



風力発電の系統連系可能量拡大策 -風車制御機能の活用を主体に-



2014年10月30日

一般社団法人

日本風力発電協会

<http://jwpa.jp>

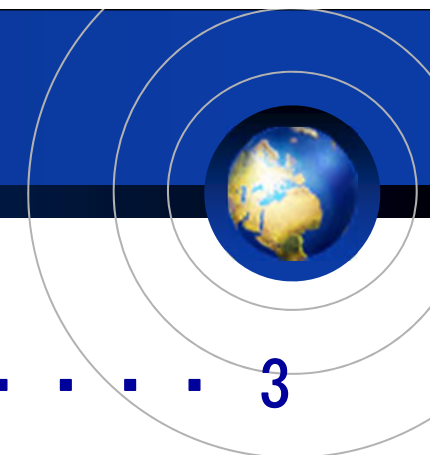


神奈川県 横浜市



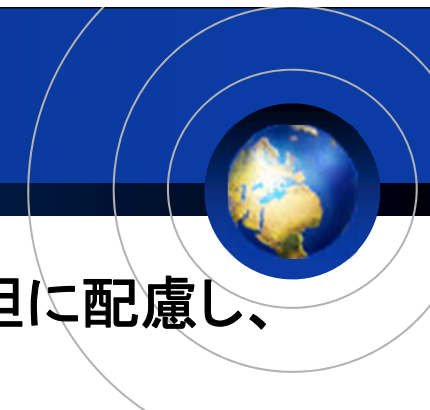
秋田県 にかほ市

目次



1. はじめに	3
2. 風車の制御機能	4
3. 風力発電の出力分布と出力抑制時の発電電力量 .	7
4. 再生可能エネルギー源のベストミックス	11
5. スペインの現状と出力抑制	15
6. ドイツの現状と出力抑制	19
7. まとめ	23

1. はじめに



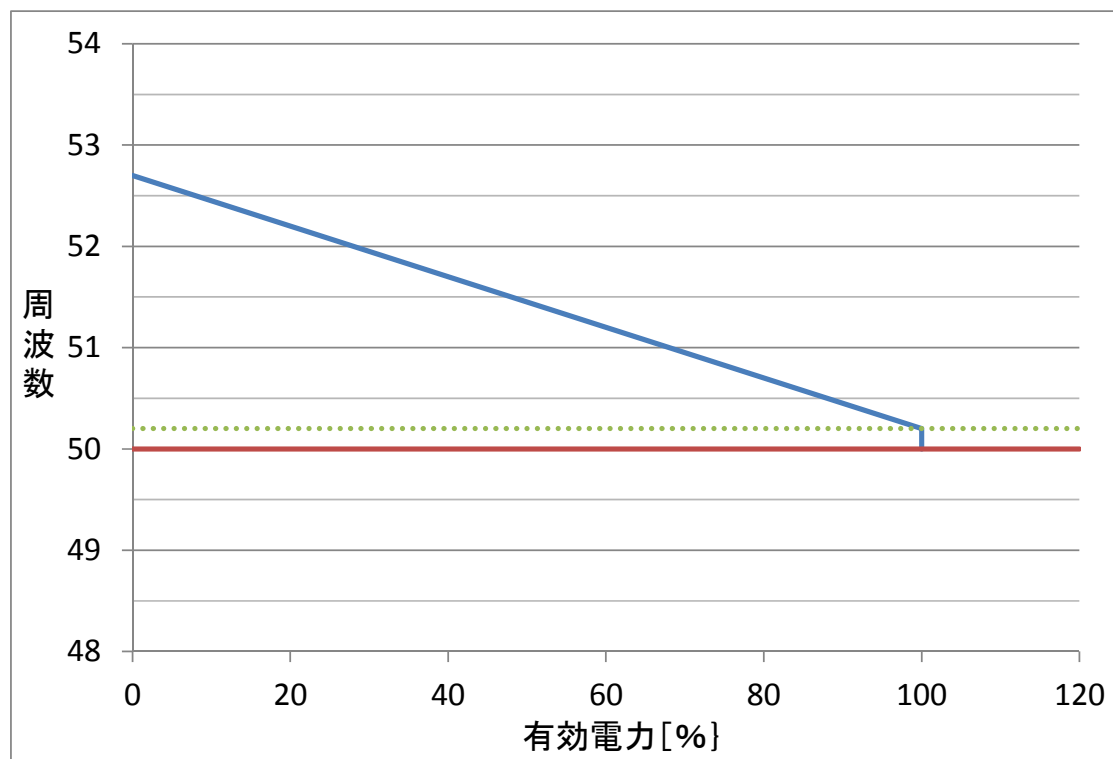
- 再生可能エネルギーの導入拡大に際しては、国民負担に配慮し、経済合理性のある電源を優先的に導入すべきである。
- 一方、風力発電など**自然エネルギーを活用した変動電源**を大量に導入した場合、電力系統運用への影響が生じる可能性がある。
- 今回は、主に**風車制御機能を活用した連系可能量拡大策**を述べる。

課 題	ウインドファーム側対策	電力系統側対策
短周期調整力不足	・出力上昇率制限運転 ・出力変動緩和蓄電池の活用（グループ制御）	・電力系統の広域運用 ・持ち替え運転（機種と台数） ⇒経済負荷配分運転が犠牲となる
長周期調整力不足（ランプ変動等対応）	・出力上昇率制限運転 ・最大出力抑制運転	・電力系統の広域運用 ・気象予測システムの活用
下げ代不足	・最大出力抑制運転 ・周波数上昇時の出力抑制運転	・電力貯蔵設備（揚水発電所）の活用 ・変電所設置蓄電池システムの活用 ・火力機の最低運転可能領域の低減 ・火力機の出力調整速度と量の増加
送電線熱容量不足	・最大出力抑制運転	・地域内送電線の新增設 ・地域間送電線の新增設

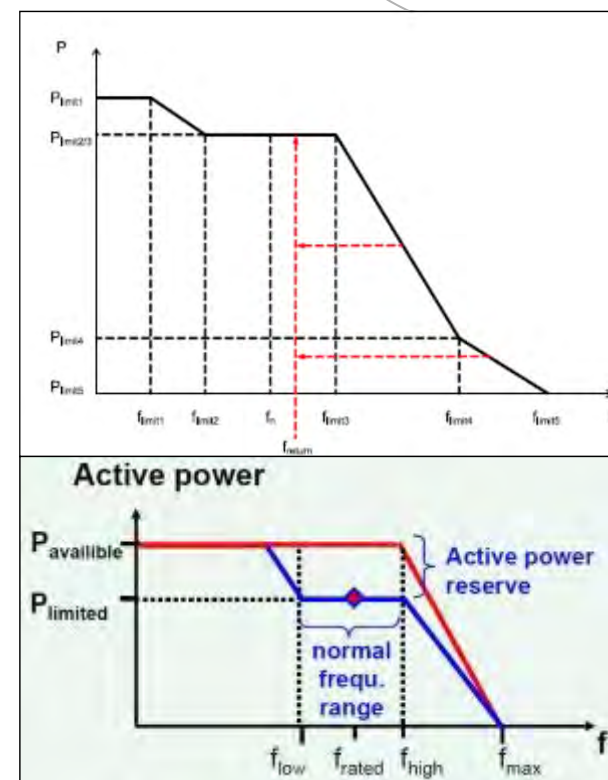
2. 周波数上昇時の出力抑制運転



- 系統事故や下げ代不足などに伴う、系統側の周波数上昇時に、有効電力を制限し、周波数回復・維持に寄与する。(ガバナフリー相当)
 - ドイツの場合: 不感帯0.2Hz、調定率40%/Hz
 - アイルランドも適用中



周波数上昇が発生すると、あらかじめ設定している調定率で出力を低下



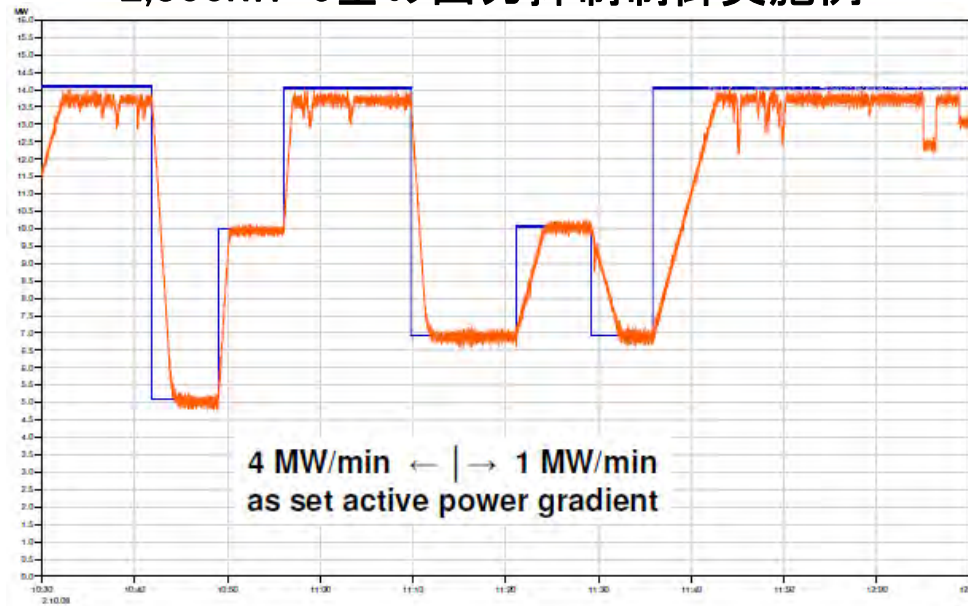
周波数低下時に出力を上げる制御も可能であるが、予め通常運転最大出力を定格出力以下に設定する必要がある為、通常使用していない。

2. 最大出力抑制、出力上昇率制限－1



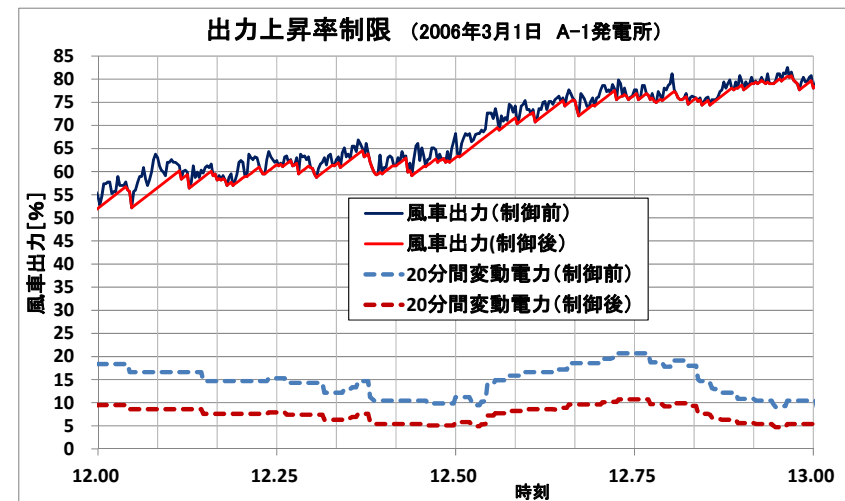
- ウィンドファーム全体の最大出力および出力上昇率を高速制御
 - － 電力会社の指令に基づき、必要時に最大出力抑制運転を行う
⇒ **下げ代不足対応**
 - － 出力上昇率制限運転(率と幅を設定可能)により、短周期および長周期出力変動を抑制(風がある場合は低下率も制御可能) ⇒ **調整力不足対応**

2,300kW-6基の出力抑制制御実施例



ドイツ: 連系容量の10%/分、アイルランド: 1~30MW/分

出力上昇率制限: 幅設定がゼロの場合

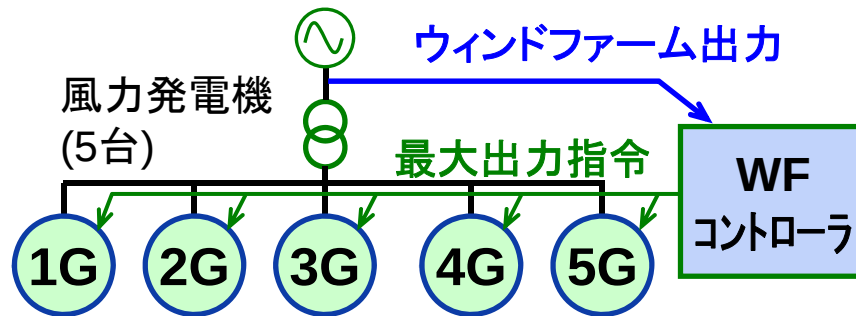


33%/20分(100%/60分)の場合、設備利用率は制御無しの場合の約93%となる。

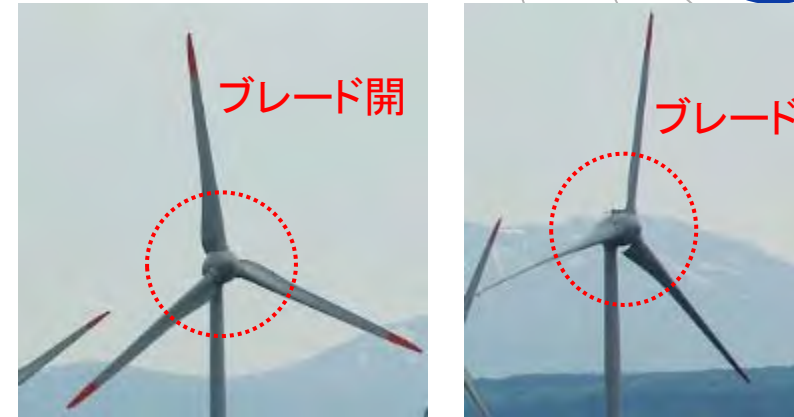
制御無しで25%の場合は約23%、30%の場合は約28%

2. 最大出力制限、出力上昇率制限-2

ウィンドファームの構成



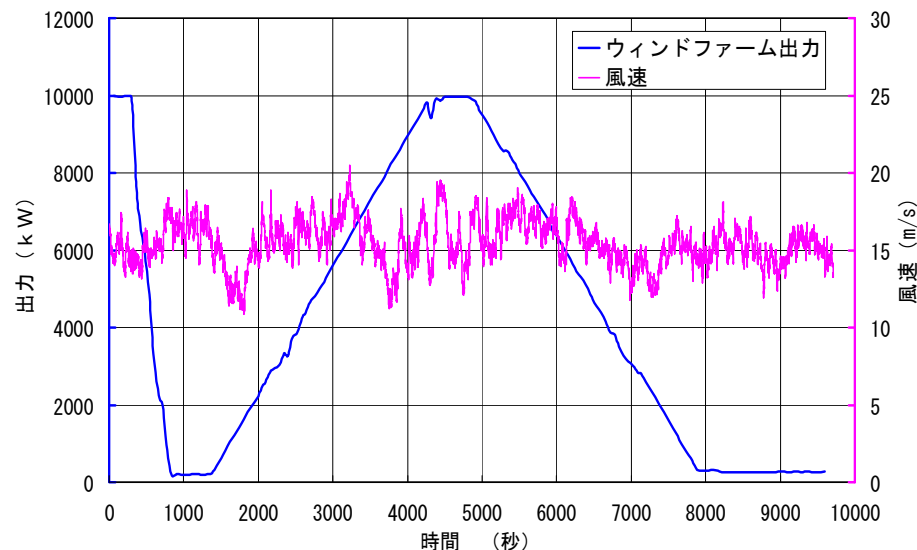
電動ピッチによる出力制御



a) 通常運転時

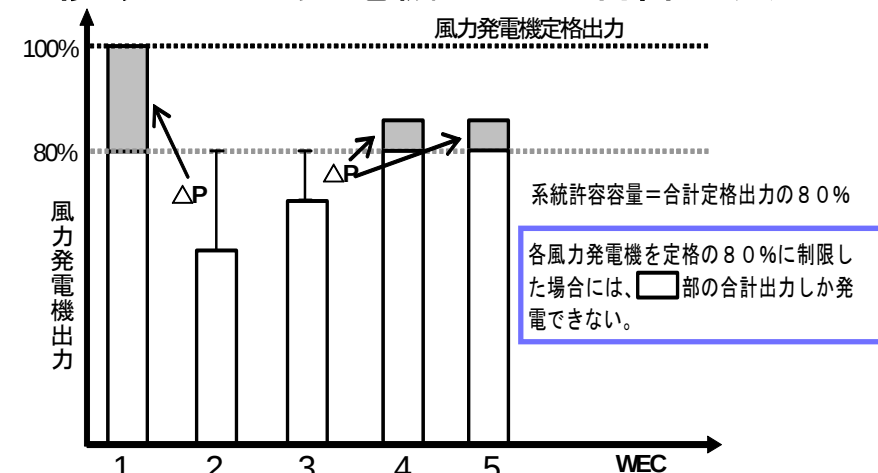
b) 出力制限時

ウィンドファームの出力制御例(北海道)



※出力は技術要件と同じ1分間平均値です。

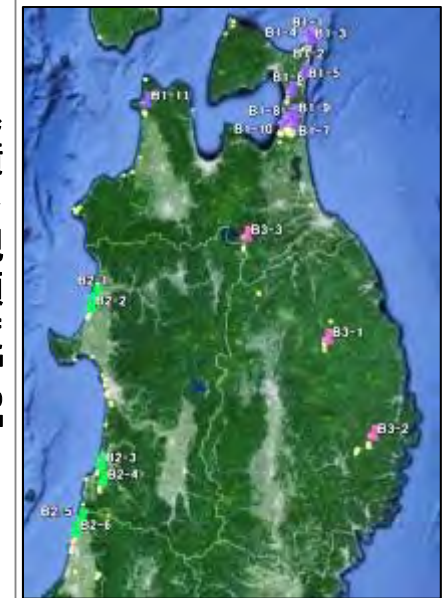
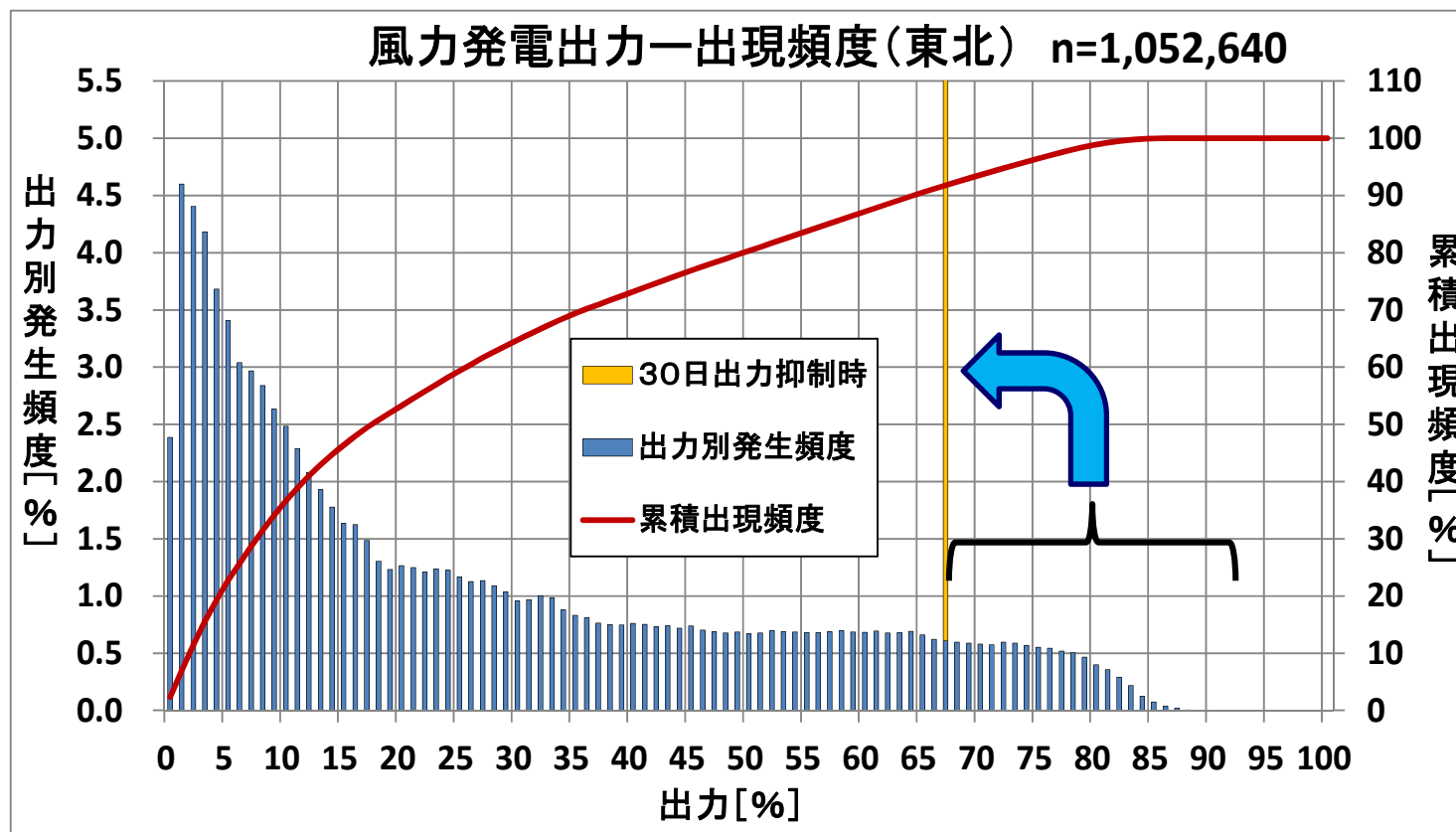
複数台風力発電機の出力制御方法



2、3号機の低下分を、他号機で発電し総出力を最大に制御する。

3. 風力発電の出力分布 (kW)

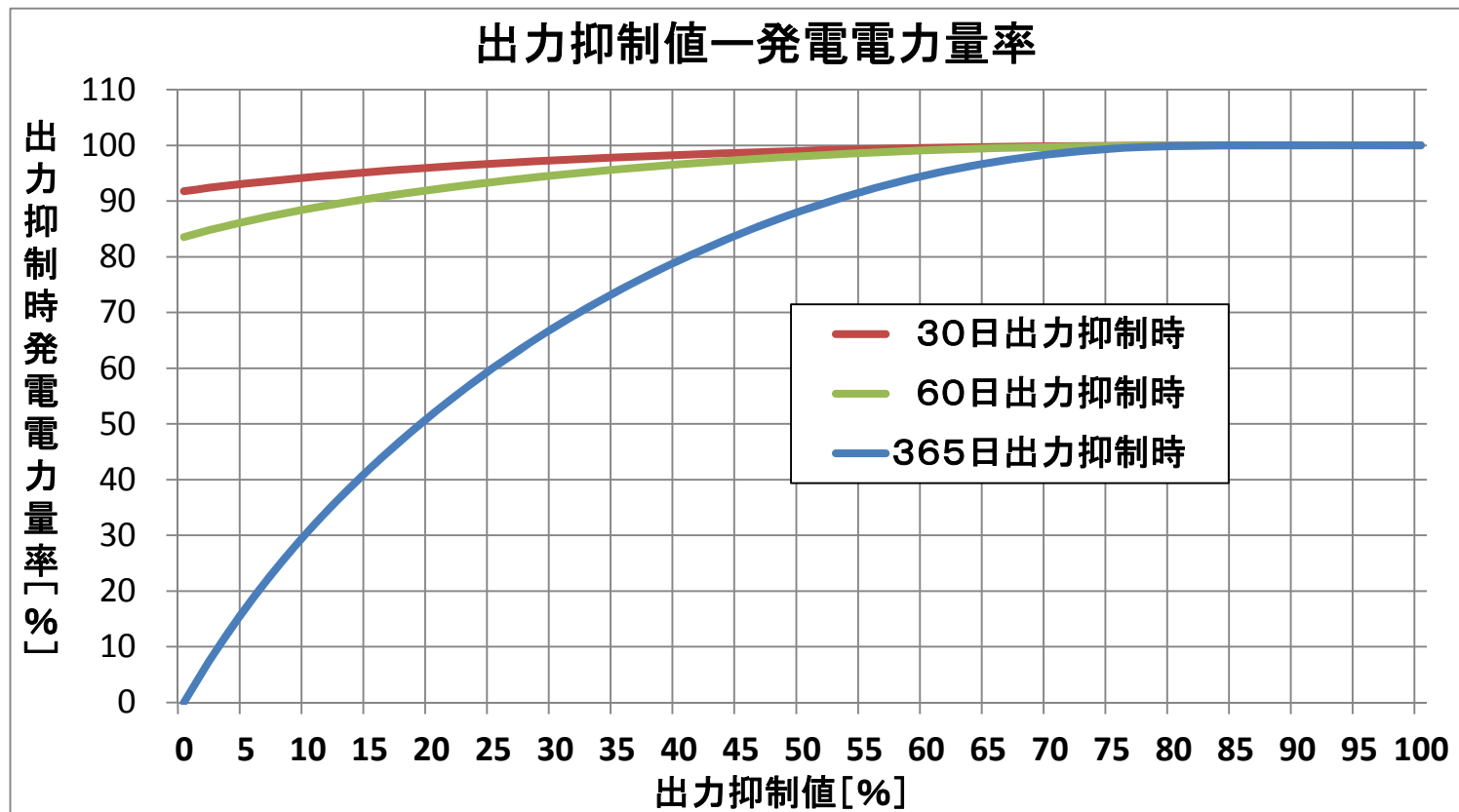
- 2011年4月～2013年3月(2年間)における、東北電力管内合計出力
 - 最大出力≒88%、累積頻度90%≒65%出力、累積頻度80%≒50%出力
 - 高出力から、30日(720時間≒8.2%)出力抑制時の最大出力≒67%出力



3. 出力抑制時の発電電力量(kWh)減少特性



- 出力抑制値は、残余需要に応じて設定されるので、一定値ではない
 - 30日(720時間 $\div$ 8.2%)出力抑制時の発電電力量減少率 $\div$ 8.2 $\sim$ 0.0%
出力抑制値が50%の場合: 発電電力量減少率 $\div$ 1.0%
 - 60日(1440時間 $\div$ 16.4%)出力抑制時の発電電力量減少率 $\div$ 16.4 $\sim$ 0.0%

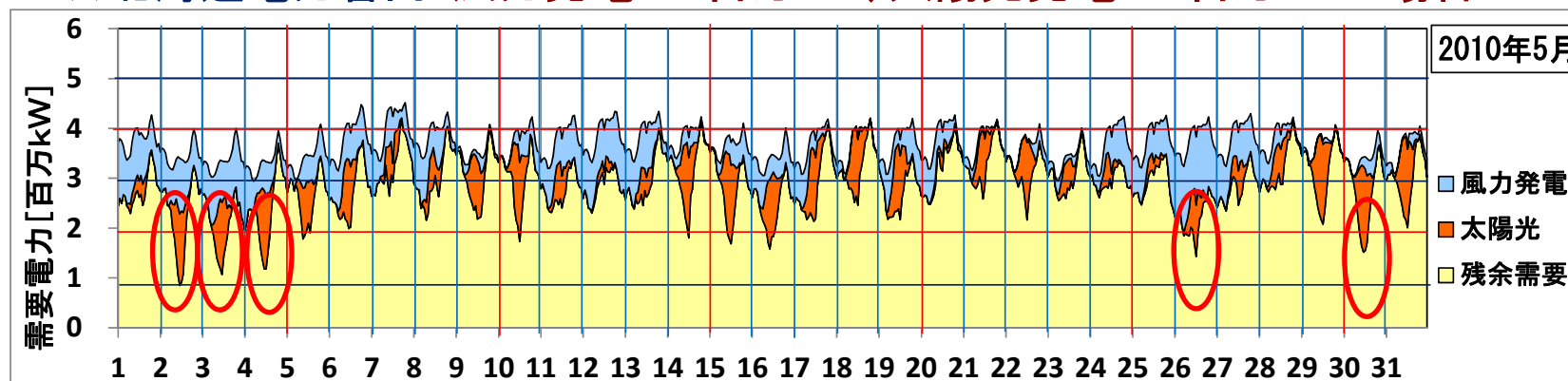


<3. 参考> 残余需要－1（2010年5月）

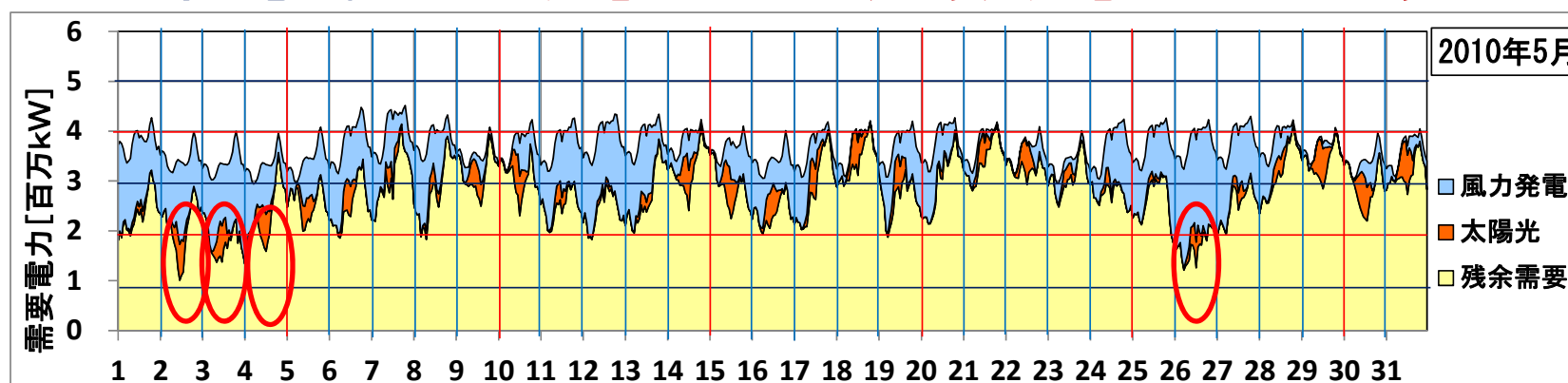


- 春秋期における最大需要相当の再エネ設置時のシミュレーション結果
 - － 風力データ: JWPA、太陽光データ: アメダス、需要データ: 電力殿HP

☆北海道電力管内: 風力発電＝2百万kW、太陽光発電＝2百万kWの場合



☆北海道電力管内: 風力発電＝3百万kW、太陽光発電＝1百万kWの場合

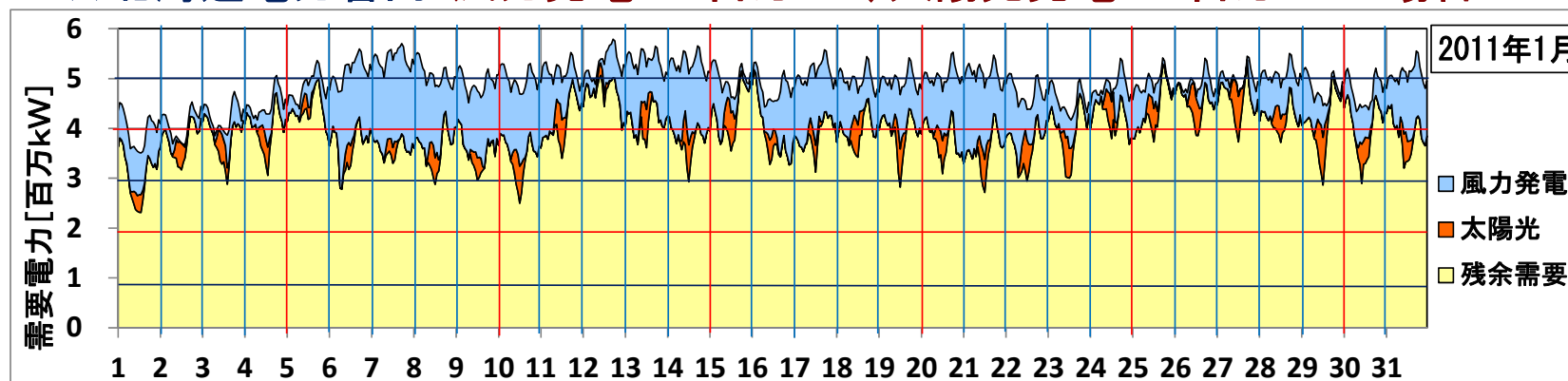


<3. 参考> 残余需要－2 (2011年1月)

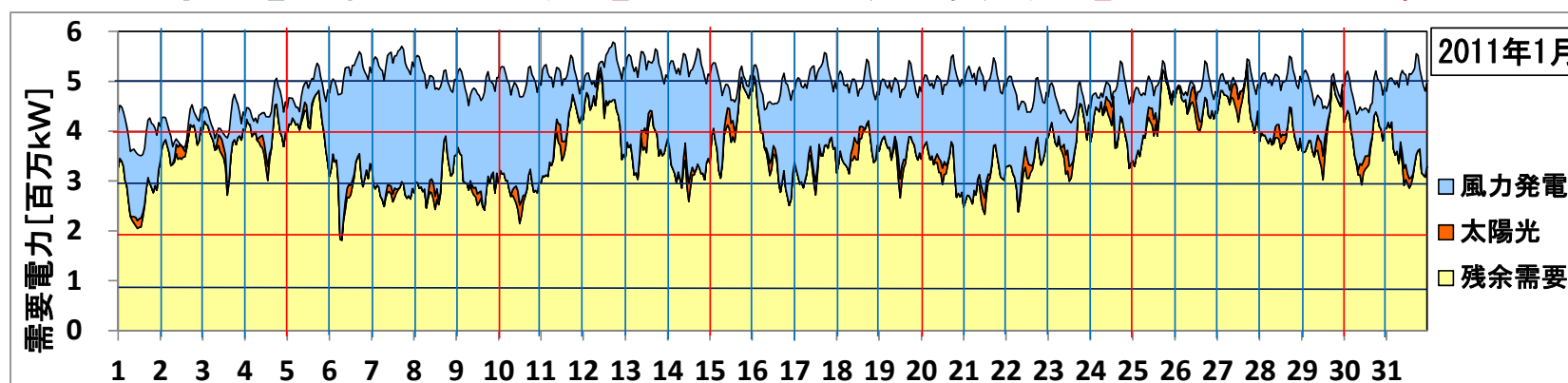


- 春秋期における最大需要相当の再エネ設置時のシミュレーション結果
 - － 風力データ: JWPA、太陽光データ: アメダス、需要データ: 電力殿HP

☆北海道電力管内: 風力発電＝2百万kW、太陽光発電＝2百万kWの場合



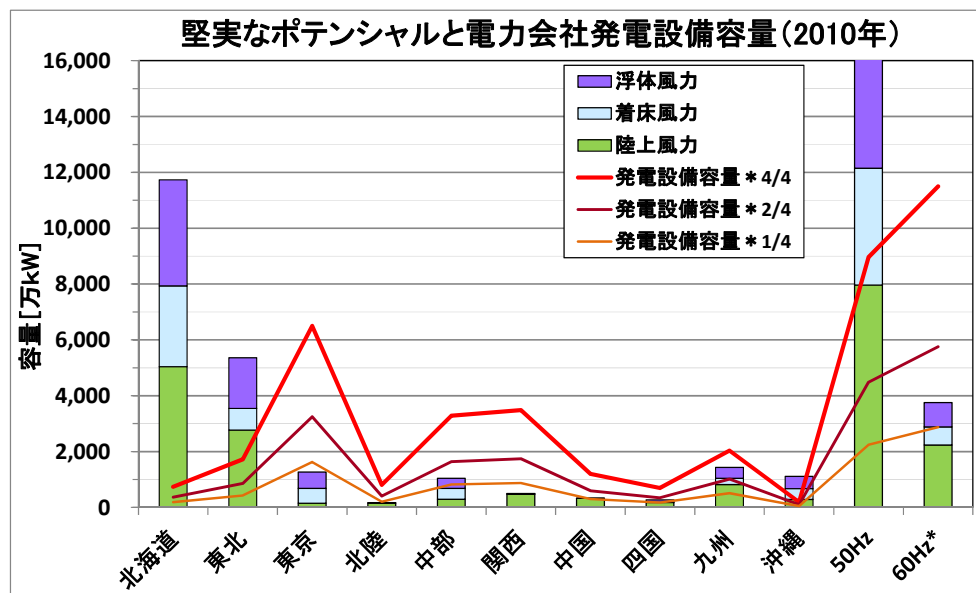
☆北海道電力管内: 風力発電＝3百万kW、太陽光発電＝1百万kWの場合



4. 再生可能エネルギー源のベストミックス



- 風力発電、中小水力発電、地熱発電のポテンシャルは、地域的に偏在
 - 風力発電 : ①北海道 ②東北 ③九州
 - 中小水力発電 : ①東北 ②中部 ③北陸
 - 地熱発電 : ①北海道 ②東北 ③北陸
- 太陽光発電は、地域による設備利用率変化が少ない(ポテンシャルは全国)
- 再生可能エネルギー導入目標値設定に際しては、日本全国の合計値のみならず、上記を加味した地域別の導入目標(合計と種別)が必要



■ 「風力発電の堅実なポテンシャル」

陸上 = ポテンシャルの1/2
着床 = ポテンシャルの1/3
浮体 = ポテンシャルの1/4
と仮定した場合

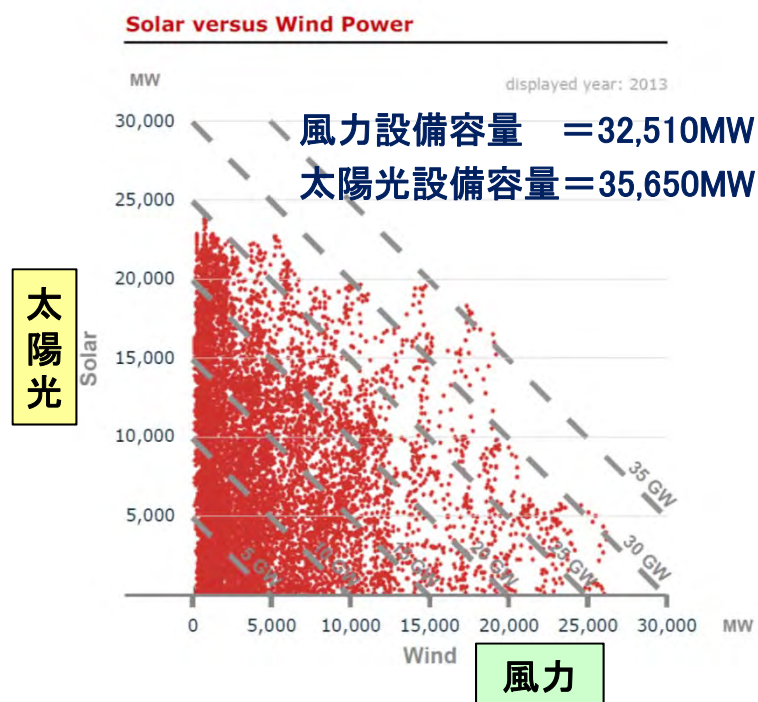
- 各電力会社の設備容量を考慮しない場合: 23,218万kW (全発電設備容量の1.12倍)
- 各電力会社の設備容量を上限とした場合: 7,672万kW (全発電設備容量の0.37倍)

4. 自然変動電源の特性



- 各種自然変動電源の発電電力は、補完関係にある。
 - － 低気圧：風が強い(風力)、日射が弱い(太陽光)、雨が多い(中小水力)
 - － 高気圧：風が弱い(風力)、日射が強い(太陽光)、雨が少ない(中小水力)

ドイツの実測事例(2013年)

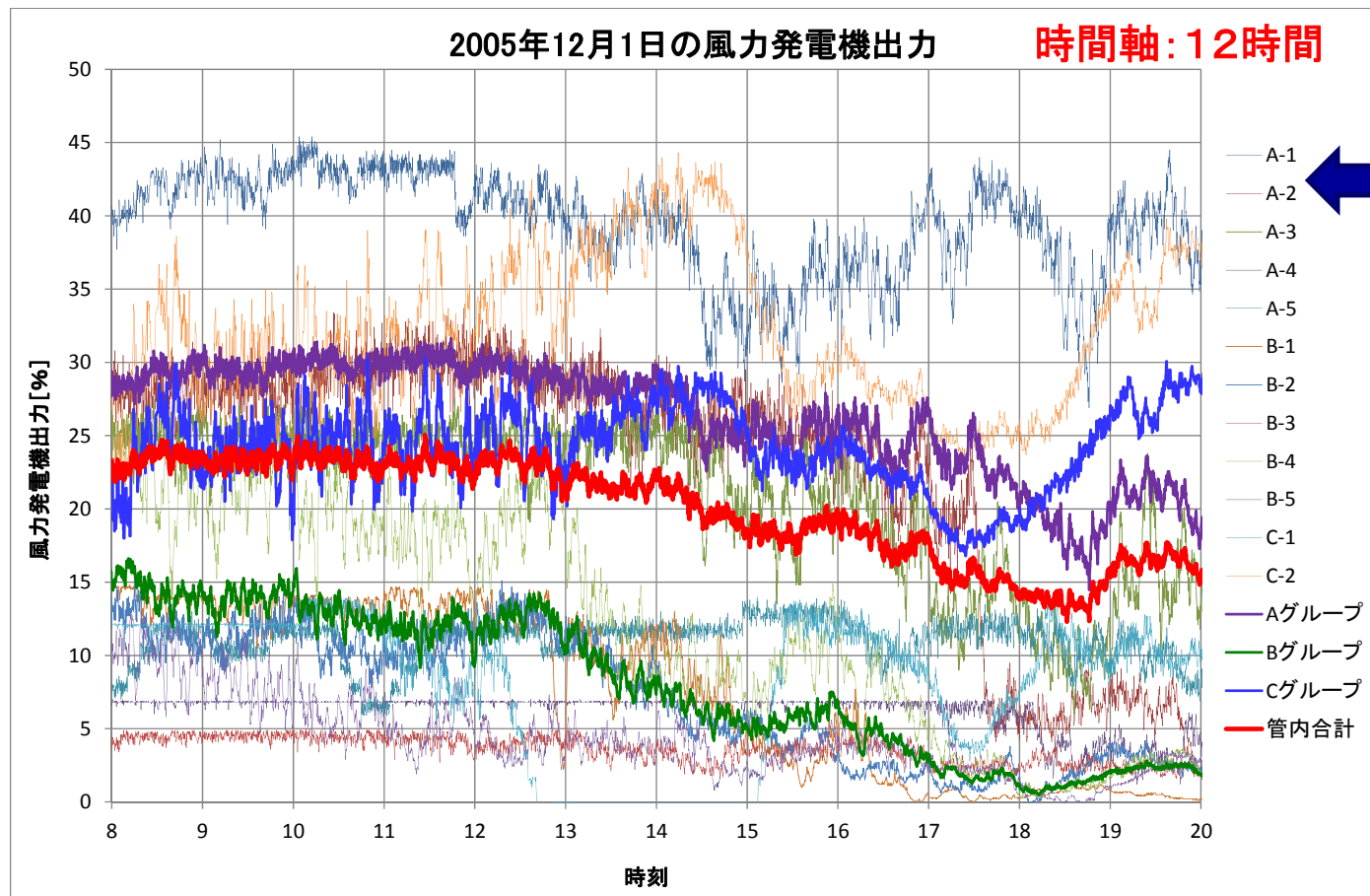


風力と太陽光との比較

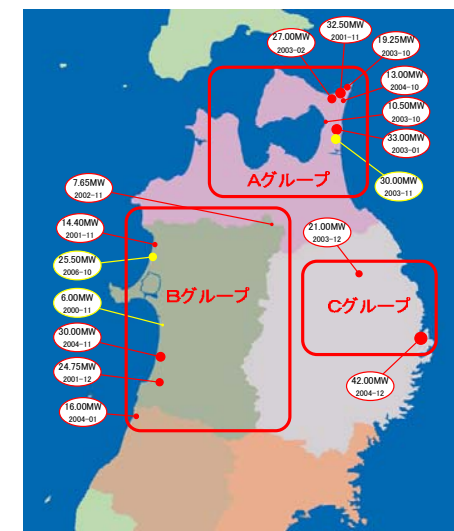
	風力	太陽光
発電コスト	大規模: 10.0円 中規模: 14.0円 小規模: 18.0~24.0円	30.1~45.8円
設備利用率	全国平均: 20% 北海道平均: 25%	全国平均: 12%
FIT(税抜)	陸上(20kW以上): 22円	10kW以上: 32円 10kW未満: 37円
計画から運転開始	5~9年: アセス期間を含む	1~2年
連系容量	数万kW(特別高圧)が主体	数百~数千kW(高圧)が主体

<4. 参考>風力発電の出力変動様相―1

- ウィンドファーム単独では、20分間に100%変動する場合もあるが、多数のウィンドファーム出力を合計すると、短周期変動率および長周期変動率は、低減される。(多数になるほど、また広域に分散配置されるほど)



12ウィンドファーム
個別出力(細線)
グループ出力(中太)
合計出力(赤太線)

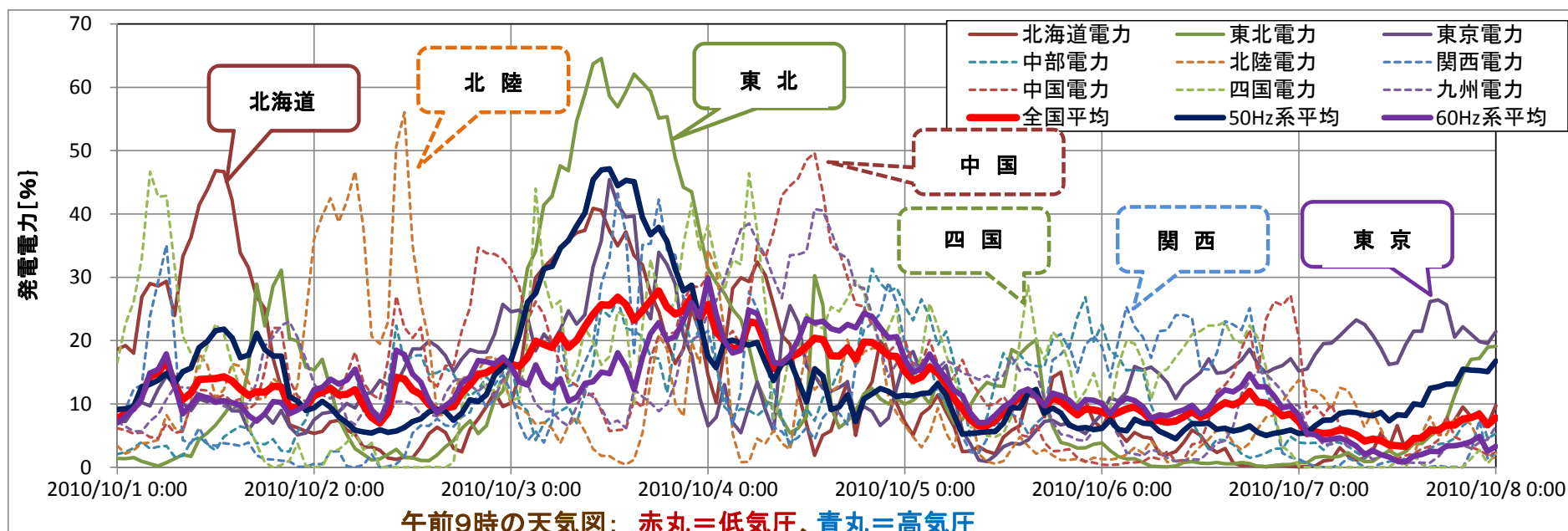


<4. 参考>風力発電の出力変動様相－2



- 日本全国で見ると、短周期変動率および長周期変動率は、低減される。
 - － 多数の分散配置により、平滑化効果が生じる。
 - － 同一時刻で、日本全国が強風の日は無。(強風域は、基本的に西から東へ移動)

時間軸: 7日間



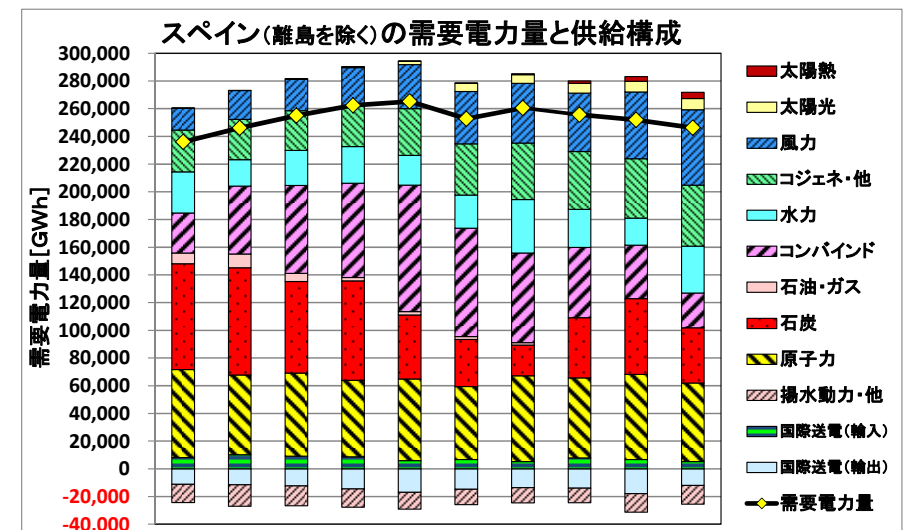
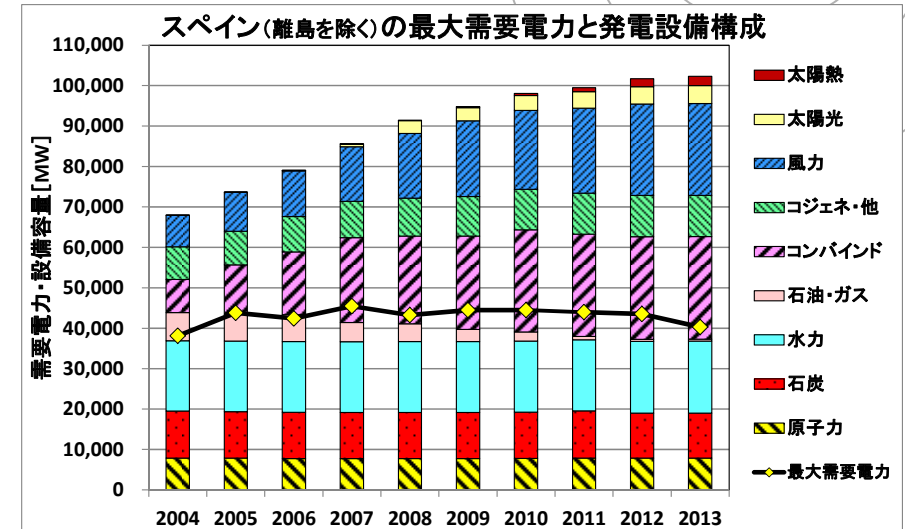
5. スペインの発電設備と需要電力量推移

■ 発電設備構成 (2013年)

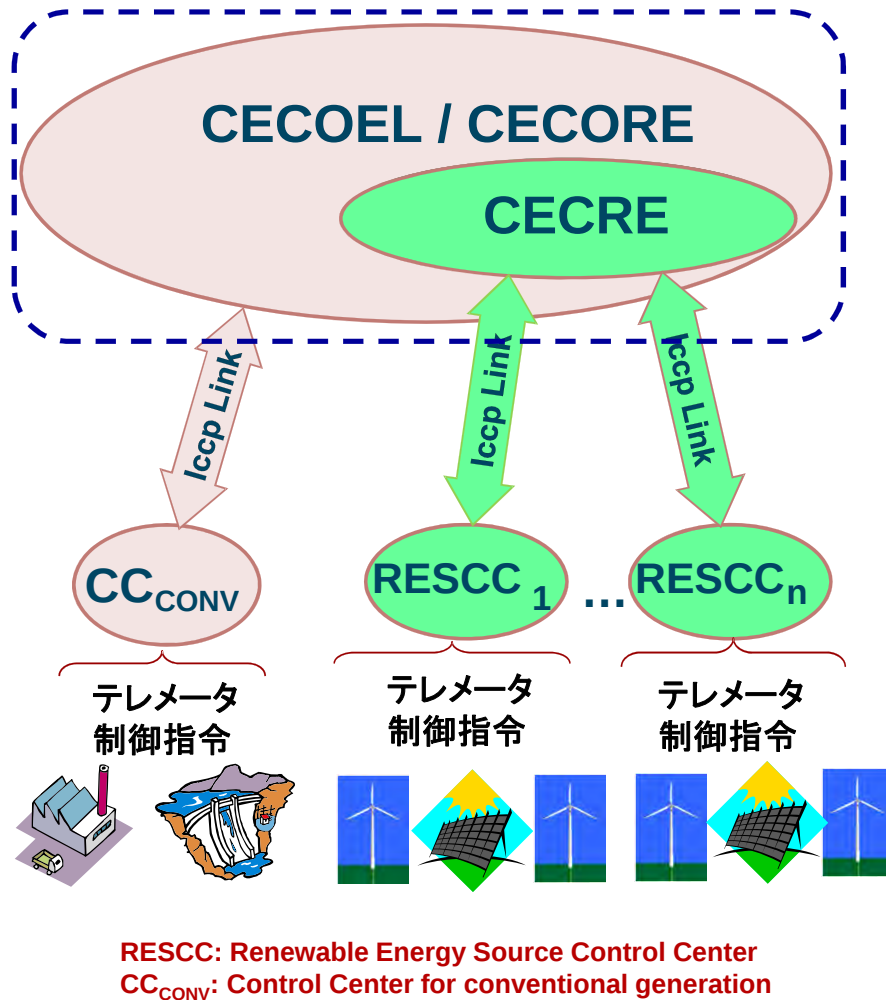
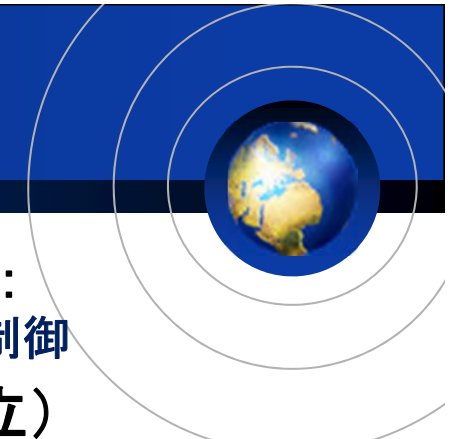
- 全発電設備 = 102,308MW (100.0%)
- 最大需要電力 = 40,277MW (39.4%)
- 風力発電 = 22,746MW (22.2%)
最大需要電力比 = 56.5%
- 太陽光発電 = 4,438MW (4.3%)
最大需要電力比 = 11.0%
- 太陽熱発電 = 2,300MW (2.2%)
最大需要電力比 = 5.7%
- 水力+小水力 = 19,851MW (17.4%)
最大需要電力比 = 49.3%

■ 電力量供給構成 (2013年)

- 全需要電力量 = 246,314GWh (100.0%)
- 風力発電 = 54,478GWh (22.1%)
- 太陽光 = 7,966GWh (3.2%)
- 太陽熱 = 4,544GWh (1.8%)
- 水力+小水力 = 40,985GWh (16.6%)



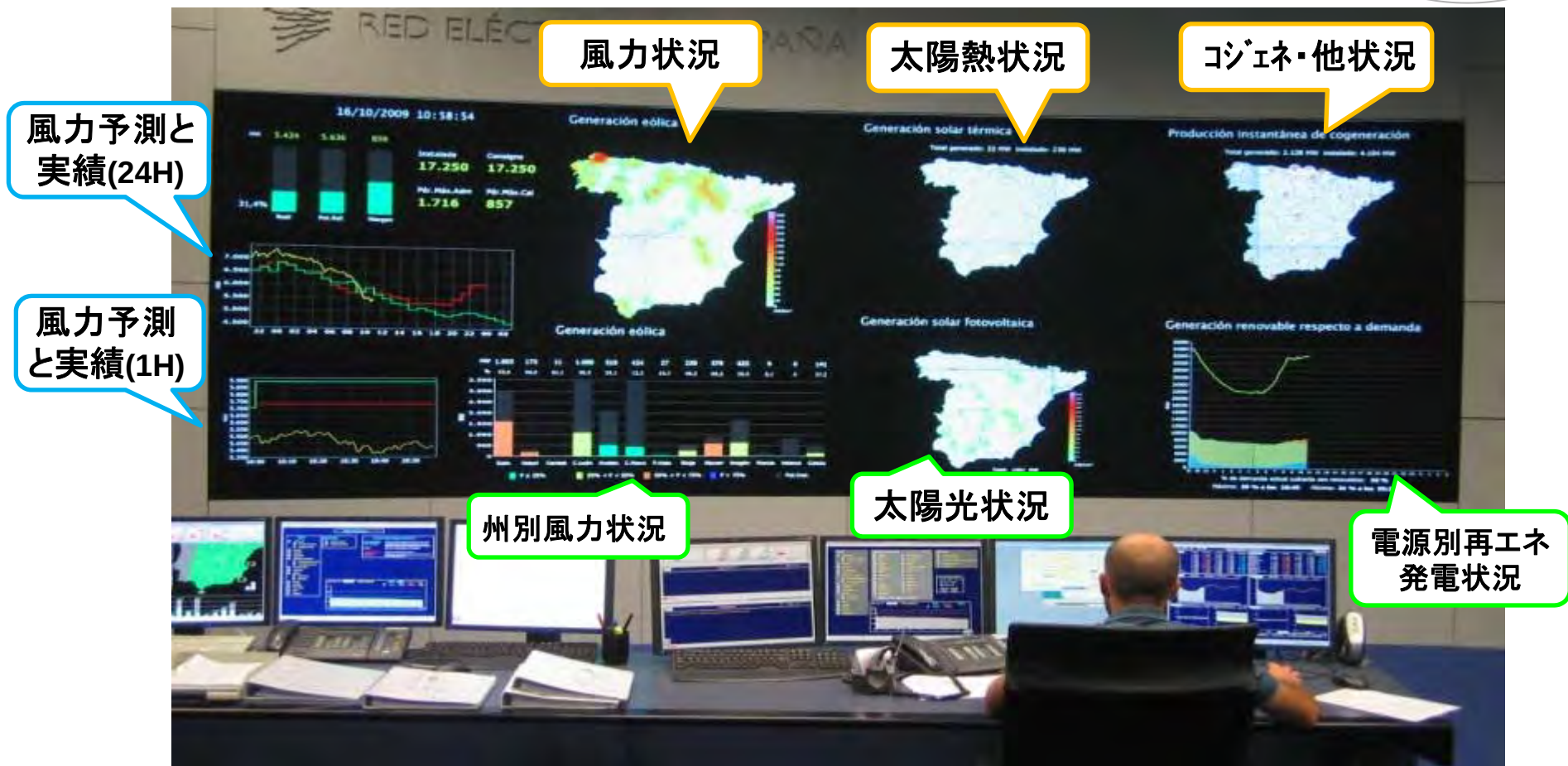
5. スペインの監視・制御センタ



- CECOEL/CECORE:
電力系統全体を監視・制御
- CECRE (2006年設立)
再生可能エネルギー発電を監視・制御
 - 風力や太陽光の発電電力予測結果を、電力系統運用に活用
 - GAMAS(計算プログラム)にて、20分毎の発電電力・系統情報をリアルタイムで計測・解析し、風力の最大発電可能電力を算出。
 - 従来発電設備で、調整しきれない場合には、最大出力抑制指令をRESCCへ送る
- RESCC
中堅・大手発電事業者や電力Traderにより運営。現在33ヶ所ある。
 - 有効電力、無効電力、風速などの情報をCECREに伝送
 - CECREより、出力抑制指令が来た場合は、15分以内に実行する。
 - 10MW以上の発電設備は、RESCCへの接続が、義務付けられている。

<5. 参考>スペインの再エネ監視・制御センタ

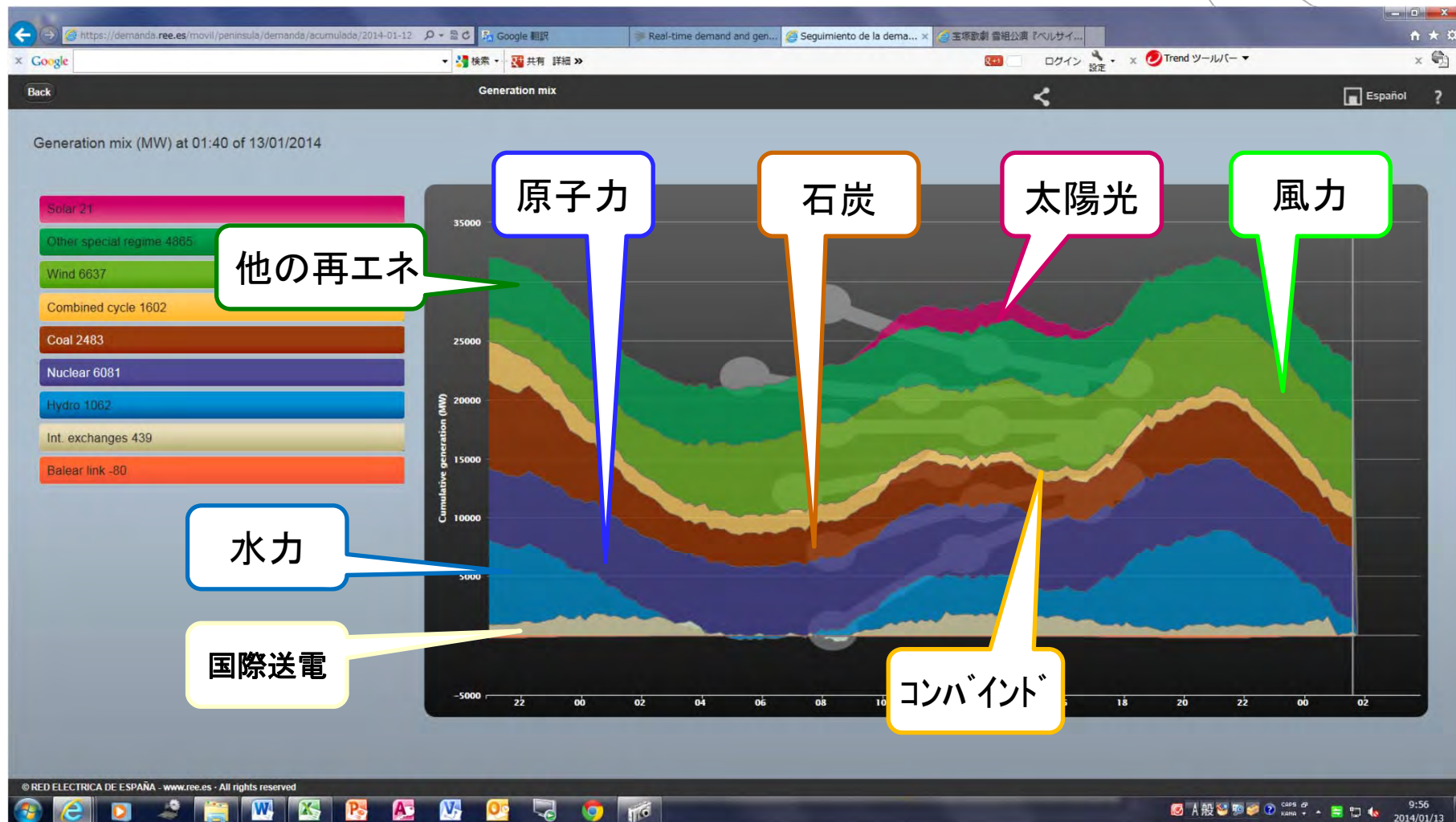
- CECRE:再生可能エネルギー発電を監視・制御
 - 気象予測による**発電出力予測**を活用し、再生可能エネルギー発電の**優先給電**を実施しつつ、常に電力系統の安定運用を維持する。



<5. 参考>電力供給と風力発電の実績



- 2014年1月12日(日) 風力の出力：低値から高値に変化



6. ドイツの発電設備と需要電力量推移

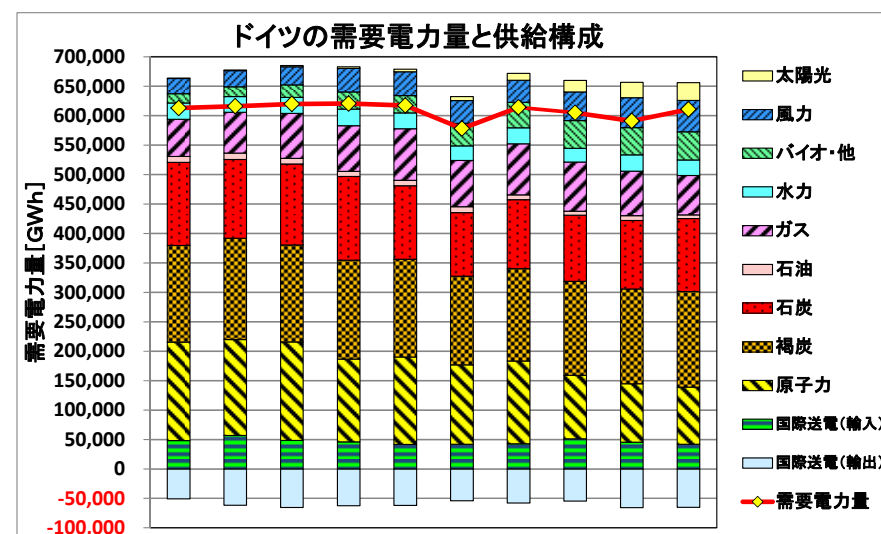
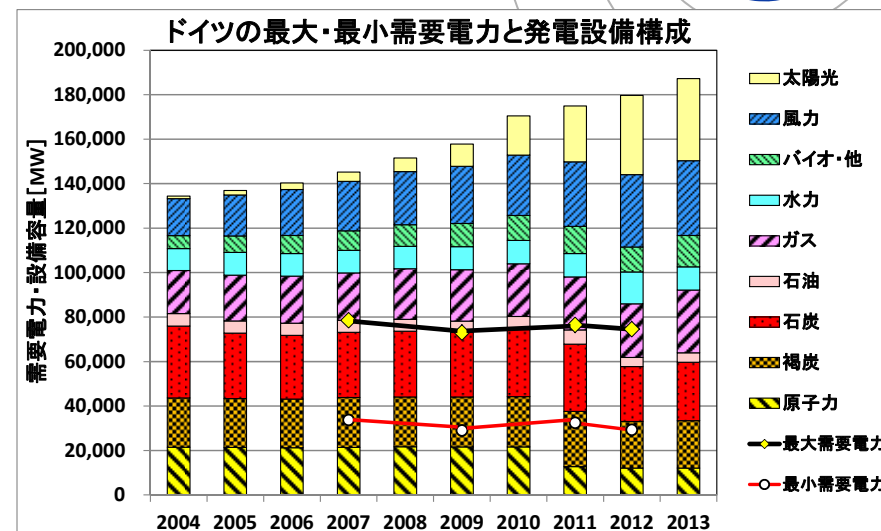


■ 発電設備構成 (2013年)

- 全発電設備 = 187,171MW (100.0%)
- 最大需要電力* = 74,475MW (39.8%)
(注) 2012年度と同一と仮定
- 風力発電 = 33,668MW (18.0%)
最大需要電力比 = 45.2%
- 太陽光発電 = 36,858MW (19.7%)
最大需要電力比 = 49.5%
- 水力 = 10,400MW (5.6%)
最大需要電力比 = 14.0%

■ 電力量供給構成 (2013年)

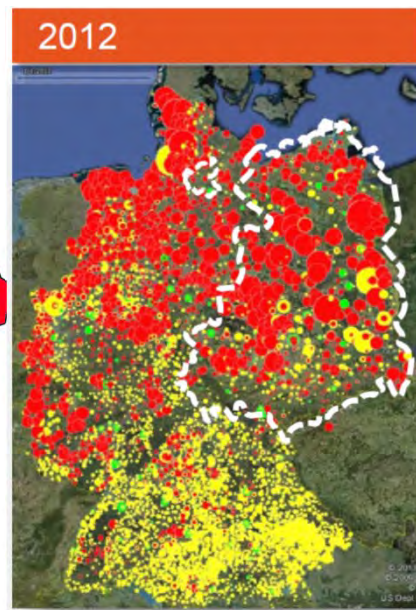
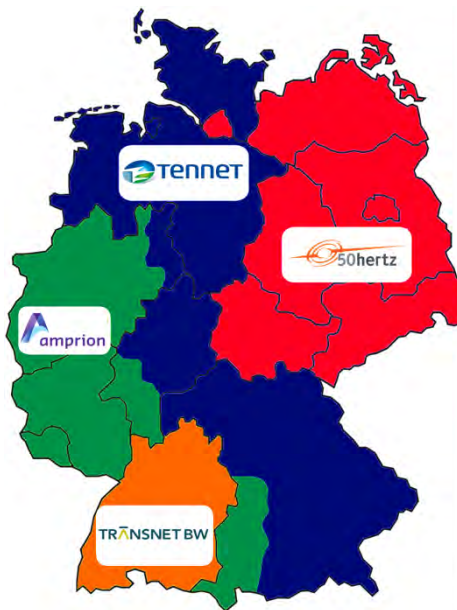
- 全需要電力量 = 610,520GWh (100.0%)
- 風力発電 = 53,400GWh (8.7%)
- 太陽光 = 30,000GWh (4.9%)
- 水力 = 26,300GWh (4.3%)



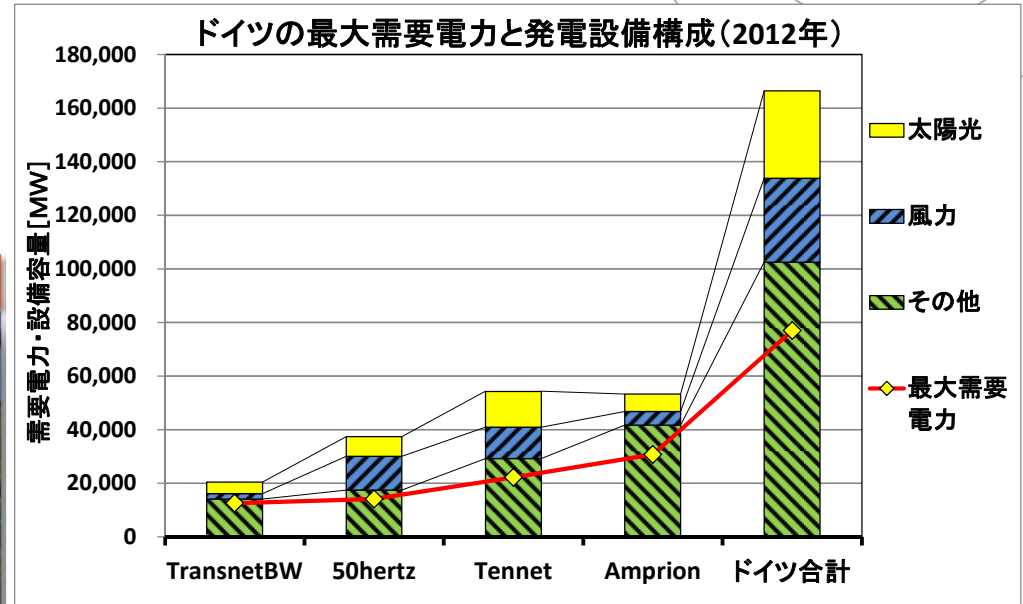
6. ドイツの送電会社別発電設備構成

■ 4送電会社(3TSO+1ITO)で需給調整を行い、需給バランスを確保

- 4社は、需給調整用調整力の調達と投入に関する基本的なシステムを統合
(EPEX市場とエリア内のbalancingグループ)



● wind
● photovoltaics
● biomass



送電会社	需要電力に対する風力給電の最大値
50hertz	121.6%
TenneT	75.6%
Amprion	29.7%
Transnet BW	12.0%
ドイツ全土	43.7%

6. ドイツの出力抑制指令



- EEG法(2014年8月施行版), 9条(再エネの技術要件)
 - 100kW超の再エネ発電設備およびCHP発電設備: 系統運用者がいつでも、
 - 電力系統の過負荷時に、リモートコントロールで出力抑制できる機器を設置する義務
 - 系統運用者が実際の電力供給を再開できる機器を設置する義務
 - 30kW~100kWのPV設備: 上記のリモートコントロール 機器を設置する義務
 - 30kW未満のPV設備: 同上、または有効電力を、定格出力の最大70%に制限
- 50Hertz区域内の介入(2013年): 風力・PVの抑制ではなく、系統全体の需給調整
 - 全電源(再エネを含む)の出力抑制: § 13(2)-EnWGと § 11- EEG (2012年版) の連結運用

系統運用による措置、従来電源のRedispatch (§ 13(1)-1,EnWG)により調整された電力量	2,051GWh	全発電電力量比=1.9% 風力+PV発電電力量比=8.3%
・調整日数	177日	15分単位で、1回発生でも1日とした
・調整時間	1,938時間	単純平均≒11時間/日
全電源に対する出力抑制(§ 13(2),EnWGと § 11- EEG)により調整された電力量	138GWh	全発電電力量比=0.1% 風力+PV発電電力量比=0.6%
・調整日数	142日	15分単位で、1回発生でも1日とした
・調整時間	984時間	単純平均≒ 7時間/日

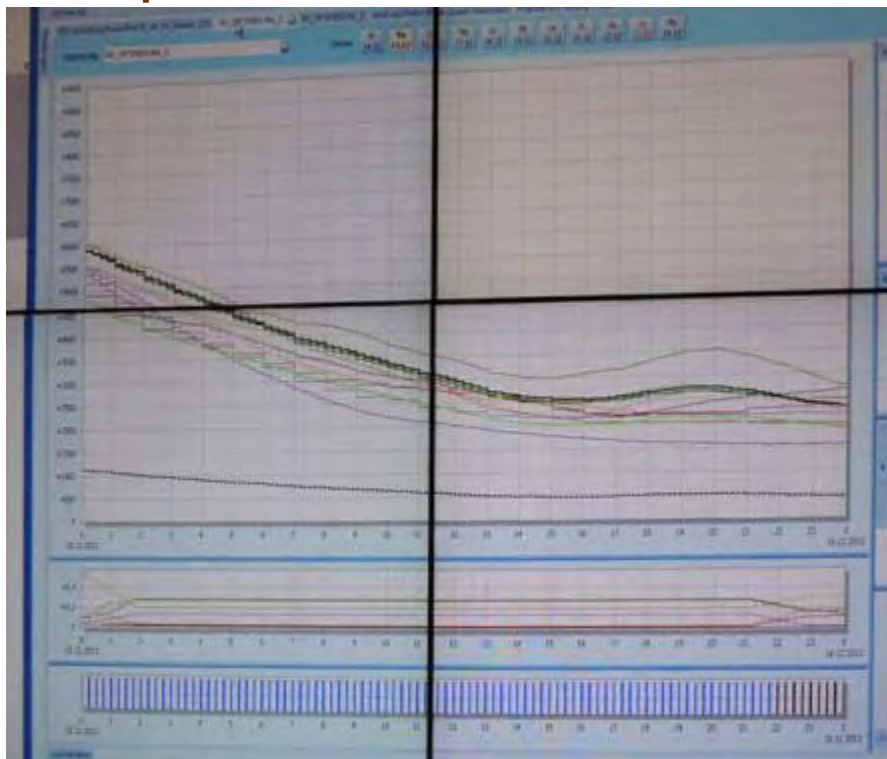
出典: 50Hertz 社、Kennzahlen より算出(立命館大学 竹濱朝美)。Data: Maßnahmen nach § 13.1, Jahr 2013.
 EnWG: Maßnahmen nach § 13.2 EnWG, Jahr 2013. Ist-Erzeugung 2013. Ist-last 2013. Windenergie Einspeisung.
 竹濱朝美「ドイツにおける風力発電の給電データ開示制度と系統運用の現状」、JWPA 9号、2013年(日本風力発電協会)

<6. 参考> ドイツの気象予測システム

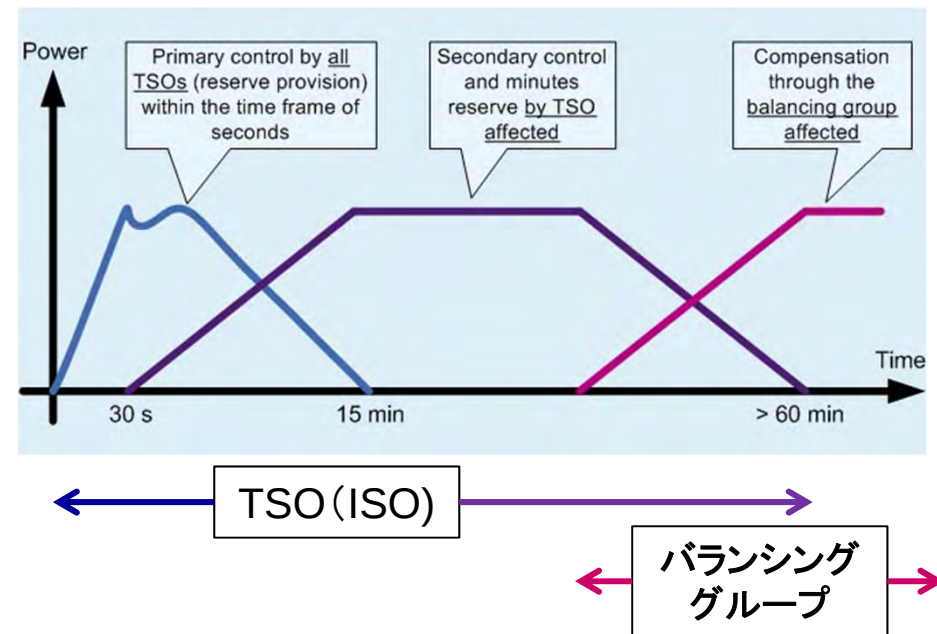


- Amprionは、2012年12月時点で、11の気象予測を適用している。
 - 太陽光の予測が難しく、各気象会社の予測を比較して、霧に強い予測、雪解けに強い予測など、11の出力予測から独自に出力予測を編み出している。
 - 前日の風力発電出力予測の誤差は、需要予測の誤差と同じ程度(約3%)まで低減しており、調整用予備力の低減による、経済的な運用に大きく貢献している。

Amprionの出力予測画面(11のグラフ表示)



調整力の区分と調達先



7. まとめ



- 揚水発電所の活用などに加えて、最大出力抑制運転を実施した場合の連系可能量算定を希望(30日抑制に加えて、発電電力量8%減の場合も希望)
 - － 自然変動電源の大量導入には、最大出力抑制運転が有効
 - 出力抑制値とその指令頻度は、残余需要に応じて決定されるため、発電電力量の減少率は、僅か数%と想定(30日＝720時間÷8.2%減ではない)
 - 欧州では、最大出力抑制運転を実施中(15分以内の抑制またはオンライン抑制)
 - 電力系統側対策(スライド3)に比して、短期的に実施可能であり、低コスト
 - 最大出力抑制などの風車制御機能活用と電力系統側対策実施時には、日本の連系可能量は、現状の再エネ先進国実績値と同等以上と想定
 - － 抑制指令の伝送方式、対応機種(既設機は困難)、制度などの検討が必要
 - － 推進中事業の確実な実施と早期実用化により、最大出力抑制運転による発電電力量の減少率を更に低下または系統連系可能量の増加が可能
 - 電力系統の広域運営(広域的運営推進機関)
 - 地域内送電線の整備・増強
 - 地域間連系インフラの強化
 - 電力系統出力変動対応技術研究開発事業(出力予測、制御・抑制、需給運用)

<7. 参考>風力先進国の風力発電状況



■ 2013年末における、風力発電の設備容量と電力量供給比

国	発電設備容量[MW]	電力量供給比[%]
デンマーク	4,747	33.2
ポルトガル	4,557	27.0
スペイン	22,637	20.9
ドイツ	34,468	11.7
イギリス	10,946	7.7
スウェーデン	4,474	7.0
ニュージーランド	603	5.0
オランダ	2,714	4.8
イタリア	8,448	4.7
アメリカ	61,292	4.1
フランス	8,128	3.1
カナダ	7,813	3.0
中国	91,460	2.6
オーストラリア	3,489	2.4
日本	2,670	0.5