

## ■ウィンドウズ オブ Wind (風の窓)

# 電力系統との融和を図る風力発電の制御機能

## ー有効電力(出力・周波数)制御と無効電力(電圧)制御ー

東京大学 生産技術研究所 齊藤 哲夫、荻本 和彦

<http://www.ogimotolab.iis.u-tokyo.ac.jp/>

### 1. はじめに

2015 年末における世界の風力発電導入量は、約 433GW (433 百万 kW) であり、2006 年における約 74GW に比して 10 年間で約 5.9 倍となった。さらに 2020 年末における世界の風力発電導入量は、792GW と想定されている<sup>i</sup>。

国際連系線容量が少なく年間需要電力量が我が国の中国エリアと同等であるポルトガルは約 5GW の風力発電により年間需要電力量供給率が約 24%<sup>ii</sup>、北海道エリアと同等であるアイルランドも 2015 年に約 2.5GW の風力発電により年間需要電力量供給率が約 24%に達した<sup>iii</sup>。

風力発電や太陽光発電は気象条件により出力が変動する自然変動電源と呼ばれているが、欧米における再生可能エネルギー導入先進国は、電力の品質を維持し安定供給を行う為に、以下を実施している。

- ① 気象予測に基づく風力発電や太陽光発電の出力予測システムを活用し、電力市場取引を含めて従来方式発電設備による電力需給計画と需給制御との統合
  - ② 風力発電の制御機能をグリッドコード（系統連系要件）に定め、常時の出力変動抑制に加え、電力品質維持や電力系統事故などに伴う電圧や周波数変動の早期回復に活用
- このような背景の基、本稿では、再生可能エネルギー導入先進国に適用されている風力発電機の制御機能の概要とその価値などを紹介する。

### 2. 風力発電機の特長と種類

近年は、風力エネルギーを電気エネルギーに変換する効率が高く、無効電力（電圧）制御も可能な可変速度機が適用されている。

#### 2.1 可変速度機の特長

風力発電の理論出力は、風速の 3 乗に比例し、受風面積、空気密度およびパワー係数に比例する。パワー係数とは、風力エネルギーを風車により機械的動力エネルギーに変換する効率を意味し、周速比（ブレードの周速[m/s] ÷ 風速[m/s]）とピッチ角の関数となる。定格出力以

下の領域でピッチ角を固定とした場合の回転速度と出力の特性例を図 2.1 に示す。

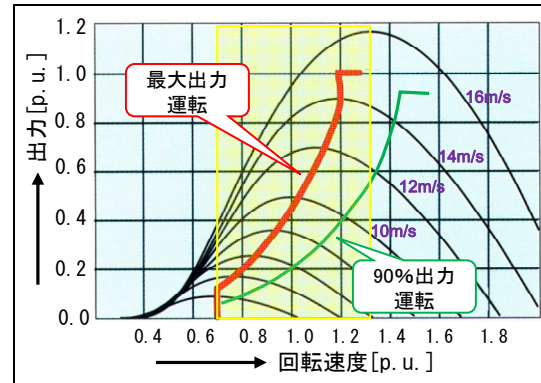


図 2.1 可変速度機の回転速度－出力特性(例)

可変速度機は、発電機のトルク制御とブレードのピッチ角制御がメイン制御ループであり、一般的に可変速度運転範囲は、発電機極数で定まる定格速度の±30%である。近年は、無効電力制御に加えて有効電力（出力）制御と周波数制御などのサブ制御ループが加えられている。

風速の過渡変動時は、風力エネルギーの入力が増加するが、トルク制御により入力変動分が、回転エネルギーにも変換されるので、固定速度機に比して過渡的な出力変動量が低減される。

定常状態においては、風速に応じて最大出力が得られる回転速度（図 2.1 における赤太線）による運転を行うことから固定速度機に比して高効率な発電システムといえる。また、電力系統に連系する際は自動同期投入を行うので、系統への突入電流はゼロであり、過渡的な電圧変動が生じないという特長も有している。

風の乱れ（乱流強度）が非常に大きいサイトで筆者が測定した可変速度機 1 基の 30 分間（10 秒サンプル）における応動を図 2.2 に、回転速度と出力の制御状況を図 2.3 に示す。風速変動に応動した回転速度と出力の様相が判る。

ピッチ制御の駆動方式は油圧または電動式で、0° ～ 90° の制御時間は 10 秒～60 秒である。また、風向変動対応であるヨー制御の駆動方式も油圧または電動式で、0° ～ 360° の制御時間は 15 分～20 分である。

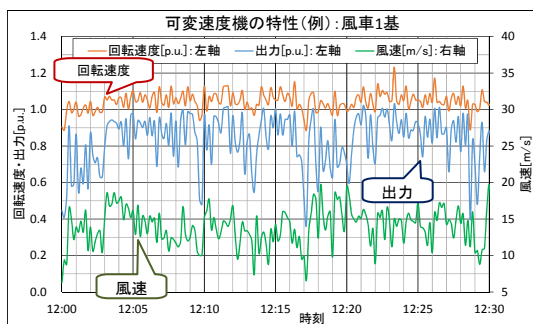


図 2.2 可変速度機の特長(例)

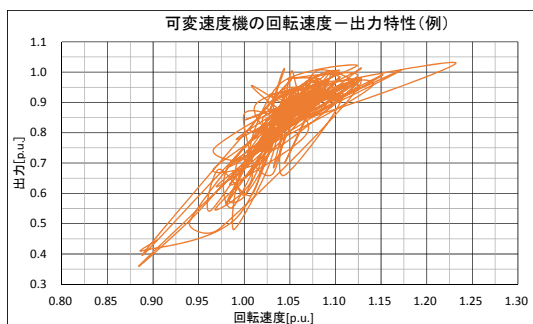


図 2.3 回転速度－出力特性(例)

## 2.2 可変速度機の種類

適用している、可変速度機の概要を以下に示す。

### ① 二重給電同期機

発電機単体は、巻線型誘導機である。定格回転速度以上の領域では一次巻線（固定子）と二次巻線（回転子）の両方から発電出力を得ることから DFIG (Doubly-Fed Induction Generator)、電気的特性が直流励磁同期機と同等であることから三相交流励磁同期機とも呼ばれている。なお、IEC61400 による区分は Type-3、広域的運営推進機関における接続検討申込書の区分は「二次励磁巻線形誘導機」となる。現在の国内設備容量比で約 60%が該当している。

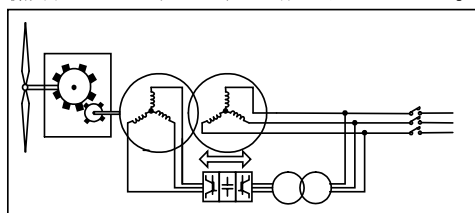


図 2.4 二重給電同期機 (IEC61400 Type3)

### ② 直流励磁同期機

発電機単体は、直流励磁多極同期機である。増速機を省略し、発電機の電圧制御用励磁装置と定格容量の AC/DC、DC/AC 変換器により系統連系を行う方式であり、IEC61400 による区分は Type-4、広域的運営推進機関における接続検討申込書の区分は「逆変換装置」となる。国内の設備容量比で約 13%が該当している。

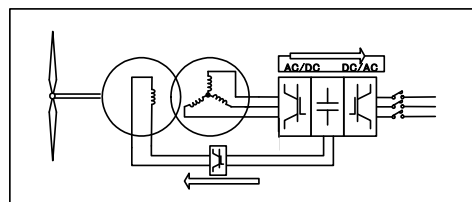


図 2.5 直流励磁同期機 (IEC61400 Type-4)

### ③ 永久磁石励磁同期機

発電機単体は、永久磁石励磁多極同期機である。増速機を省略し、発電機単体の電圧は回転速度に比例し制御することが出来ないが、定格容量の AC/DC、DC/AC 変換器を介して系統連系を行う方式であり、IEC61400 による区分は Type-4、広域的運営推進機関における接続検討申込書の区分は「逆変換装置」となる。国内の設備容量比で約 12%が該当している。

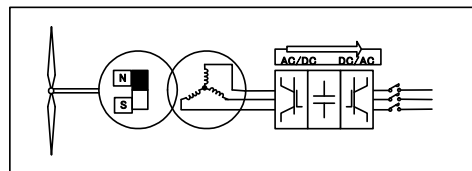


図 2.6 永久磁石同期機 (IEC61400 Type-4)

## 3. 風力発電機の制御機能とグリッドコード

風力発電機の導入量が多い欧州では、2006 年 11 月 4 日 22:10 に発生した UCTE の送電線事故・系統分離\*を契機に、各国のグリッドコードに低電圧時にも風車を停止させずに運転を継続させる機能 FRT (Fault ride-through) が追加され、日本も 2014 年から適用されている。

\* 送電線事故⇒電圧低下⇒風力発電機解列(停止)⇒事故復旧⇒周波数低下⇒従来発電機出力増・追加起動⇒系統電圧・周波数復帰⇒風力発電機再起動⇒系統周波数上昇⇒国際連系線分離(個々のエリアで、周波数上昇または低下)⇒風力発電機および一部の従来発電機解列/出力増・起動

さらに近年においては、逸失電力量が生じるものの電力系統事故時の緊急対応として、周波数上昇時の出力低減機能、また、周波数低下時の出力増加機能などが各国のグリッドコードに加えられている。

欧州では、送電会団体である ENTSO-e にて、各国のグリッドコードの統一化、ガイドラインの策定<sup>iv</sup>を進めており、IEC61400 (風力発電システム) シリーズにおいても、認証取得時の基準となる IEC61400-21-1 (電力品質特性の測定と評価) を審議中である。

次節以降に、各国のグリッドコードによる規定の有無に係わらず、可変速度機が有する主な制御機能を述べる。但し、風車メーカーや風車型式により具備している機能が異なるので、適用の際には個々に確認を行う必要がある。

## 4. 有効電力(出力)制御機能

2.1 項で述べたとおり可変速度機は、風速に応じて最大出力が得られる回転速度で運転を行い、定格風速以上の領域では、定格出力を維持するためにピッチ角制御を行っている。これは回転速度をプリセットした最大出力運転時の値よりも増加または低減する事により出力を低減させることが可能である事を意味しており、回転速度またはピッチ角のいずれかまたはその両方を制御し、パワー係数を変える事により有効電力制御を実現している。代表的な有効電力制御の概要を図 4.1 に示す。

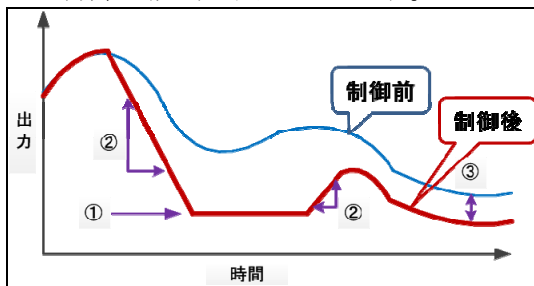


図 4.1 代表的な有効電力制御機能

### 4.1 最大出力抑制制御 Set-point control

日本においても「30 日等出力制御枠」など、主に火力発電機の調整力の内「下げ代不足」対応として適用されるが、その時点の風速に応じた出力可能値よりも低い値で一定出力運転を行うものである。ウインドファームコントローラを有する場合は、個々の風車出力を同一値に抑制するのではなく、ウインドファーム全体の出力を抑制し過抑制を防いでいる。(図 4.2)

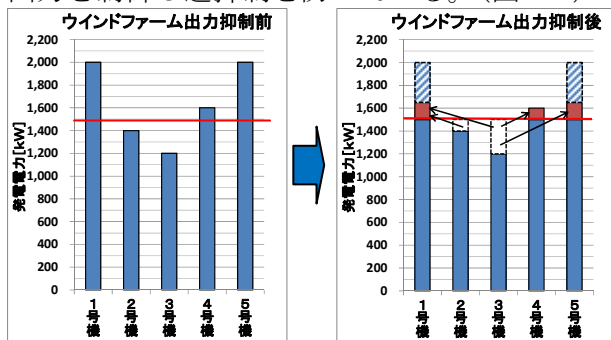


図 4.2 ウインドファームの出力制御(75%抑制の例)

風力の導入量が多い欧米では送電会社からの指令に基づき、出力抑制運転を行っているが、下げ代不足を含む調整力不足など電力システム全体の制約による出力抑制 (Curtailment) と、主にメッシュ系送電線に起因する電力システムの局所的な制約 (部分的な送電線混雑) による抑制 (Constraint) があり、逸失電力量補償の有無もこの要因により異なる場合が多い。

欧米の出力抑制率データには、この 2 種類の区分を明記していない場合が多いことに注意を要する。なお、アイルランドの 2013 年実績は合計 3.2%MWh の出力抑制率であったが、このうち Curtailment による風力発電の出力抑制率は、約 0.9%MWh とわずかな値であった<sup>v</sup>。

### 4.2 出力変化率制限制御 Ramp rate limitation

十分な風速が得られている状態で、出力を低減または増加する際の変化率を一定値以下に保つものである。風車停止操作時の出力低減やカットアウト後のカットインおよび急激な風速上昇時における電力系統への影響を緩和する目的で適用されている。図 4.3 に急激な出力上昇の例を、図 4.4 に出力変化率制限と最大出力抑制制御の例を示す。

主要国のグリッドコードは、以下の通りであり、系統連系協議にて設定値が決定される<sup>vi</sup>。

- ドイツ：系統連系容量の 10%/分
- アイルランド：1~30MW/分
- ノルディック：定格容量の 10%/分
- デンマーク：定格容量の 10~100%/分

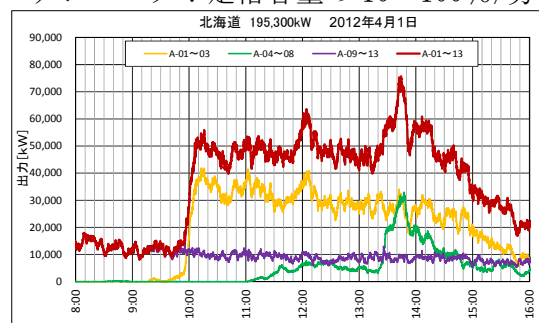


図 4.3 急激な出力上昇(例) 時間幅=8 時間

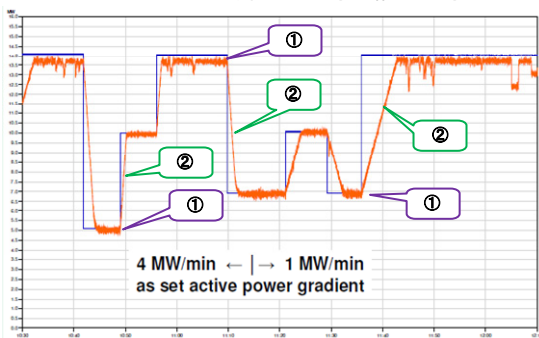


図 4.4 出力変化率制限と最大出力抑制(例) vii

### 4.3 デルタ制御 Delta production constraint

Active power reserve control とも呼ばれているが、その時点の風速により得られる出力可能値に対して一定比率または一定値を減じた出力での運転を行うものである。

(例：図 2.1 の緑細線 (90%出力運転) 特性)



日本における「30 日等出力制御枠」対応にも公平性の観点からは適用可能ではあるが、風力発電の出力は時々刻々と変動するので、過抑制状態となる時間帯が多く、エリア合計最大出力抑制目的には適していない。海外では 5. 項の周波数制御機能のうち、周波数低下時の出力上昇機能を実現する手段として活用されている。

#### 4. 4 ストーム制御 Storm control

グリッドコードに定めている国は無いが、高風速時に運転を継続することから HWRT (High Wind Ride Through) とも呼ばれている。ストーム制御は、気象用語でいう弱い台風 (17.2~25m/s) では定格出力運転を行うが、並みの台風 (25~33m/s) では徐々に出力を下げて運転を継続し、強い台風 (33~44m/s) では風車を停止するものである。(図 4. 5)

従来は、安全上の観点から 10 分間平均風速が 25m/s 以上または 35m/s 以上が 3 秒継続した場合に風車を停止 (カットアウト) し、10 分間平均風速が 20m/s 以下に回復した場合に再起動 (カットイン) を行っているが、短時間で出力が 100% 変動することから、電力系統の需給運用面からも問題となる。

図 4. 6 にカットアウト・カットインの事例を示す。10:45 頃に地形や風車配置の影響により複数の WF において全風車基数の約 3/4 がカットアウトし、その後に数基がカットアウト・カットインを繰り返していることが判る。

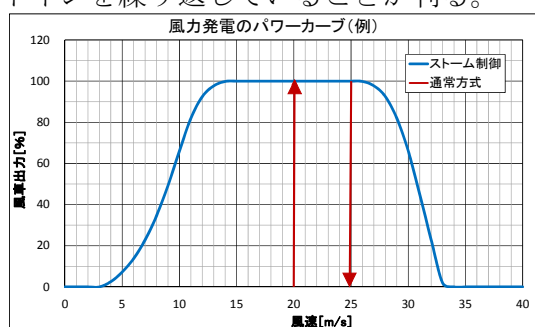


図 4.5 ストーム制御風力発電のパワーカーブ(例)

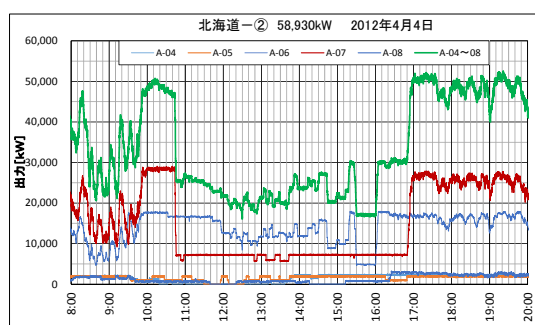


図 4.6 カットアウト・カットイン(例) 時間幅=12 時間

風車の機械的強度などを考慮する必要があるが、送電会社、事業者双方にメリットがあることから、ストーム制御採用の声が高まっている。

### 5. 有効電力(周波数)制御機能

周波数を規定値に維持するために、需要電力と自然変動電源を含む供給電力とを一致させるべく、需給の差分量と変動周期に応じて、従来電源によるガバナフリー制御 (GF) や負荷周波数制御 (LFC) などが行われている。

近年は、系統事故発生時などの対応として、上記制御の制御遅れ時間などに起因する周波数変動時に、風力発電機も積極的に定格周波数維持、周波数の早期回復に寄与すべく、周波数制御機能がグリッドコードに規定されている。

#### 5. 1 周波数調定率制御 Frequency droop

周波数調定率とは、周波数の変動量と出力の変動量との比率であり、周波数が  $f_1$  から  $f_2$  に変化した場合、出力を  $P_1$  から  $P_2$  に変化させる量を意味しており、下式で表される。

$$\text{Droop} = ((f_1 - f_2) / f_n) \div ((P_1 - P_2) / P_n) \times 100$$

但し、 $f_n$  は定格周波数、 $P_n$  は定格出力

例) Droop が 4% とは、周波数が定格の 4% 変化した場合、出力を定格の 100% 変化させる。一般的に水力は 3%、火力は 5% である。

##### ① ドイツのグリッドコード

供給電力過剰により、周波数が 50.2Hz 以上となった場合に、風力の出力を 40%/Hz の傾きで低減させ、供給力過剰を抑制する。周波数制御特性を図 5. 1 に示す。

$$\text{Droop} = ((52.7 - 50.2) / 50) \div (100 / 100) \times 100 = 4.0\%$$

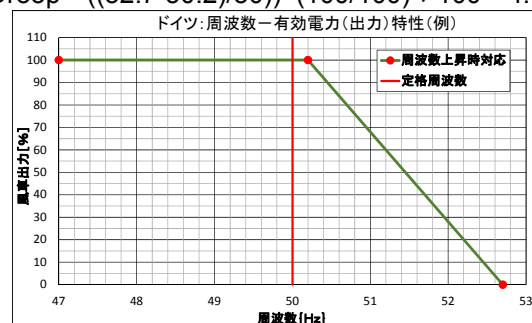


図 5.1 ドイツの出カ-周波数特性

##### ② アイルランドのグリッドコード

設定値は、系統連系協議を通じて決定されるが、代表例を図 5. 2 に示す。特徴的なのは、4. 3 項のデルタ制御を活用し、周波数低下時に現在出力の最大 10% 程度を増加させることである。(定常時 10% 程度の逸失電力量が生じる)

$$\begin{aligned} \text{+側 Droop} &= ((52.0-50.3)/50) \div \\ &\quad ((90-40)/100) \times 100 = 6.8\% \\ \text{-側 Droop} &= ((49.7-48.0)/50) \div \\ &\quad ((100-90)/100) \times 100 = 34.0\% \end{aligned}$$

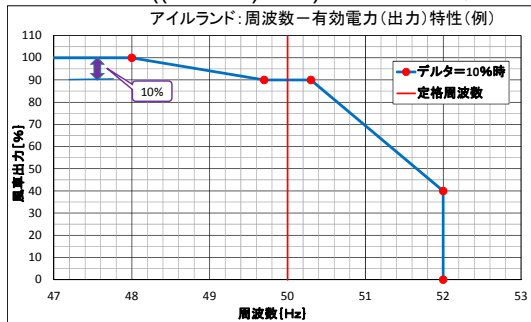


図 5.2 アイルランドの出カ-周波数特性(例)

### ③ デンマークのグリッドコード

設定値は、系統連系協議を通じて決定されるが、代表例を図 5.3 に示す。風車機種により対応が異なるが 4.3 項のデルタ制御を活用し、周波数低下時に現在出力の最大 50%程度を増加させることである。(定常時 50%程度の逸失電力量が生じるので、周波数変動が予想された場合に対応。)

$$\begin{aligned} \text{+側 Droop} &= ((51.3-50.3)/50) \div \\ &\quad ((50-0)/100) \times 100 = 4.0\% \\ \text{-側 Droop} &= ((49.7-48.7)/50) \div \\ &\quad ((100-50)/100) \times 100 = 4.0\% \end{aligned}$$

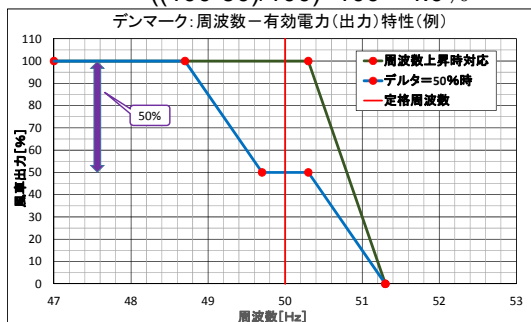


図 5.3 デンマークの出カ-周波数特性(例)

### ④ 応用例

グリッドコードに定めている国はないが、周波数不感帯を $\pm 0.1\text{Hz}$ 、周波数調定率を 4%とし、

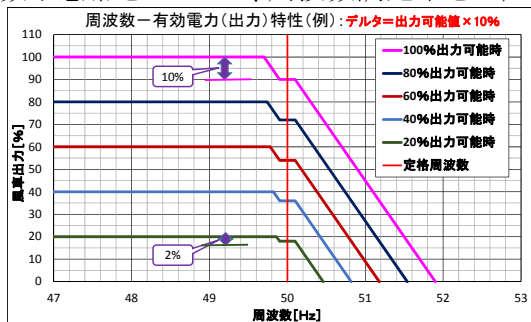


図 5.4 周波数制御の例(調定率 4%、不感帯 0.1Hz)

周波数低下時に現在出力の 10%増加可能とした場合の特性例を図 5.4 に示す。なお、周波数不感帯を 0.0Hz とした場合は、火力機や水力機のガバナフリー特性と同一となる。

### 5.2 イナーシャ制御 Inertial control

系統事故や大規模電源脱落に伴う、過渡的な周波数低下時に風力発電の慣性力を活用し、周波数の早期回復に寄与するものであり、TUFR (Transient Under-Frequency Response)とも呼ばれている。

グリッドコードに定めている国はないが、自然変動電源の系統連系比率が高まり、従来電源による運用予備力の確保が難しくなった結果、電力系統の慣性定数が低下し、電力系統の過渡安定度、動態安定度が問題となりつつあるアイルランドなど多くの国において、適用の検討や効果確認試験が進められている。

風力発電設備のイナーシャ制御を含む周波数制御に関しては、数多くの研究や実証試験が行われている。米国の国立再生可能エネルギー研究所 NREL によるシミュレーション結果<sup>viii</sup>によれば、水力 50%、火力 35% (20%)、ガスタービン 10%、風力 5% (20%) で電力供給中に火力が 15%脱落した場合、周波数調定率制御とイナーシャ制御の併用が効果的であることが報告されている。(図 5.5、図 5.6)

風力発電設備の単位慣性定数は、4~12 [kW-sec/kW]であり、定格回転速度で運転中の風力発電機には、定格出力を 4~12 秒間放出することが可能な運動エネルギー [kW-sec]が蓄積されている事を意味している。

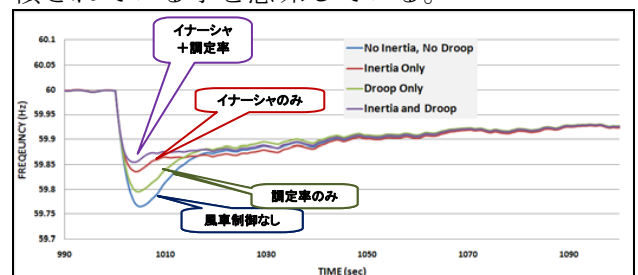


図 5.5 風力導入比 5%で火力電源脱落時の周波数応動(例)

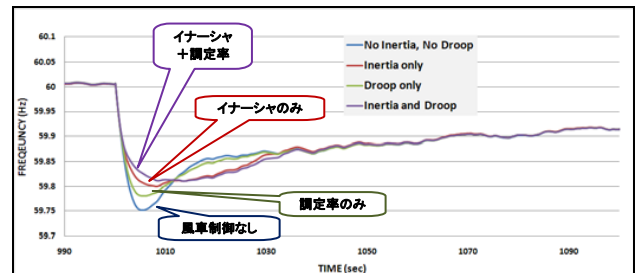


図 5.6 風力導入比 20%で火力電源脱落時の周波数応動(例)

## 6. 無効電力(電圧)制御機能

国によりグリッドコードの指定数値が異なるが、殆どの可変速度風車は、これらをカバー可能な発電システムを設計・制作し、出荷時に設定値変更で対応している。

### 6.1 無効電力または力率制御

#### Reactive Power or Power factor control

可変速度機の無効電力調整範囲の例を図 6.1 に示す。Type-4 の場合は発電機出力が低値の領域でも高値の場合と同じ無効電力調整を可能とするオプションも整備されており、風車の運転状態に係わらず、静止型無効電力補償装置 SVC(Static Var Compensator) または同期調相機 (Synchronous Condensor: ロータリーコンデンサ) と同じ機能を発揮することが可能である。

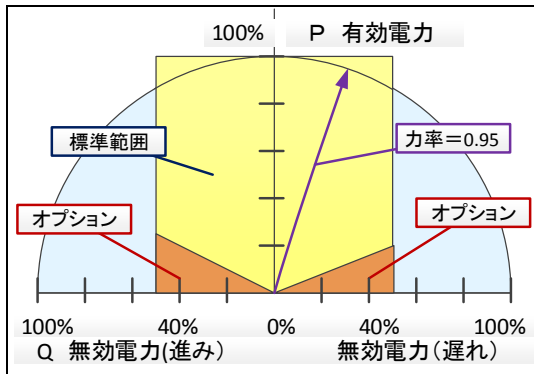


図 6.1 無効電力調整範囲(例)

主な制御方式は以下の通りである。但し、P: 有効電力、Q: 無効電力、a、b: 制御定数

- ①  $Q = \pm a$  . . . . . 無効電力一定制御
- ②  $Q = \pm bP$  . . . . . 力率一定制御
- ③  $Q = \pm a \pm bP$  . . . . . ①と②の組合せ

制御定数は、通信回線を介して中給などからオンライン設定を行うことも可能である。

図 6.2 に力率一定制御時の連系点電圧特性例を示す。力率 1.0 の場合は、出力増加に伴い電圧が上昇するが、発電機から見て進み力率 0.93 の場合は、僅かな電圧上昇であることが判る。

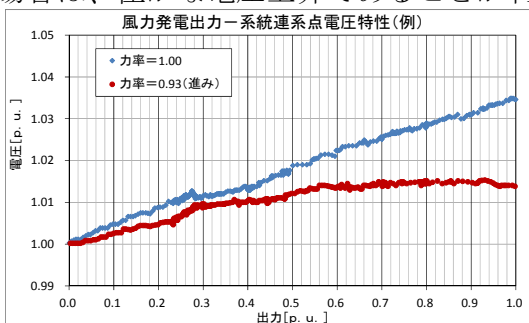


図 6.2 風力発電出力と系統連系点電圧特性(例)

### 6.2 電圧制御 Voltage Control System

無効電力制御または力率制御は、間接的に特定地点の電圧を制御するのに対し、VCS は、図 6.1 に示した無効電力調整範囲内で、系統連系点または連系先の変電所などにおける電圧を監視・制御するものである。

図 6.3 に、系統連系点から 8km 先の変電所における電圧制御の実施例を示す。VCS が ON の場合は、有効電力変動に伴い無効電力を制御し電圧を規定値に維持していることが判る。

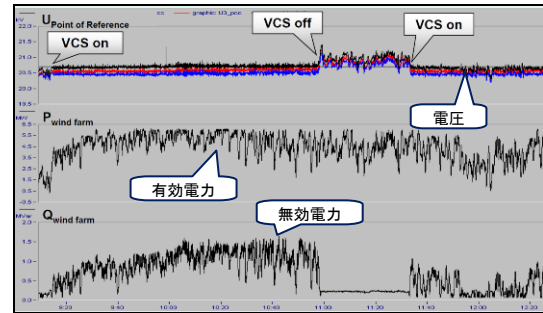


図 6.3 電圧制御実施(例)

### 6.3 電圧調定率制御 Voltage droop

グリッドコードに定めている国は無いが、5.1 項に記した周波数調定率制御と同様に、図 6.1 に示した無効電力調整範囲内で、電圧変動に応じて無効電力を制御するものである。火力や水力など従来発電設備で適用されている制御と同じく、電圧上昇時には、発電機から見て進み無効電力を、電圧低下時は遅れ無効電力を送電し電圧安定化に寄与する。

図 6.4 に電圧調定率特性の例を示す。

$$\text{Droop} = ((Q_1 - Q_2) / Q_n) \div ((V_1 - V_2) / V_n) \times 100$$
但し、 $V_n$  は定格電圧、 $Q_n$  は定格無効電力

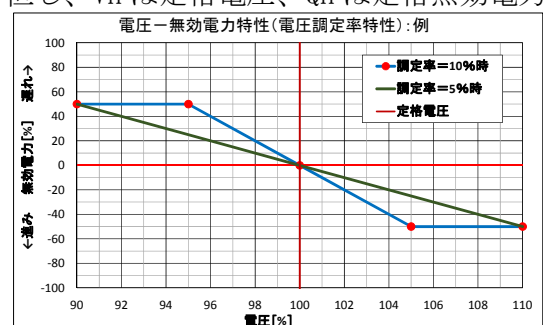


図 6.4 電圧調定率特性(例)

## 7. 低電圧時運転継続機能 Fault ride-through

従来は、系統事故に伴う瞬時電圧低下時に、小規模分散電源に対して系統解列を義務付けていたが、自然変動電源の系統連系比率が高まるにつれて事故除去後の供給電源不足に伴う周波数低下が問題となり、解列せずに運転を継続する機能がグリッドコードに規定された。



国によりグリッドコードの指定数値が異なるが、日本は 2014 年に最も厳しいといえるドイツと同一特性による FRT 機能の具備を系統連系規程に定めた。

可変速度機は、無効電力（無効電流）を制御できることから、系統事故に伴う瞬時電圧低下時に系統電圧を支えると共に、系統事故除去後の早期電圧回復を目的として、発電機から見て遅れ無効電流（無効電力ではない）を供給する。この制御は、電圧サポート機能（Dynamic Voltage Support）とも呼ばれている。

図 7.1 に、日本の FRT 要件を示す。電圧ゼロの場合は 0.15 秒間、電圧が 50% の場合は 0.9 秒間、電圧が 90% の場合は 1.5 秒間運転を継続させる特性である。なお、日本における瞬時電圧低下の継続時間は、500kV・275kV 系が 0.07～0.3 秒、154kV・77kV・66kV 系が 0.1～2.0 秒である。（JEAC9701-2012 2015 年追補版 2）

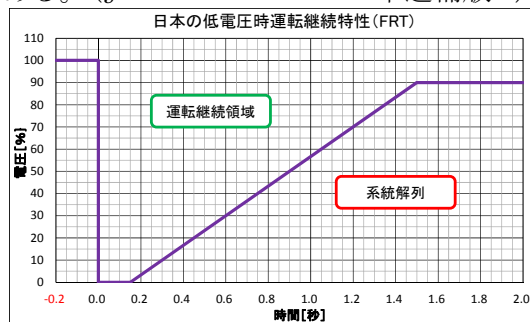


図 7.1 日本の FRT 要件

FRT 機能の認証を得るための試験設備における試験結果の例を図 7.2 に示す。0.5 秒間の電圧低下中は無効電流がほぼ定格値に、電圧回復後は無効電流が元の値（≒ゼロ）と成っていることが判る。

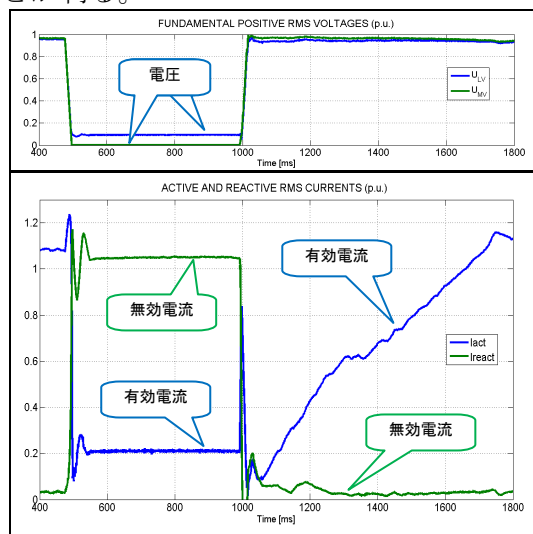


図 7.2 FRT 応動(例)<sup>x</sup>

## 8. 自然変動電源の制御価値の実現に向けて

### 8.1 価値と制度の検討の必要性

前節までに述べた風力発電の制御機能の内、電圧制御などローカルな連系点の電力品質維持、事故時の安定運用のための低電圧時運転継続機能による電力システム保護など、多くはグリッドコードといった規制的な枠組みでの利用が進められている。これに対し、有効電力制御の多くは、その価値が電力システム全体の需給運用の実態により決まり、適用が電力市場など制度により影響される。

電力システムでは、エネルギー卸取引の時間幅である 30 分などの同時同量とそのインバランス補償に加え、送電システム運用者が確保するアンシラリーサービスとして、従来は負荷周波数制御、負荷追従、事故時周波数回復などが必要とされてきた。しかし、近年は、5.2 節で述べたように、インバータで連系される電源や需要の増加による慣性、同期化力の低下など、新たに顕在化する課題に対応するための制御機能も必要となってきた<sup>xi</sup>。

そのため、それぞれの機能価値の技術的検証と、それに基づく機能提供の価値に対する規制的な必要性、あるいはそれらの報酬枠組みが、実際の適用には必要である。本節では、これらの機能の適用に向けた、価値と制度の検討状況について述べる。

### 8.2 欧州の取り組み

欧州では、EU 大のプロジェクトとして、風力発電、太陽光発電による系統サービスの提供についての REServiceS<sup>xii</sup> (2012-2014) を、大学、研究機関、メーカ、業界団体などの参加により実施し、電力システムのニーズ、技術候補、経済評価、電力市場のあり方、今後の R&D を取りまとめた。

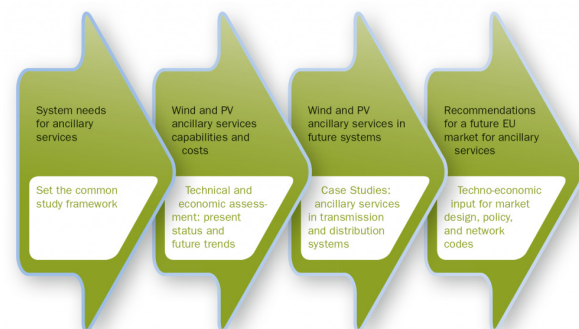


図 8.1 EU: REServices プロジェクトの構成

デンマークでは、風力発電大量導入を実現し、さらにこれを推進するため、ForskEL プログラ

ム<sup>xiii</sup>のもとで、EaseWind<sup>xiv</sup> (2011-2014)で風力発電に従来電源と同等の制御性能を実現するための研究開発として周波数応答、同期化力、動態安定度改善など各分野への貢献を検証し、現在はRePlan<sup>xv</sup> (2015-2017)が行われている。

欧州大では、これら風力発電や太陽光発電による制御機能の系統サービスへの適用について、技術<sup>xvi</sup>、制度<sup>xvii</sup>の両側面でのフォーラムが定期的に実施され、検討状況、成果の共有、議論が行われている。

### 8.3 米国の取り組み

米国では、エネルギー省の Grid Tech Team のイニシアチブ<sup>xviii</sup>のもと個別の分野と連系した技術開発政策が進められ、NREL、ANL、LBNLなどの国立研究所、EPRI などにより、風力発電、太陽光発電の制御機能の機能、価値、制度などの研究が行われている。

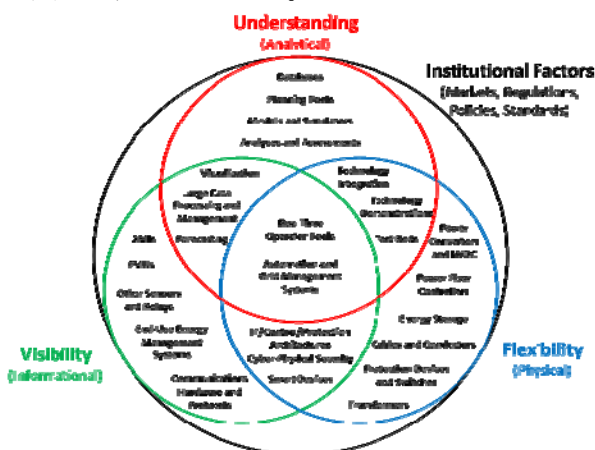


図 8.2 DOE Grid Tech Team の戦略的枠組み

研究機関の検討として、NREL では、個別の発電分野に加え、Electricity Integration<sup>xix</sup>として送電分野と配電分野の研究が行われ、送電分野では、系統サービスについて、風力発電、太陽光発電の個別の機能、従来火力のサービス提供にあたっての劣化やコスト、バッテリーやデマンドレスポンスなど新技術とその適用価値、電力市場設計などの研究、政策提言、ISO や州と連系したビジョン・計画検討が行われている。

その他の国研・研究機関では、LBNL はデマンドレスポンス、ANL は出力予測や揚水発電、EPRI は将来の電力システムに関する統合概念である Integrated Grid<sup>xx</sup>などそれぞれ特色のある技術、制度に関する研究、政策提言を行っている。

NREL の最新の報告書<sup>xxi</sup>でも、従来電源、需要側技術などと並んで、「3.4 Reserves and

Frequency Stability Services from VG」として、風力発電と太陽光発電の制御機能の活用が述べられている。

### 8.4 制度検討とステークホルダーの理解

欧米のアンシラリーサービスなどの調達では、技術を差別しない調達を目指す制度整備が行われている<sup>xxii</sup>。しかし、様々な要件のアンシラリーサービスを、多様な属性を持つ分散電源を始めとする無数の資源から市場を通して確保するためには多数の市場取引銘柄（プロダクト）を設定する必要がある、プロダクトの増加は市場の細分化につながることから、市場の有効性に関して一部疑念も呈されている。現在米国 NERC において検討されている ERSTF<sup>xxiii</sup>はこの問題意識に立って、あらたな制度の可能性を検討している。

毎日の事業・運用に携わる自然変動電源の事業者、電力システム運用者の間では、規制側を巻き込みつつ、将来の必要性和価値に基づく制度の改変を含めた新たな運用体系を模索し始めている。ここでは、単純に出力の抑制制御を避けるという見かけの価値から脱し、風力発電のアンシラリーサービスによる電力システム全体の安定運用と費用低減を実現する方法の模索が続いている。しかし、電力システム全体での風力発電や太陽光発電、従来電源、需要側技術、その他すべての技術体系価値を理解するためには、その需給運用を理解する必要がある。国内外ともに、この分野に関わるすべてのステークホルダーの理解を向上することが必要と考えられる。



図 8.3 電力システム全体の需給最適化（荻本研究室）

## 9. おわりに

各国のグリッドコードで規定されている風力発電機の制御機能と、規定されていないが実施可能な制御機能とそれらの機能の実現に向けた取り組みを紹介した。



日本における風力発電導入量は、約 3.0GW (世界 19 位) であり 2006 年における約 1.5GW に比して 10 年間で約 2.0 倍にとどまっている。また、2001 年 6 月に新エネルギー部会報告書でとりまとめた、2010 年における新エネルギー導入目標 (風力発電の導入目標は 300 万 kW) は、5 年遅れでの達成となった。

風力発電の可変速度機は、火力発電や水力発電など従来電源が有している制御機能を上回る機能を有しており、今後の風力発電の導入促進の手段として重要である。風力発電、太陽光発電、そして電力システムで利用可能なあらゆる制御・調整機能が積極的に活用され、経済的かつ安定な電力システムの実現に資することを期待する。

## 文献・参考資料

- i GWEC GLOBAL WIND REPORT ANNUAL MARKET UPDATE 2015  
[http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report\\_April-2016\\_22\\_04.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf)
- ii IEA WIND Annual Report  
[http://www.ieawind.org/annual\\_reports\\_PDF/2014/2014%20AR\\_smallfile.pdf](http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2014/2014%20AR_smallfile.pdf)
- iii Irish Wind Energy Association Wind Statistics  
[http://www.iwea.com/windenergy\\_onshore](http://www.iwea.com/windenergy_onshore)
- iv IMPLEMENTATION GUIDELINE FOR NETWORK CODE “Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators”  
<http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/131016-NC-RfG-implementation-guideline.pdf>
- v Annual Wind Constraint and Curtailment Report 2013” Eirgrid, Semo, Soni  
[http://www.interconnector.ie/site-files/library/EirGrid/Annual\\_Wind\\_Constraint\\_and\\_Curtailment\\_Report\\_2013\\_Non\\_Technical\\_Summary.pdf](http://www.interconnector.ie/site-files/library/EirGrid/Annual_Wind_Constraint_and_Curtailment_Report_2013_Non_Technical_Summary.pdf)
- vi A review of grid code technical requirements for wind farms  
<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5237667>
- vii (株)日立パワーソリューションズ殿 提供資料
- viii Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants National Renewable Energy Laboratory July 16-18, 2012  
<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/55335.pdf>
- ix (株)日立パワーソリューションズ殿 提供資料
- x ABB Press Release 2011 Feb  
Technical Paper: Low voltage ride-through testing of wind turbine converters at ABB helps wind turbines meet the requirements of IEC61400-21 more quickly
- xi 原本 IEA: The Power of Transformation Chapter 2 (2014)  
邦訳 NEDO: 「The Power of Transformation (電力の変革)」の日本語版 第 2 章 (2015)
- xii EU: Wind and Solar based Grid Support Services Project  
<http://www.reservices-project.eu/>
- xiii EnergiNET: The ForskEL- program: Support for research and development of environmentally friendly power generation technologies.  
<http://energinet.dk/EN/FORSKNING/ForskEL-programmet/Sider/default.aspx>
- xiv Enhanced Ancillary Services from Wind Power Plants  
[http://orbit.dtu.dk/en/projects/enhanced-ancillary-services-from-wind-power-plants\(811b8725-d19d-41cb-b0fb-fa98229fcb10\).html](http://orbit.dtu.dk/en/projects/enhanced-ancillary-services-from-wind-power-plants(811b8725-d19d-41cb-b0fb-fa98229fcb10).html)
- xv Ancillary services from Renewable power Plants Project <http://www.replanproject.dk/>
- xvi European Forum of Grid Integration & Electricity Ancillary Services  
<http://www.prosperoevents.com/past-events/item/72-electricity-ancillary-services>
- xvii 13th European Energy Market Conference, EEM 2016, <http://www.eem2016.com/>
- xviii US DOE: Grid Tech Team  
<http://energy.gov/oe/services/doe-grid-tech-team/gtt-framework>
- xix NREL: Electricity Integration  
<http://www.nrel.gov/electricity/>
- xx EPRI: The Integrated Grid (online community) <http://integratedgrid.com/>
- xxi Denholm, Paul, Kara Clark, and Matt O’Connell. 2016. On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating High Levels of Solar into the Electrical Generation and Transmission System. Golden, CO: NREL/TP-6A20-65800.  
<http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65800.pdf>
- xxii ENTSO-e: Balancing and Ancillary Services Markets  
<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/market/balancing-and-ancillary-services-markets/Pages/default.aspx>
- xxiii NERC: Essential Reliability Services Working Group (ERSWG)  
[http://www.nerc.com/comm/Other/Pages/Essential-Reliability-Services-Task-Force-\(ERS-TF\).aspx](http://www.nerc.com/comm/Other/Pages/Essential-Reliability-Services-Task-Force-(ERS-TF).aspx)