間幅: 2分)



制御機能ON: 出力抑制中の制御特性 (時間幅: 2分)



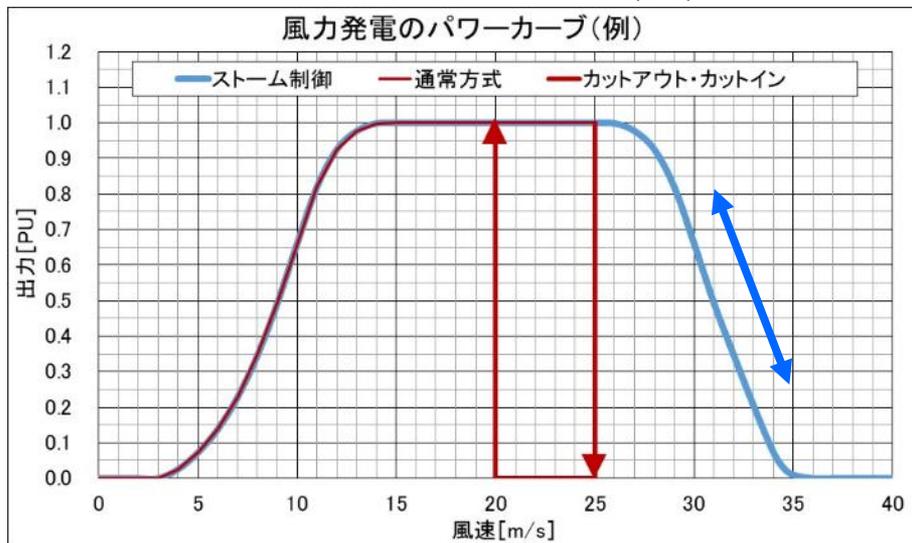
○ 茶点線: 制御機能OFF時の推定出力

6 . ストーム制御 - 1

Ⅰ ストーム制御の概要（風力）（IEC61400-21-1では規定なし。パワーカーブの一種） Storm control または High Wind Ride Through

- 10分間平均風速が25m/s以上となっても、風車を停止せずに、25m/sから35m/s程度まで、風速増加に応じて出力を低減して運転を継続する機能
 - Ⅰ カットアウトによる短時間の大幅な出力変動を回避し、周波数変動抑制（=周波数安定化）に寄与する
 - Ⅰ グリッドコードに定めている事例はないが、風力発電所の大規模化、特に欧州の洋上風力発電所では1,000MW級が登場しており、この機能が着目されている

風力発電のパワーカーブ(例)



カットアウト・カットインの例(時間幅:24時間)



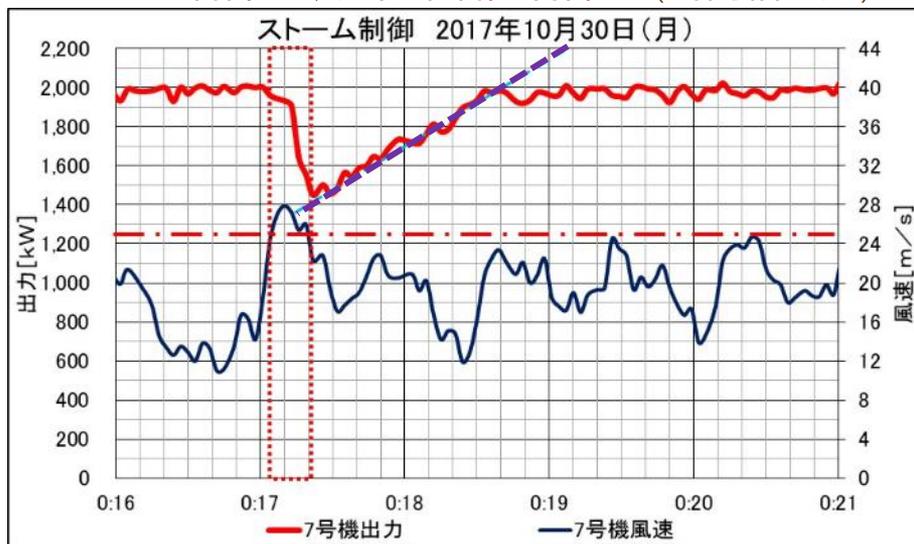
6 . ストーム制御 - 2

I ストーム制御の特性 (風力のみ)

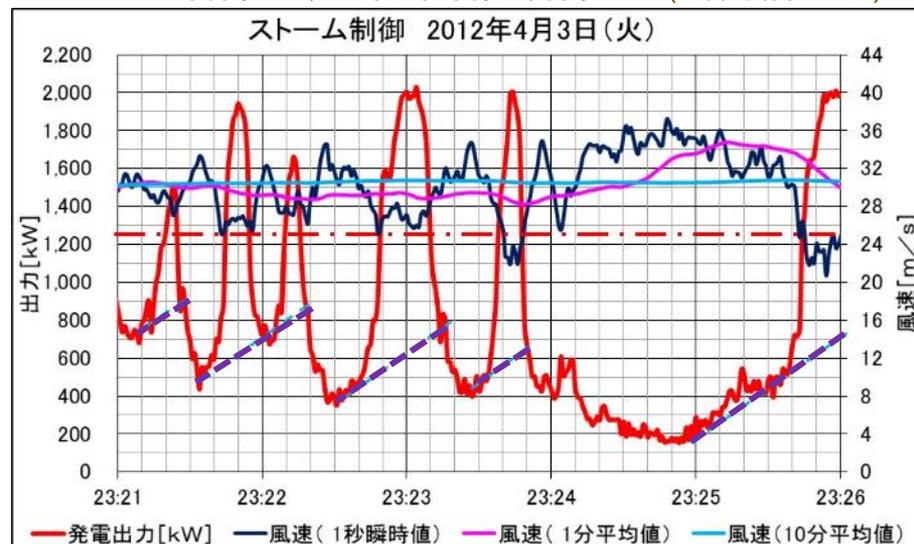
■ 2,000kW機が1基の風力発電特性

- | 風速が25m/s以上の場合に、出力低減制御を行う
- | 風速復帰後は、変化率制限設定値に従って出力を増加する
- | 10分平均風速が25m/sを、超過しても、運転を継続する
- | 平滑化効果が期待できない風力発電所などは、出力変化率制限制御を併用するのが望ましい。

ストーム制御ON、変化率制限制御ON (時間幅:5分)



ストーム制御ON、変化率制限制御OFF (時間幅:5分)

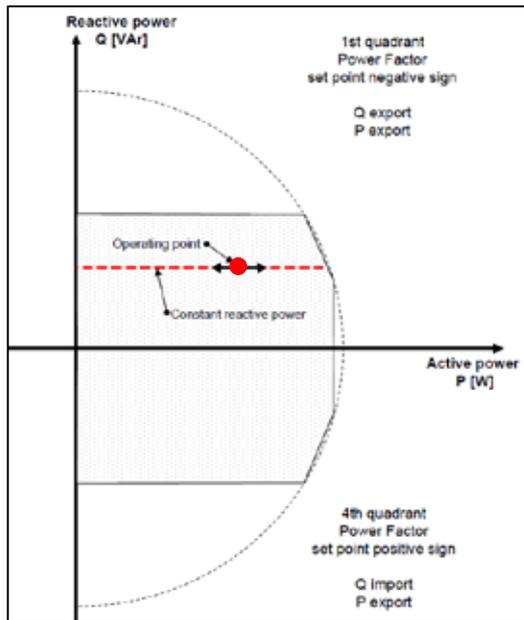


7 . 無効電力・電圧制御 - 1

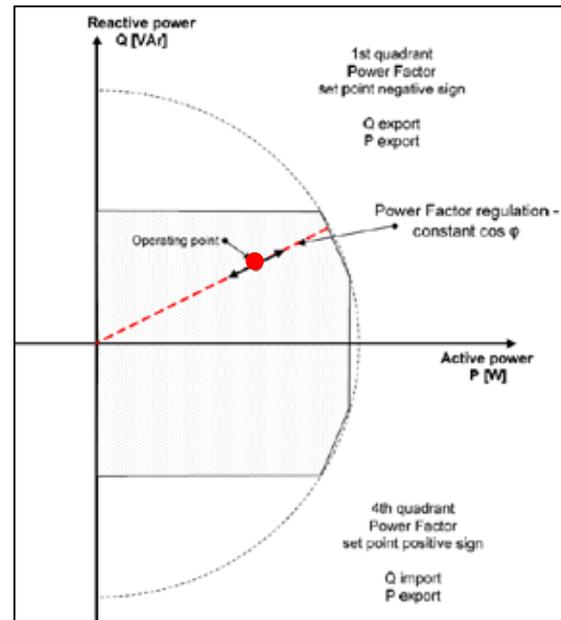
I 無効電力・電圧制御の概要 - 1

- 電圧を規定値内に保つ為に、指定された無効電力や力率などで運転を行う機能
- ゼロkW出力時も無効電力制御可能な機種は、SVC (Static Var Compensator) 運転として、無効電力制御を継続することも可能
 - I 実運用時は、TSOなどの指示・協議により、無効電力一定制御 (AQR)、力率一定制御 (APfR)、電圧調定率制御の何れかの制御を実施

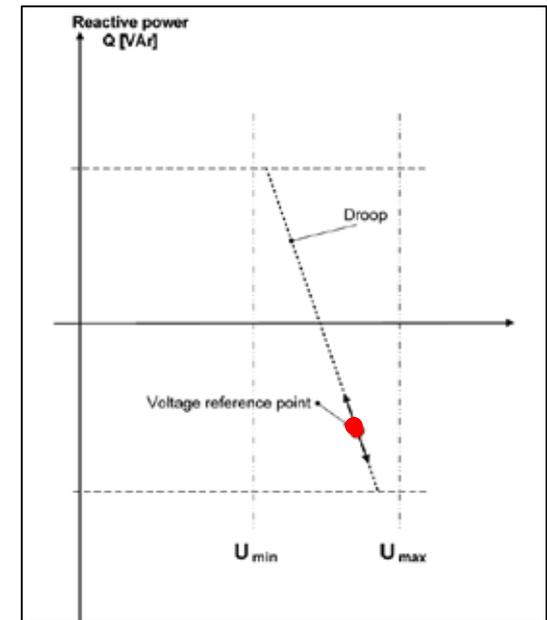
無効電力一定制御



力率一定制御



電圧調定率制御 (不感帯なしの場合)



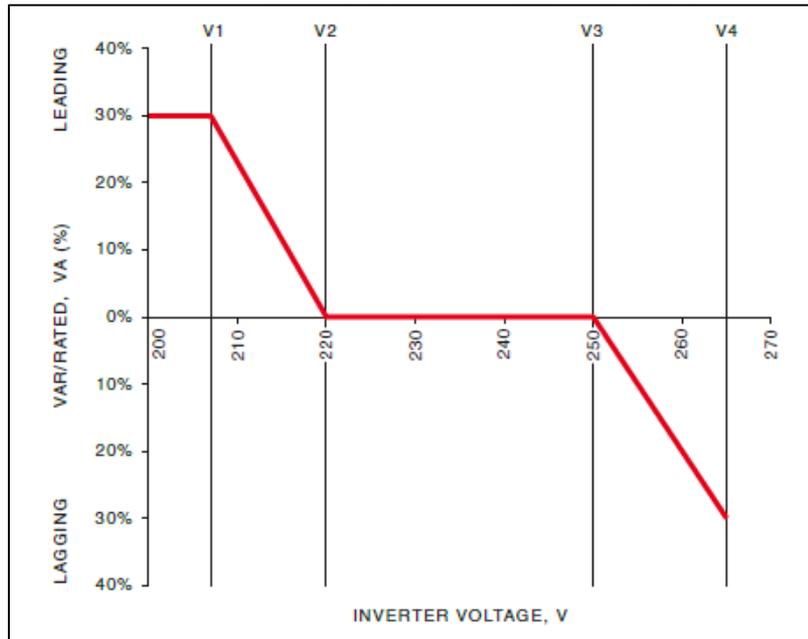
7 . 無効電力・電圧制御 - 2

I 無効電力・電圧制御の概要 - 2

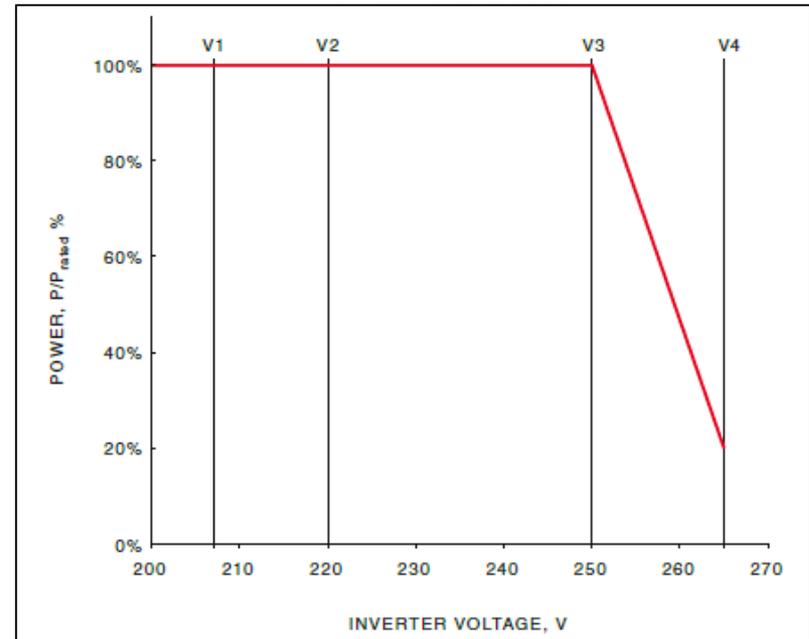
■ 主に配電線連系の小規模太陽光発電に適用

- | 不感帯付き電圧調定率制御：電圧が規定値外になった場合に無効電力を供給
- | 電圧上昇時出力低減制御：無効電力を供給しても電圧が上昇時に出力を低減

不感帯付き電圧調定率制御



電圧上昇時出力低減制御



出典: Australian/New Zealand Standard™ Grid connection of energy systems via inverters Part 2: Inverter requirements

オーストラリア/ニュージーランド規格 AS/NZS 4777.2:2015

オーストラリアとニュージーランドでは数値の違いがあるが、機能は同じであり、2016年から新設機全てに適用中

https://www.gses.com.au/wp-content/uploads/2016/09/GC_AU8-2_4777-2016-updates.pdf

全文は、下記から購入可能

https://infostore.saiglobal.com/en-au/Standards/AS-NZS-4777-2-2015-101208_SAIG_AS_AS_212627/



8 . 需給シミュレーション - 1

「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル*」のAGC30モデルと標準データを活用

* : 電気学会技術報告 第1386号
「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」
電気学会 2016年12月

- 標準データ（需要、風力、太陽光）の特性を分析
- 需要と風力・太陽光の導入量を設定

| エリア最大需要：夏季平日18GW、秋季休日12GW

- ▶ 需給が厳しくなる再エネの導入比率が高い状況におけるシミュレーションを実施する目的から「**軽負荷期**」を適用

| 太陽光10GW：太陽光発電協会の「PV OUTLOOK2050」の2030年想定値を、エリア換算

- ▶ 短周期変動値が大きい「**準快晴**」を適用

| 風力3GW：日本風力発電協会の「風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標V4.3」の2030年目標値を、エリア換算

- ▶ 短周期変動値が大きい「**現状導入量の1.5倍のランプアップ**」を適用
- ▶ 標準データは6時間であり、残余需要変動が大きくなる時間帯へシフト（0:00を8:30へ）

■ 標準データから、短周期変動量が多い断面を選定

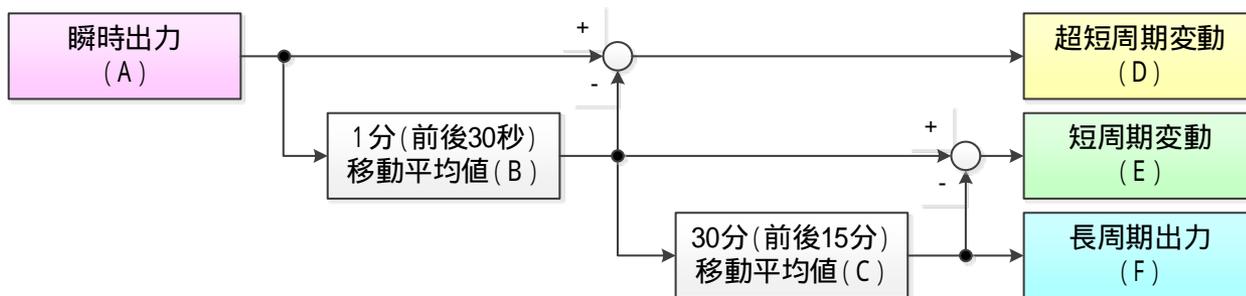
- ▶ 日中における需要の短周期変動値は、+側最大値が11:37、-側最大値が12:29に発生していたので、解析（3時間幅）は、**10:30～13:30**とした

- AGC30モデルに、風力・太陽光の周波数制御機能を追加
- 複数の制御パラメータによるシミュレーションを実施
- 周波数制御による周波数変動抑制効果等を分析

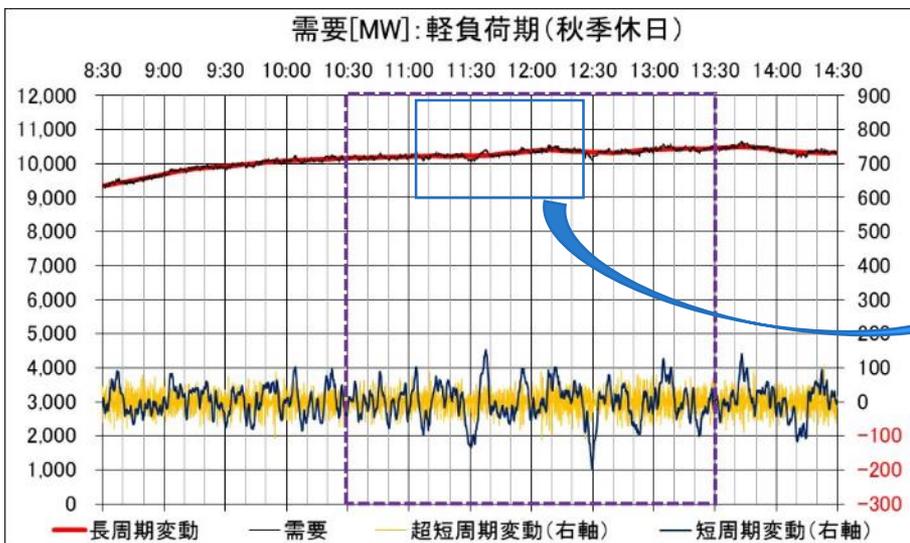
8 . 需給シミュレーション - 2

I 変動周期別の変動値算出方式

- 位相ズレなどを生じず、容易に周期別への分離が可能な、移動平均方式を適用

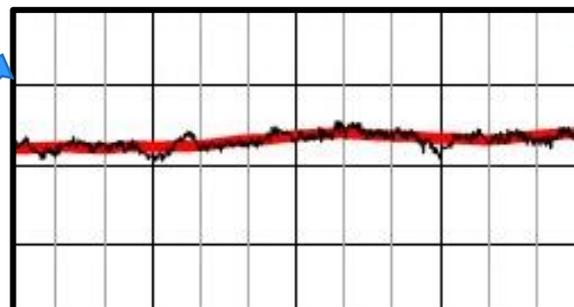


需要の変動量算出例 (右縦軸は、左軸の10倍に拡大)



- 超短周期変動 (D) : 変動周期が、秒オーダーの変動
 - 短周期変動 (E) : 変動周期が、分オーダーの変動
 - 長周期出力 (F) : 変動周期が、時間オーダーの変動
- 瞬時出力から超短周期・短周期変動を除いた出力

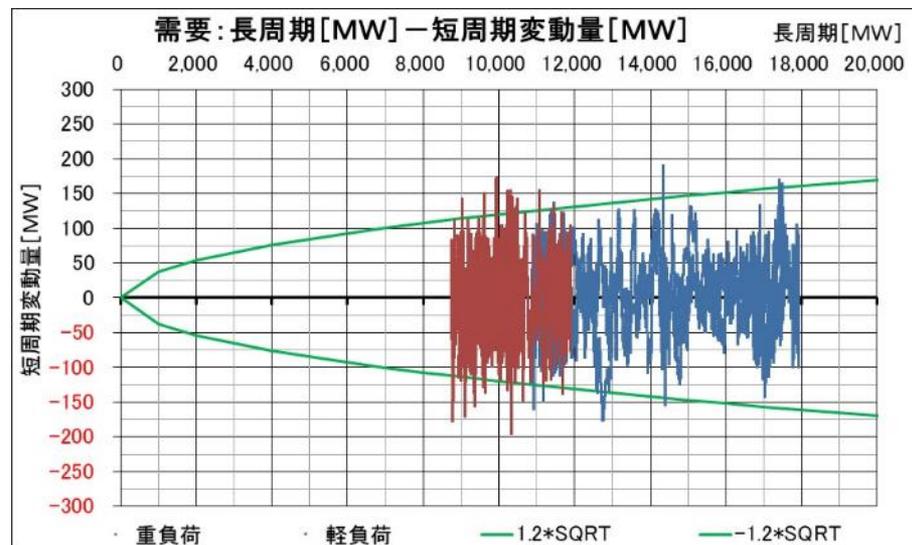
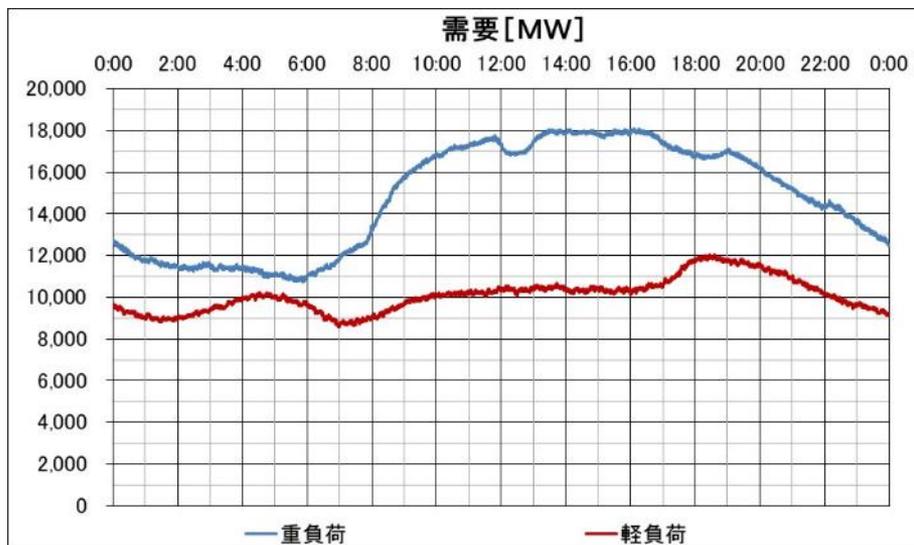
$$D + E + F = (A - B) + (B - C) + C = A$$



8 . 需給シミュレーション - 3

I 需要の短周期変動

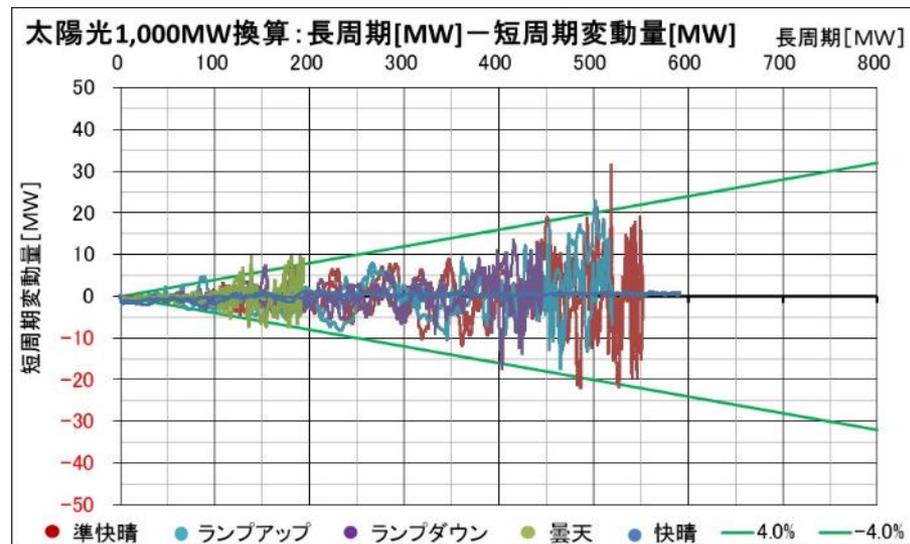
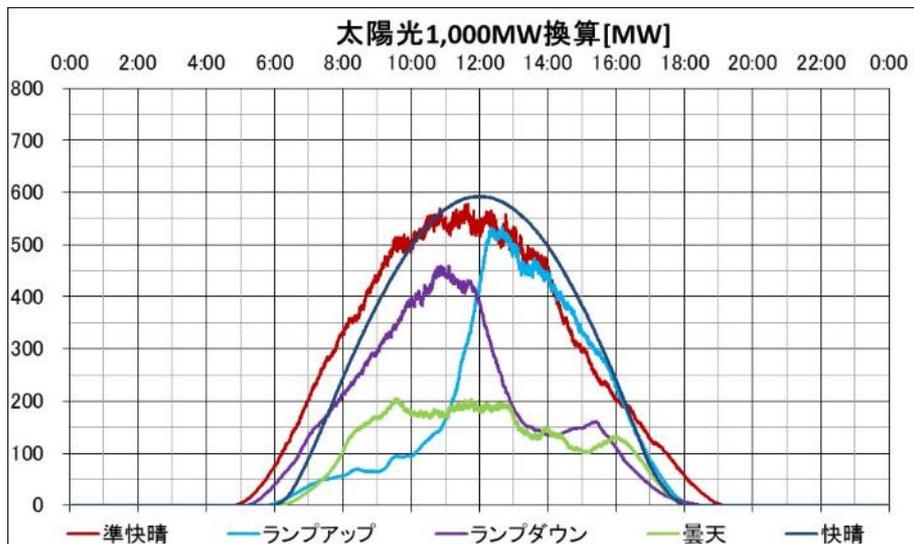
- 標準データは、18GWのエリア需要に対応した、夏季平日（重負荷）と秋季休日（軽負荷）の2種類（24時間）
- 需要の短周期変動の最大値は、長周期出力の平方根値の約1.2倍であった
- 短周期変動値は、+側は重負荷、-側は軽負荷が大きい



8 . 需給シミュレーション - 4

I 日射（太陽光出力）の短周期変動

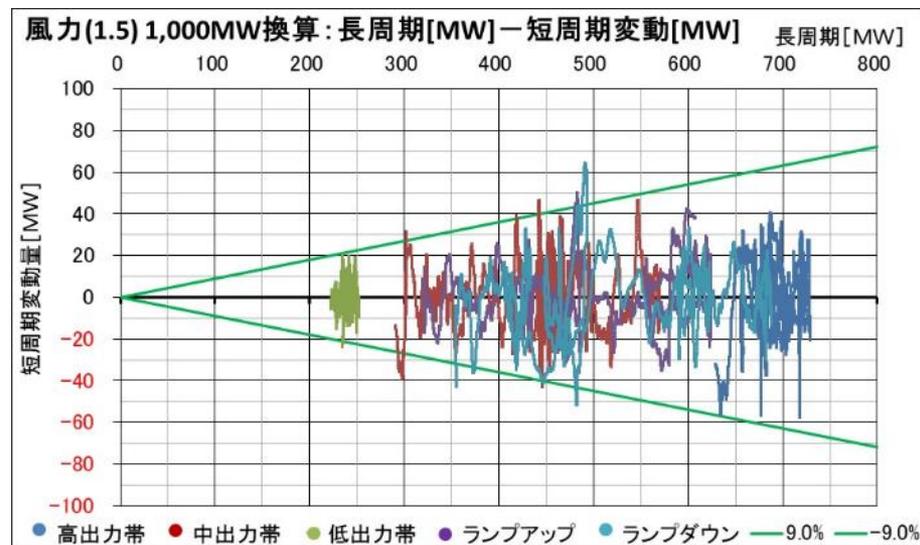
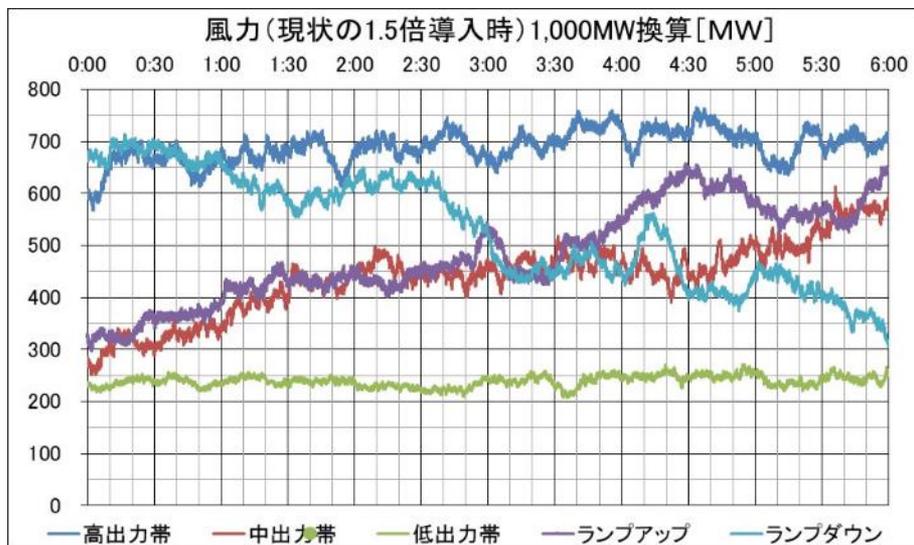
- 標準データは、快晴、準快晴、曇天、ランプアップ、ランプダウンの5種類（24時間）
- 日射データから、設備容量を1GW換算した、太陽光の短周期変動の最大値は、**長周期出力の約4%であった**
- 短周期変動値は、準快晴が大きい



8 . 需給シミュレーション - 5

I 風力の短周期変動

- 標準データ（導入量1.5倍時）は、高出力帯、中出力帯、低出力帯、ランプアップ、ランプダウンの5種類（6時間）
- 風力データから設備容量を1GW換算した短周期変動の最大値は、**長周期出力の約9%であった**
- 短周期変動値は、ランプアップ・ランプダウンが大きい



8 . 需給シミュレーション - 6

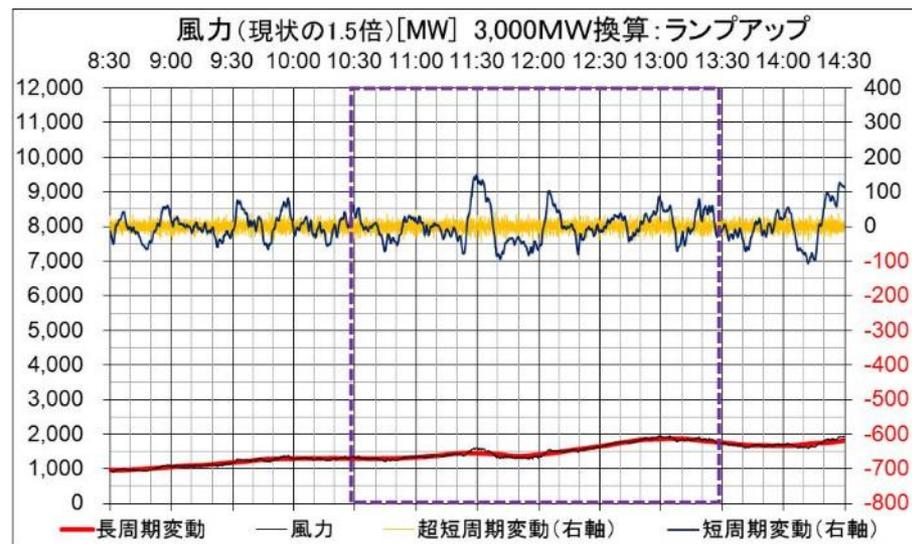
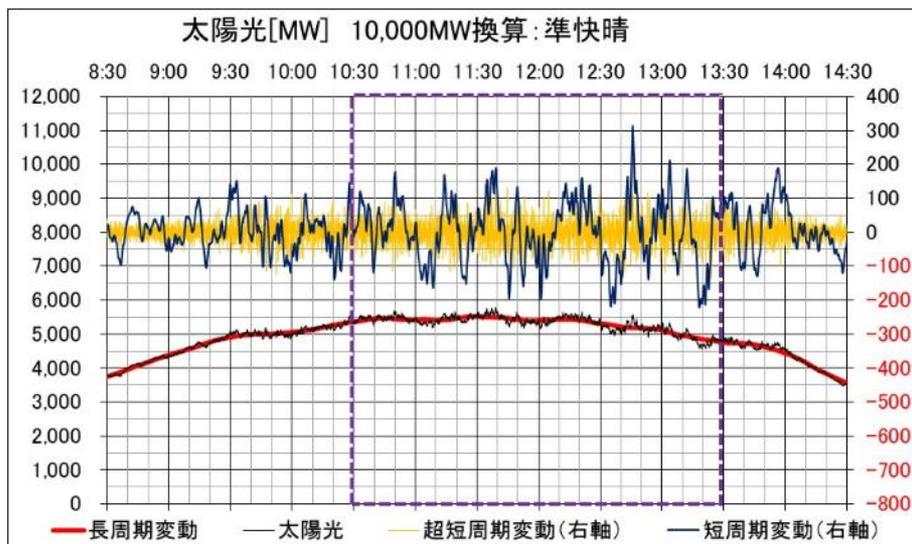
I 太陽光発電と風力発電の出力変動様相

■ 太陽光発電 (定格 = 10,000MW = 10GW)

- | 長周期最大値 = 5,525.3MW (11:28:05 ~ 11:28:27)
- | 短周期変動 + 側最大値 = 313.4MW (12:45:43)
- | 短周期変動 - 側最大値 = -221.7MW (13:18:08)

■ 風力発電 (定格 = 3,000MW = 3GW)

- | 長周期最大値 = 1,872.7MW (13:04:29 ~ 13:04:45)
- | 短周期変動 + 側最大値 = 150.2MW (11:29:35)
- | 短周期変動 - 側最大値 = -94.9MW (11:41:14)



○ 右軸(変動)スケールは、左軸スケールの10倍に拡大

8 . 需給シミュレーション - 7

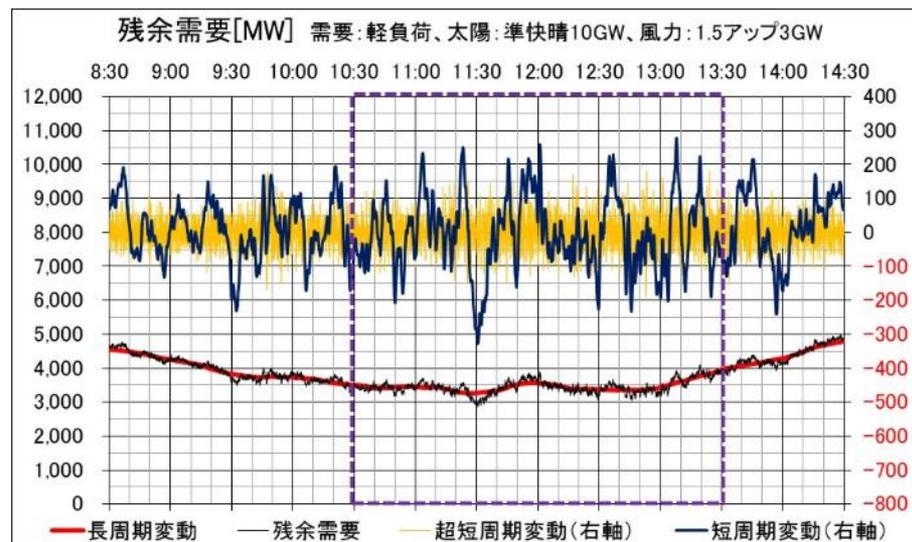
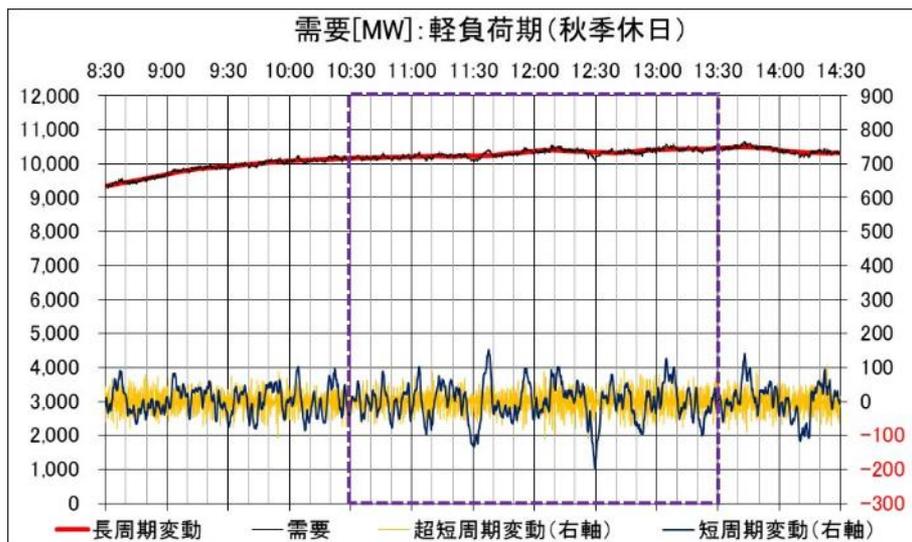
I 需要と残余需要の変動様相

■ 需要

- | 長周期最大値 = 10,463.1MW (13:29:59 ~ 13:30:00)
- | 短周期変動 + 側最大値 = 152.9MW (11:37:40)
- | 短周期変動 - 側最大値 = -196.3MW (12:29:44)

■ 残余需要

- | 長周期最小値 = 3,261.5MW (11:28:23 ~ 11:28:35)
- | 短周期変動 + 側最大値 = 277.6MW (13:07:58)
- | 短周期変動 - 側最大値 = - 327.5MW (11:30:36)



○ 右軸(変動)スケールは、左軸スケールの10倍に拡大

8 . 需給シミュレーション - 8

I 残余需要と需要・風力・太陽光との変動の相関

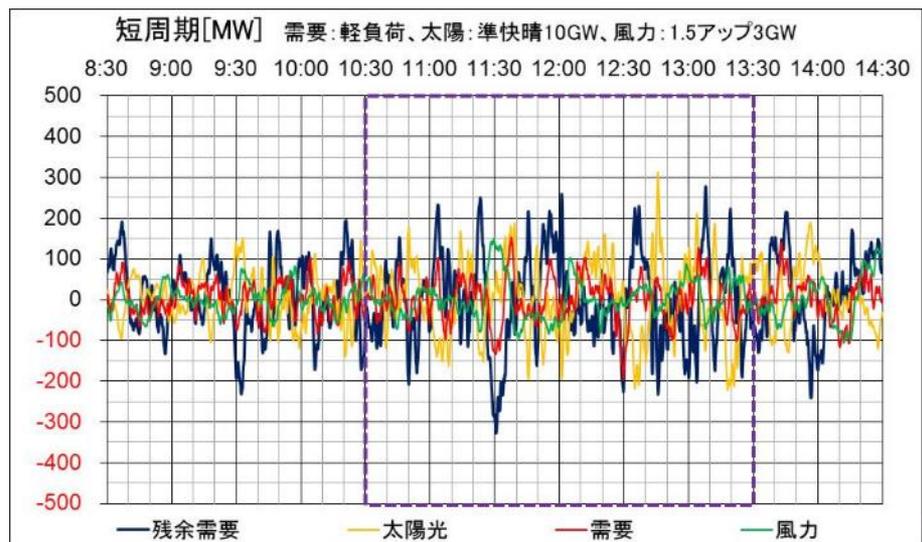
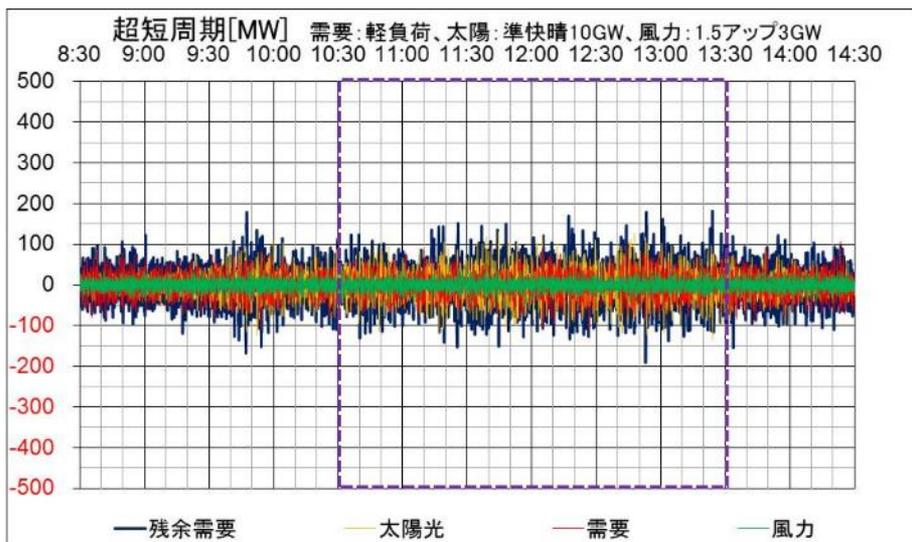
- 残余需要の超短周期変動量・短周期変動量は、需要、風力、太陽光の変動量の二乗平均平方根 (RMS) と同等

超短周期変動

	需要 [MW]	太陽 [MW]	風力 [MW]	残余需要 [MW]	RMS [MW]
最大値	106.8	-134.9	-47.7	181.7	178.6
	-110.0	130.6	48.6	-190.5	-178.1
99.9%値	85.1	-112.3	-38.2	148.2	146.0
	-83.8	109.1	37.7	-141.9	-142.6
99.0%値	62.9	-79.6	-28.4	103.5	105.4
	-64.8	81.4	28.5	-101.8	-107.9

短周期変動

	需要 [MW]	太陽 [MW]	風力 [MW]	残余需要 [MW]	RMS [MW]
最大値	152.9	-221.7	-106.7	277.6	289.7
	-196.3	313.4	150.2	-327.5	-399.1
99.9%値	147.5	-218.3	-102.9	263.0	282.9
	-187.0	293.5	146.9	-320.5	-377.7
99.0%値	111.4	-196.0	-89.6	220.9	242.6
	-123.9	180.4	127.5	-242.9	-253.3



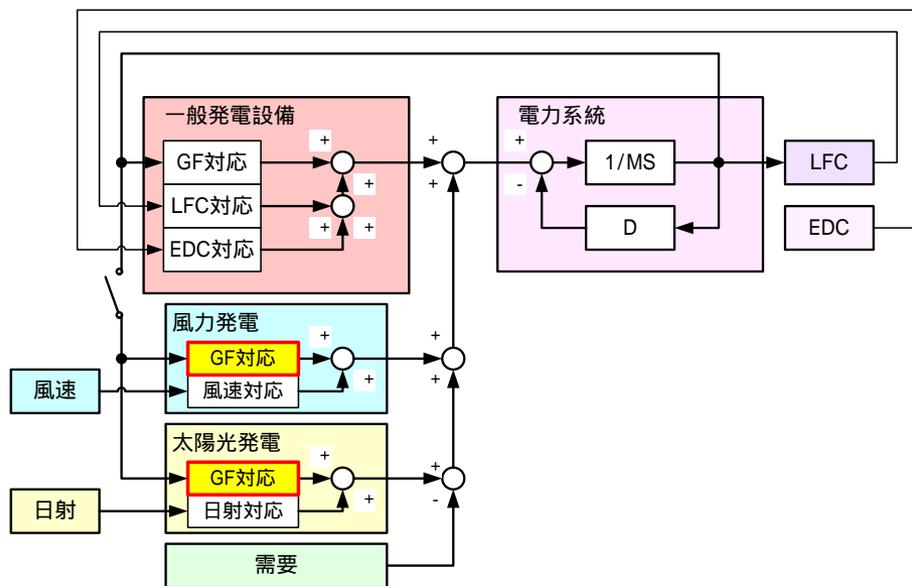
8 . 需給シミュレーション - 9

シミュレーションブロック

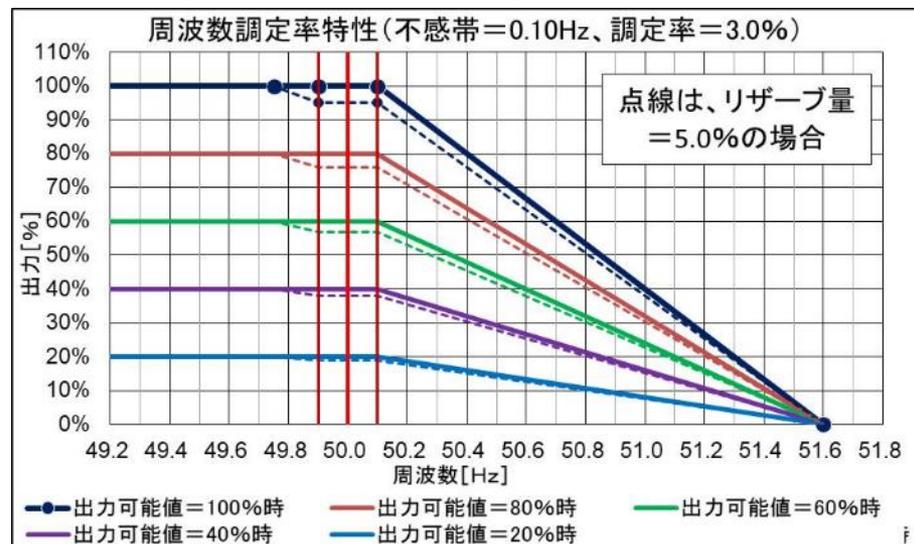
- AGC30モデルの風力・太陽光に、周波数制御機能を追加

シミュレーションケース

- 周波数制御機能なし
- 周波数制御機能あり（出力可能値基準、以下の24ケース）
 - ┆ 不感帯：0.10Hz、0.15Hz、0.20Hz
 - ┆ 調定率：2%、3%、4%、5%
 - ┆ リザーブ量：0%、5%



不感帯 = 0.10Hz、調停率 = 3%の場合



8 . 需給シミュレーション - 10

シミュレーション結果 - 1

■ 周波数制御なし

周波数偏差：周波数管理目標値 (± 0.20Hz) を超過

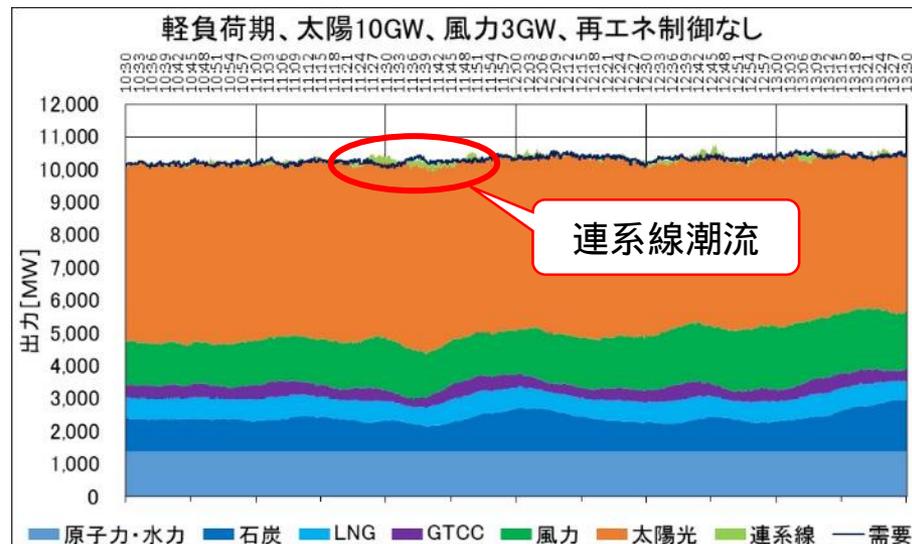
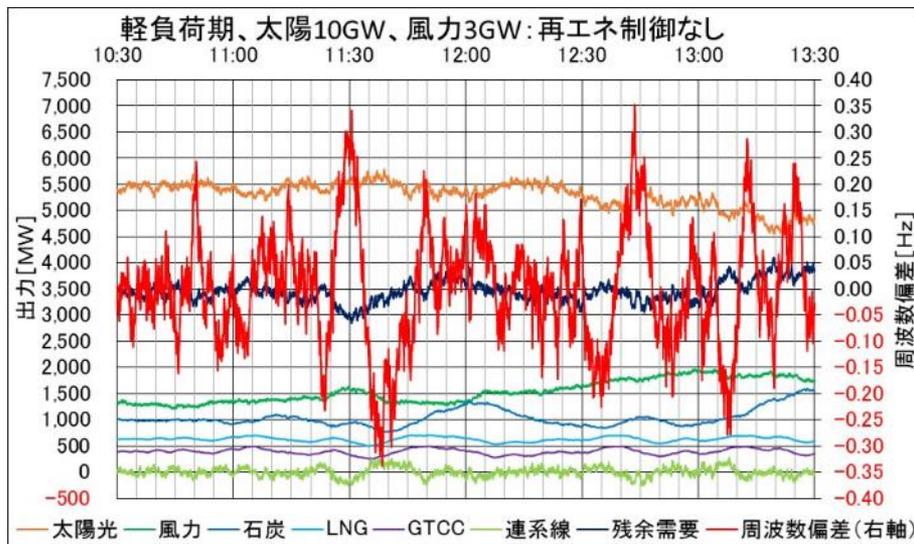
▶ + 側最大値 = 0.353Hz (12:43:34)

▶ - 側最大値 = -0.339Hz (11:38:29)

連系線潮流

▶ + 側最大値 = 279.9MW (13:07:55)

▶ - 側最大値 = -265.0MW (12:45:27)



8 . 需給シミュレーション - 1 1

1 シミュレーション結果 - 2

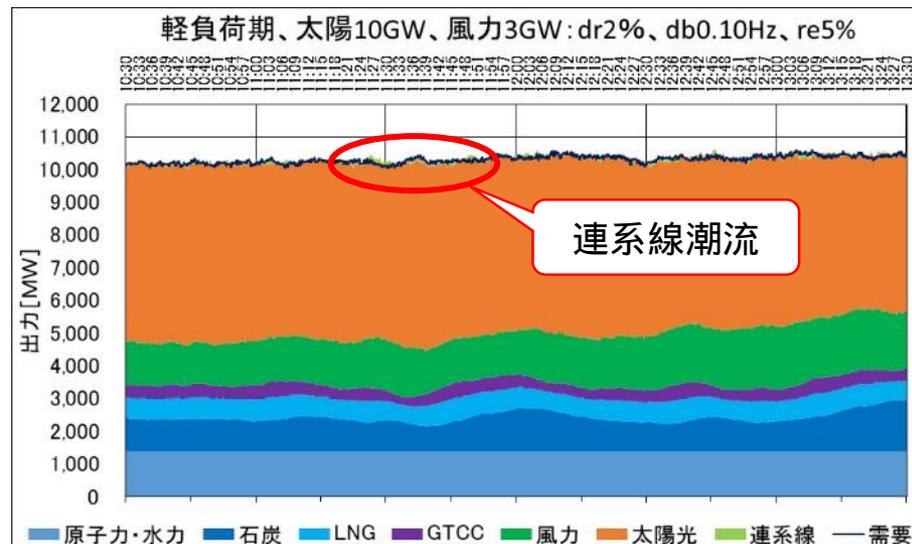
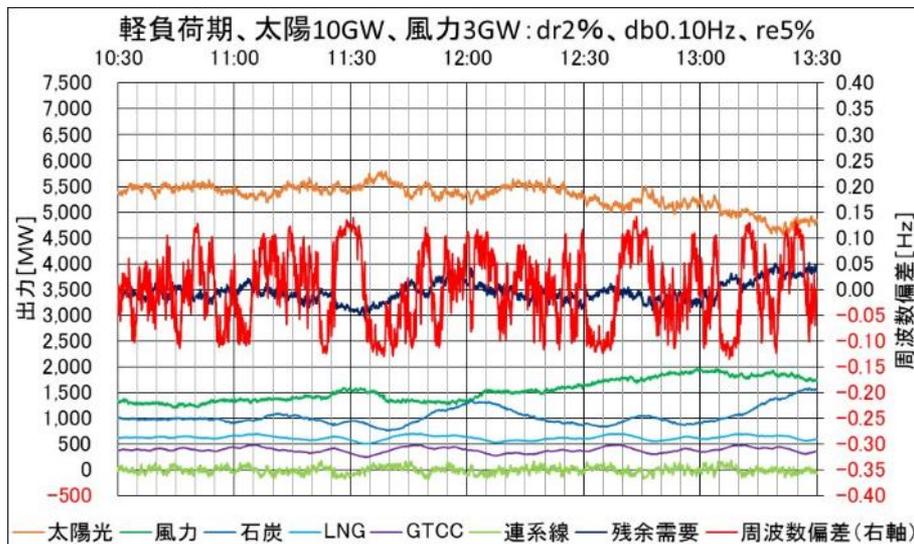
■ 周波数制御あり (不感帯 = 0.10Hz、調定率 = 2%、リザーブ量 = 5%)

1 周波数偏差：周波数管理目標値 (±0.20Hz) 以内

- ▶ +側最大値 = 0.141Hz (12:43:34) ⇐ 0.353 Hz (制御なし) : 0.212Hz改善
- ▶ -側最大値 = -0.135Hz (13:07:29) ⇐ -0.339 Hz (制御なし) : 0.204Hz改善

1 連系線潮流

- ▶ +側最大値 = 187.0MW (13:07:55) ⇐ 279.9MW (制御なし) : 92.9MW改善
- ▶ -側最大値 = -180.3MW (11:49:53) ⇐ -265.0MW (制御なし) : 84.7MW改善



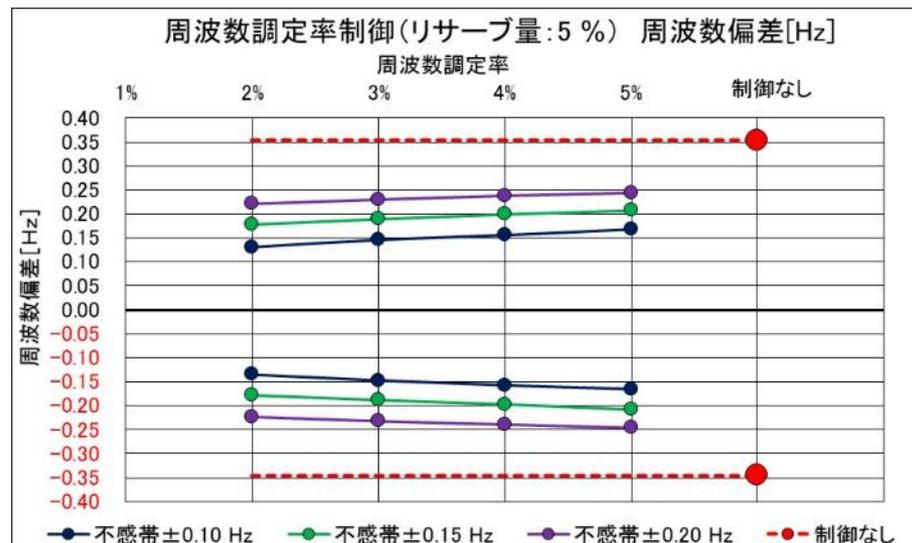
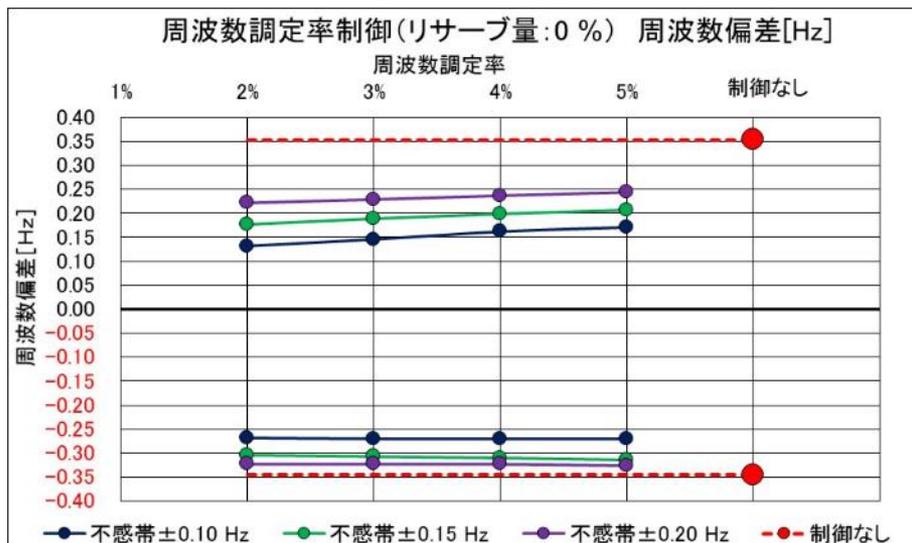
1 調定率制御出力：+側出力は、風力・太陽光共に、出力可能値の約3.3%

- ▶ +側最大値 = 214.3MW (13:07:29) 風力 = 59.5MW、太陽光 = 154.8MW
- ▶ -側最大値 = -272.4MW (12:43:34) 風力 = -61.9MW、太陽光 = -210.5MW

8 . 需給シミュレーション - 1 2

I シミュレーション結果 - 3

- リザーブ量 = 0% : 当面の下げ代不足対応に有効
 - | +側最大値 : ほぼ「不感帯 + × 調定率」(は不感帯により変化)
 - | -側最大値 : 積極的に制御していないが、調定率制御の副次効果により僅かに減少
 - | 逸失電力量 : 制御頻度・制御量が多くないことから、制御なしに比して0.2%程度
- リザーブ量 = 5% : 将来の再エネ大量導入時に有効 (リザーブ量3.5%でも同等)
 - | +側最大値 : リザーブ量 = 0%と同等
 - | -側最大値 : +側と同等の抑制効果
 - | 逸失電力量 : 制御なしに比して、リザーブ量相当の逸失電力量を生じる



太陽光 : 制御なし 15,943.4kWh(100.00%)、 制御あり 15,296.3kWh(99.81%)
 風力 : 制御なし 4,632.0kWh(100.00%)、 制御あり 4,622.8kWh(99.80%)

太陽光 : 制御あり 15,151.5kWh(95.03%)
 風力 : 制御あり 4,402.9kWh(95.05%)

9 . 制御機能活用による効果 - 1

電力システムの周波数変動量の低減

風力発電設備や太陽光発電設備の系統連系設備容量・発電出力増加に伴い、変動率の低減効果が高まる（制御可能量の増加）

■ 周波数調定率制御と風力発電のイナーシャ制御が有効：自律制御

リザーブ量設定ありの場合は、常に逸失電力量が生じるので、この対応が必要

▶ リザーブ量5%の場合は、設備利用率が5%低下（例：設備利用率30.0% → 28.5%）

■ 出力可能値基準方式は、その時点で高出力の発電所が調整力を多く提供するので、低出力発電所の早期ゼロ出力を回避すると共に、公平性を担保できる

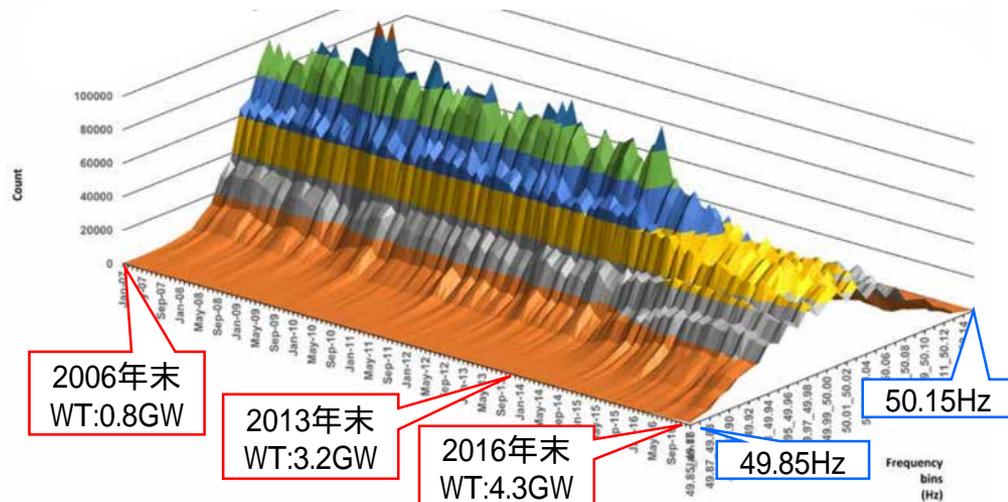
風力発電所間の公平性

太陽光発電所間の公平性

風力と太陽光の公平性

■ オーストラリアでは2016年から、家庭用を含む太陽光発電の周波数調定率制御も活用中

オーストラリアの2007年～2017年月別周波数出現度（再エネの電力供給率増加（2016年：17.3%）に伴い、2014年以降の周波数出現度が変化 周波数調定率・不感帯を見直し中）



出典：Australian Energy Market Commission
Frequency Control Frameworks Review 2018-3-30
<https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-03/Draft%20report.pdf>

9 . 制御機能活用による効果 - 2

風力・太陽光発電設備の出力変動の低減

周波数の変動要因である、再エネ発電の超短周期・短周期変動を低減

出力変化率制限制御が有効：自律制御

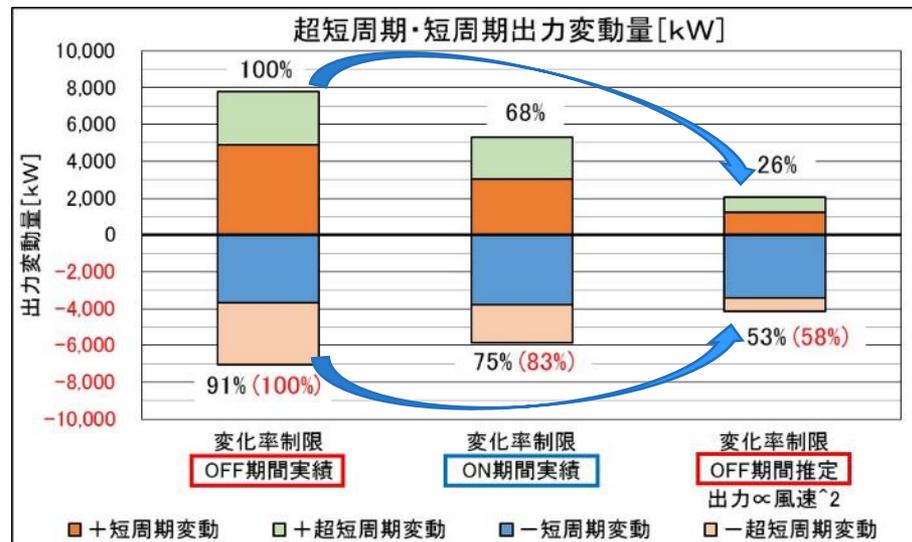
風力の出力変動が、風速変動の2乗に比例とした場合、約1/2～1/4に低減

- 出力増加方向に対する制限制御であるが、副次的に出力低下方向への効果も生じる
- 逸失電力量率は、僅かである（確認試験期間中の逸失電力量率計算値は、約0.5%）
- 一般発電設備や蓄電池システムは、風力の出力低減対応を、主眼とする事が可能

変動周期別の風速変動量と出力変動量：2018年10月

制御機能	風速変動量最大値		出力変動量最大値	
	超短周期	短周期	超短周期	短周期
OFF期間	2.40m/s -1.84m/s	2.55m/s -2.70m/s	2,909kW -3,387kW	4,882kW -3,672kW
ON期間	3.97m/s -3.17m/s	4.00m/s -2.83m/s	2,267kW -2,060kW	3,033kW -3,778kW
ON期間/ OFF期間	165.4% 172.3%	156.9% 104.8%	77.9% 60.8%	62.1% 102.9%

出力変動量の実績値と風速変動量を考慮した推定値



○ 制御機能ON期間の風速変動量が大きいが、出力変動量は小さい

○ 風力発電設備が定格出力未満の場合、理論的には、出力は風速の3乗に比例するが、エネルギーロスなどの要因から一般的には2乗程度に比例

9 . 制御機能による効果 - 3

蓄電池制御システムのkWh容量の削減

周波数変動低減効果と再エネ発電設備の出力変動低減効果による

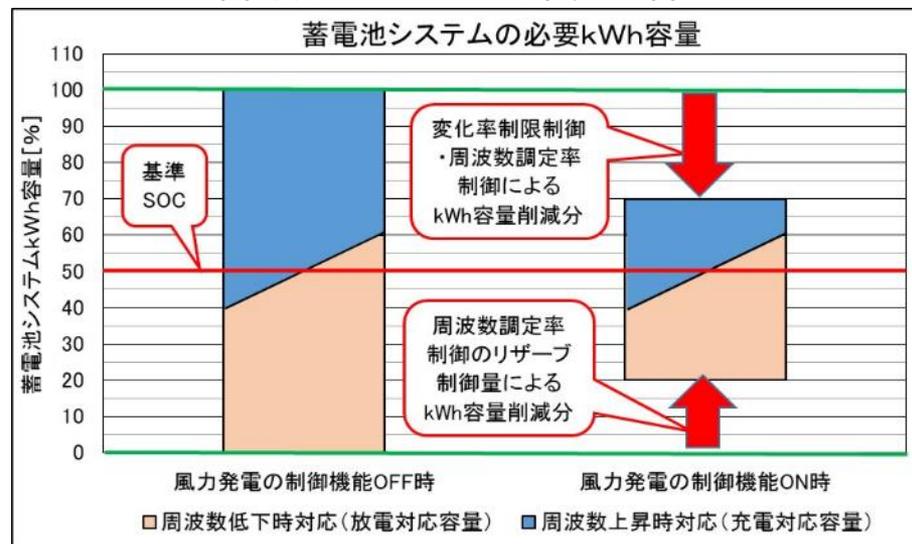
- 周波数調定率および最大出力抑制制御と出力変化率制限制御が有効：自律制御
- 蓄電池制御システムには、再エネ発電設備の出力変動量低減目的と、電力系統の周波数変動量低減目的があるが、いずれも基準SOCを50%とし、充電方向と放電方向それぞれのkWh容量を確保している

出力変化率制限制御とリザーブ量なしの場合を含む周波数調定率制御により、出力増加制御による余剰電力対策を行うので、充電方向のkWh容量を削減可能

リザーブ量ありの周波数調定率制御とイナーシャ制御により、再エネの出力低下または需要増加などによる不足電力対策を行うので、放電方向のkWh容量を削減可能

具体的な削減可能kWh容量は、制御定数設定値やエリアの発電設備構成などにより変化するので、右図の数値は例である。

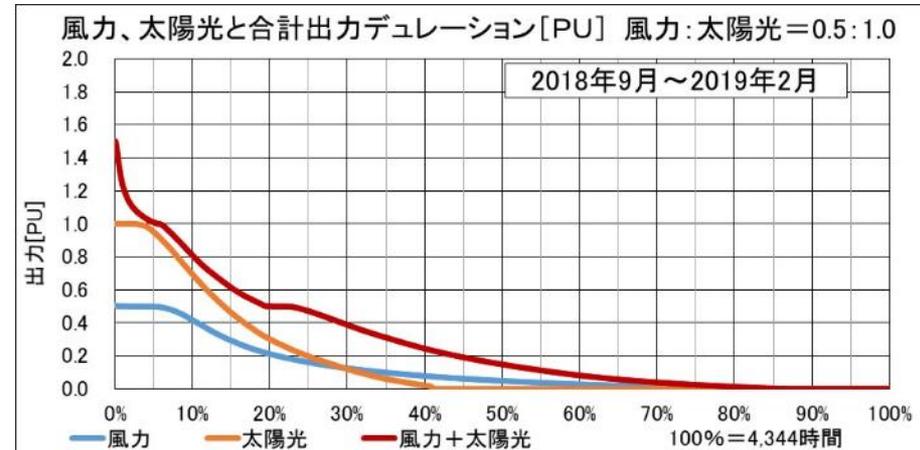
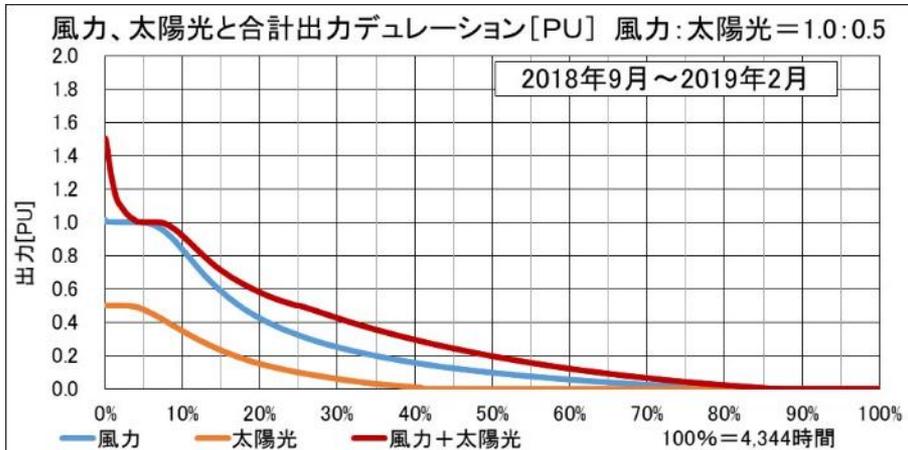
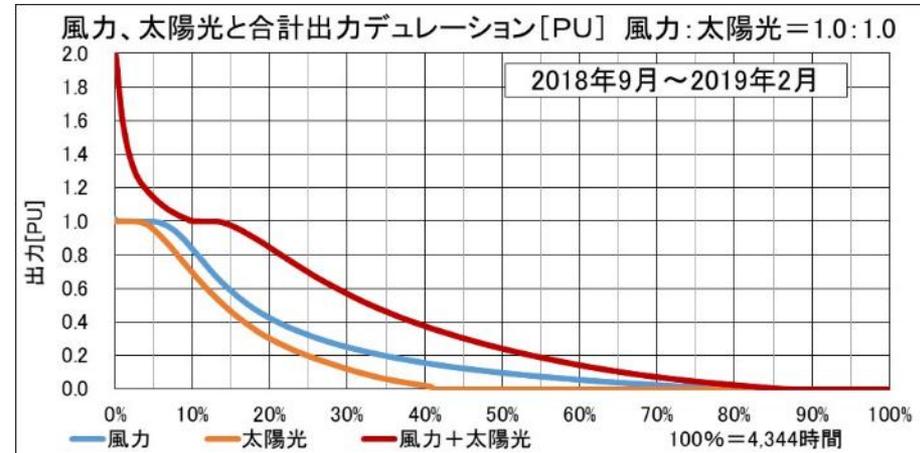
蓄電池システムの必要kWh容量



10 . 参考：風力と太陽光の出力相関

I 風力と太陽光が近接してる発電所：2018年9月～2019年2月 3秒サンプル
 実測値から、設備容量比を変更時の計算値 但し太陽光：DC定格/AC定格 1.5

- 風力：太陽光 = 1.0 : 1.0の場合
 - ・ 約1.2%kWhの抑制で出力1.4以下
 - ・ 約2.5%kWhの抑制で出力1.2以下
 - ・ 約5.7%kWhの抑制で出力1.0以下
- 風力：太陽光 = 1 : 0.5の場合
 - ・ 約1.9%kWhの抑制で出力1.0以下
- 風力：太陽光 = 0.5 : 1の場合
 - ・ 約2.5%kWhの抑制で出力1.0以下



○ 風力 + 太陽光が1.0以上となる時間率 9.5% (風力:太陽光 = 1.0:1.0の場合)

○ 発電時間率:風力 83.6%、太陽光 41.3%、風力 + 太陽光 88.9%



10 . おわりに



- | 主力電源は、有効電力・周波数、無効電力・電圧制御機能を有し、電力系統の品質維持に貢献
- | 再エネ導入先進国は、グリッドコードによる規定または連系協議を通じて、制御機能を活用中
- | 出力変化率制限制御、周波数調定率制御などは、他の対策設備・方式に比して応答速度が速く、少ない費用で大きな効果を得ることが可能
 - 出力変化率制限制御により、周波数変動要因である風力発電や太陽光発電の超短周期・短周期出力変動を抑制
 - 周波数調定率制御により、自身の出力変動起因のみならず、需要変動や他発電設備の出力変動起因の周波数変動も抑制
 - 電力品質維持用蓄電池システムのkWh容量を低減することが可能
 - 周波数は、エリア共通であるので、交流連系エリア単位で、事業者間・発電種別間の公平性を担保することが可能（周波数調定率などの設定値を同一とする）
 - 電力系統の調整力不足対策である中給からの最大出力抑制指令（curtailment）は、再エネの周波数調整力を考慮し、発令頻度や指令値の緩和を図ることが可能
 - | 局地的な送電線過負荷などの解消を目的とした、出力抑制（constraint）を除く
 - 電圧調定率制御により、電圧上昇時の発電停止・出力抑制発生頻度の低減を図ることが可能
 - | 主に、配電線連系の小規模太陽光発電

ご清聴、ありがとうございました。



ナセルからの脱出訓練 (2005年9月：ドイツ)



< 主要国のグリッドコード >

- デンマーク ENERGINET 2016年7月
Technical regulation 3.2.5 for wind power plants above 11kW
Technical regulation 3.2.2 for PV power plants above 11kW
<https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-grid-connection>
- アイルランド EIRGRID 2018年12月13日 Grid Code Version 7
http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GC_VERSION_7_PUBLISHED_v1.pdf
- ドイツ TENNET 2015年11月1日 Grid Code - High and extra high voltage -
https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Grid_customers/tennet-NAR2015eng.pdf
- 南アフリカ NERSA 2014年6月 GRID CONNECTION CODE FOR RENEWABLE POWER PLANTS
<http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Electricity/TechnicalStandards/South%20African%20Grid%20Code%20Requirements%20for%20Renewable%20Power%20Plants%20-%20Version%20%202008.pdf>
- エジプト 2017年3月 Solar Energy Plants Grid Connection Code
http://egyptera.org/Downloads/code%20w%20dalil/code/Egypt_gridcode_for_solar_plant_connection%20on%20MV%20and%20HV.pdf