

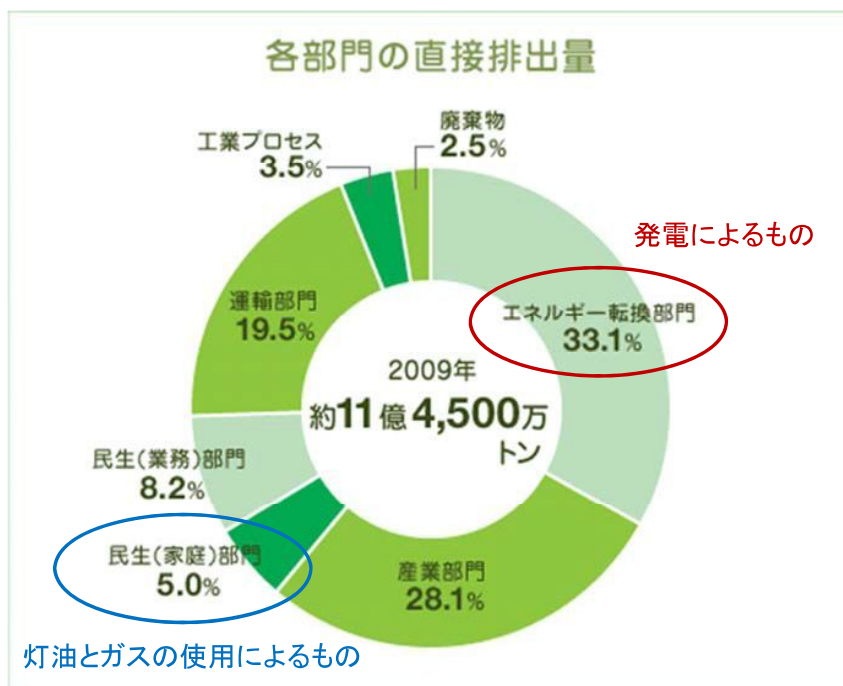
平成26年度環境カウンセラー研修
第1分科会
再生可能エネルギーの現状と課題

熊本大学 大学院先導機構 卓越教授
自然科学系国際共同研究拠点 拠点長

工学博士 熊本大学名誉教授 檜山 隆

平成26年11月17日

地球温暖化対策の強化：二酸化炭素の直接排出量

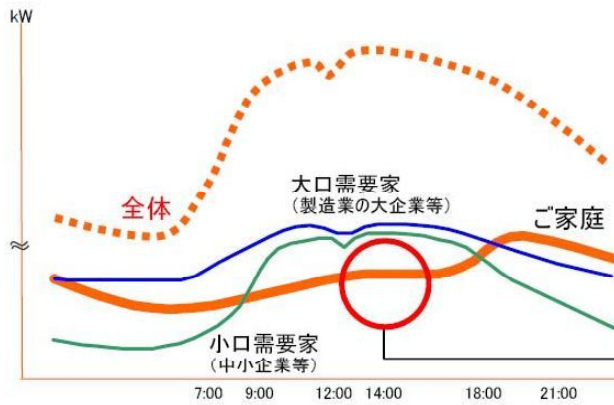


各部門の直接排出量

- ・発電に伴う二酸化炭素排出量をエネルギー転換部門に計上
- ・家庭が出している二酸化炭素は5%。これは灯油とガスの使用による

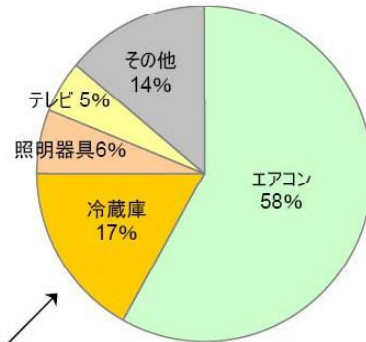
個別に見た夏季の電力需要の日間変動

〔夏の電気の使われ方(イメージ)〕



出典：経済産業省「平成26年5月 夏季の節電メニュー」をもとに作成

〔夏(14時頃)のご家庭の消費電力の内訳〕

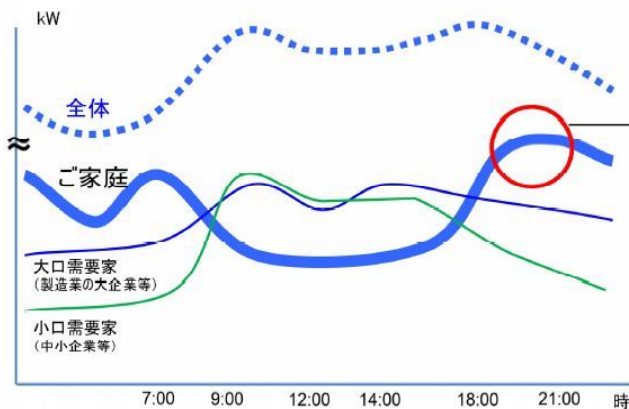


(注) 在宅家庭での電気の使われ方

九州電力データブック 2014

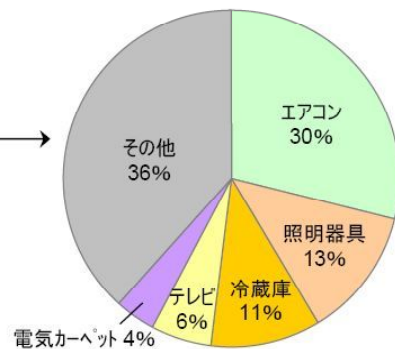
個別に見た冬季の電力需要の日間変動

〔冬の電気の使われ方(イメージ)〕



出典：経済産業省「平成25年11月 冬季の節電メニュー」をもとに作成

〔冬(19時頃)のご家庭の消費電力の内訳〕



(注) 通常、エアコンを使用される家庭で、在宅時の電気の使われ方

九州電力データブック 2014

自然エネルギーによる国内発電設備容量と発電量の推計値(2009年)

	設備容量 (MW)	発電量 (GWh)	発電量比率 (%)	全体比率 (%)
太陽光	2,821	2,966	6.3	0.26
風力	2,186	3,830	8.9	0.33
地熱	535	2,765	7.5	0.24
小水力	3,234	17,280	46.6	1.51
バイオマス	3,159	11,624	30.7	1.01
合計	11,906	38,464	100.0	3.36

(M:10⁶)

(G: 10⁹)

エネルギー白書

○太陽光 : 2009年11月 余剰電力固定価格買取り制度

2009年度 住宅用太陽光発電への補助金制度再開

平均稼働率 = $2966 \times 10^9 / (2821 \times 10^6 \times 365 \times 24) \times 100 = 12.0\%$

○風力 : 2009年度末 1,683基

平均稼働率 = 19.9%

○地熱 : 2000年以降新規設備の導入なし

設備利用率(平均稼働率) = 59.0%

自然エネルギーによる国内発電設備容量と発電量の推計値(2009年)

	設備容量 (MW)	発電量 (GWh)	発電量比率 (%)	全体比率 (%)
太陽光	2,821	2,966	6.3	0.26
風力	2,186	3,830	8.9	0.33
地熱	535	2,765	7.5	0.24
小水力	3,234	17,280	46.6	1.51
バイオマス	3,159	11,624	30.7	1.01
合計	11,906	38,464	100.0	3.36

(M:10⁶)

(G: 10⁹)

エネルギー白書

○小水力 : 出力10,000kW以下 すべての水力発電設備容量の6.7%

出力1,000kW以下のもの 439基193MW (約20万kW : 中型火力1機と等価)

設備利用率 = 61.0%

2004年度以降 RPS法の対象となる設備容量1,000kW以下のものが主流

RPS : Renewables Portfolio Standard

自然エネルギーによる国内発電設備容量と発電量の推計値(2009年)

	設備容量 (MW)	発電量 (GWh)	発電量比率 (%)	全体比率 (%)
太陽光	2,821	2,966	6.3	0.26
風力	2,186	3,830	8.9	0.33
地熱	535	2,765	7.5	0.24
小水力	3,234	17,280	46.6	1.51
バイオマス	3,159	11,624	30.7	1.01
合計	11,906	38,464	100.0	3.36

(M:10⁶)

(G: 10⁹)

エネルギー白書

○バイオマス：一般廃棄物を中心とした廃棄物発電 1990年比で約6.5倍

木質バイオマス：5.8%

食料・畜産系バイオマス：1.6%

産業廃棄物系バイオマス(建築廃材など)：36.6%

一般廃棄物系バイオマス(生ゴミなど)：56.0%

設備利用率 = 42.0%

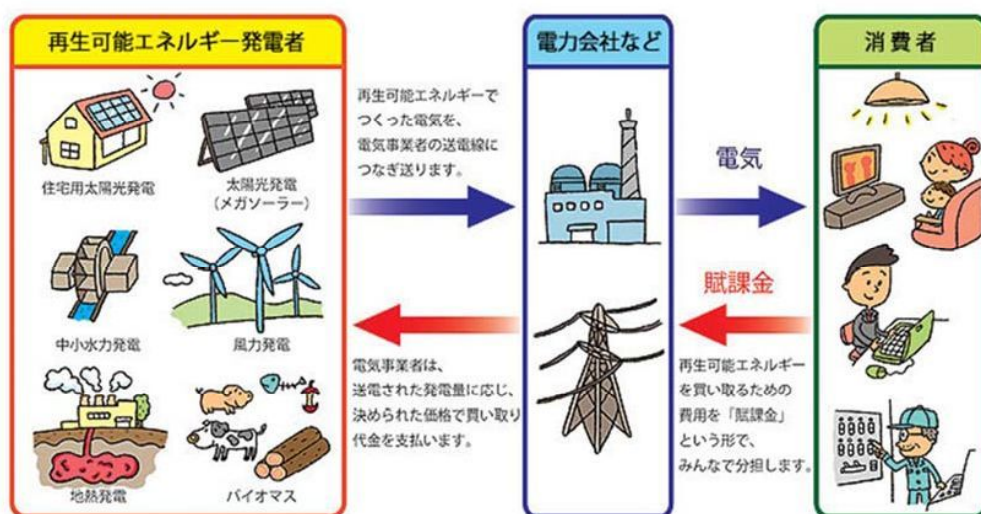
直接燃焼 ガス化、メタン発酵

地球温暖化対策の強化：固定価格買取制度(FIT: Feed-in Tariff)

○再生可能エネルギー利用電源の導入促進：二酸化炭素排出量の削減

平成23年8月 「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」 成立

平成24年7月 「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」 開始



(政府広報オンライン)より

固定価格買取制度 (FIT: Feed-in Tariff) での買取価格

	太陽光	10kW 以上	10kW 未満	10kW 未満 (ダブル発電)		
	調達価格	42 円	42 円	34 円		
	調達期間	20 年間	10 年間	10 年間		
	風力	20kW 以上		20kW 未満		
	調達価格	23.1 円		57.75 円		
	調達期間	20 年間		20 年間		
	水力	1,000kW 以上 30,000kW 未満	200kW 以上 1,000kW 未満	200kW 未満		
	調達価格	25.2 円	30.45 円	35.7 円		
	調達期間	20 年間	20 年間	20 年間		
	地熱	15,000kW 以上		15,000kW 未満		
	調達価格	27.3 円		42 円		
	調達期間	15 年間		15 年間		
	バイオマス	メタン発酵 ガス化発電	未利用木材 燃焼発電 (※1)	一般木材等 燃焼発電 (※2)	廃棄物 (木質以外) 燃焼発電 (※3)	リサイクル 木材燃焼発電 (※4)
	調達価格	40.95 円	33.6 円	25.2 円	17.85 円	13.65 円
	調達期間	20 年間	20 年間	20 年間	20 年間	20 年間

ダブル発電: 太陽光発電
+
燃料電池

(政府広報オンライン)より

固定価格買取制度のもとでの現在の買取価格

電 源	太陽光		風力(陸上)		地熱	
設備容量等	10kW未満	10kW以上	20kW未満	20kW以上	1.5万kW未満	1.5万kW以上
買取価格 (kWhあたり)	37円	34.56円	59.4円	23.76円	43.2円	28.08円
買取期間	10年	20年	20年		15年	
買取方式	余剰買取		全量買取(余剰買取も可)			

電 源	中小水力(既設導水路活用型)		中小水力(左記以外)		バイオマス	
設備容量等	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	未利用木材	一般木材
買取価格 (kWhあたり)	27円	22.68円	36.72円	31.32円	34.56円	25.92円
買取期間	20年		20年		20年	
買取方式	全量買取(余剰買取も可)					

(注) 買取価格には、消費税等相当額を含む

九州電力データブック2014

太陽光発電 Photo-Voltaic System (1)

太陽電池 Solar Cell

太陽電池モジュール(パネル) PV Module: 太陽電池の集合体

太陽電池アレイ PV Array: 太陽電池モジュールの集合体

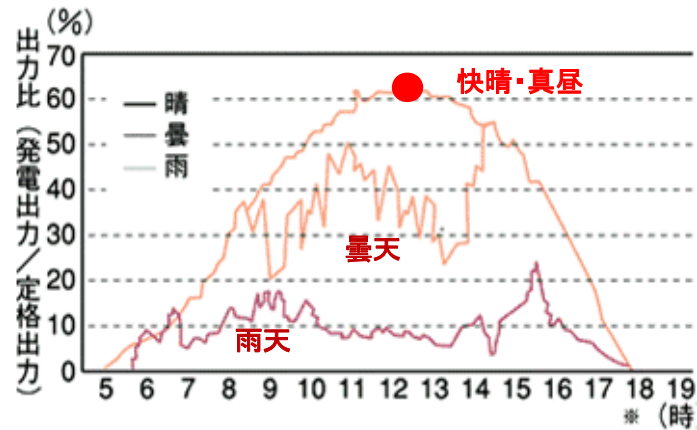
○ 快晴時真昼の太陽光エネルギー

$1,000(\text{J}/\text{平方メートル}) = 1,000(\text{Ws}/\text{平方メートル})$

○ 太陽電池効率を20%とすると大きさ1平方メートルの太陽電池モジュール出力

$1,000 \times 0.2 = 200 \text{ W}$

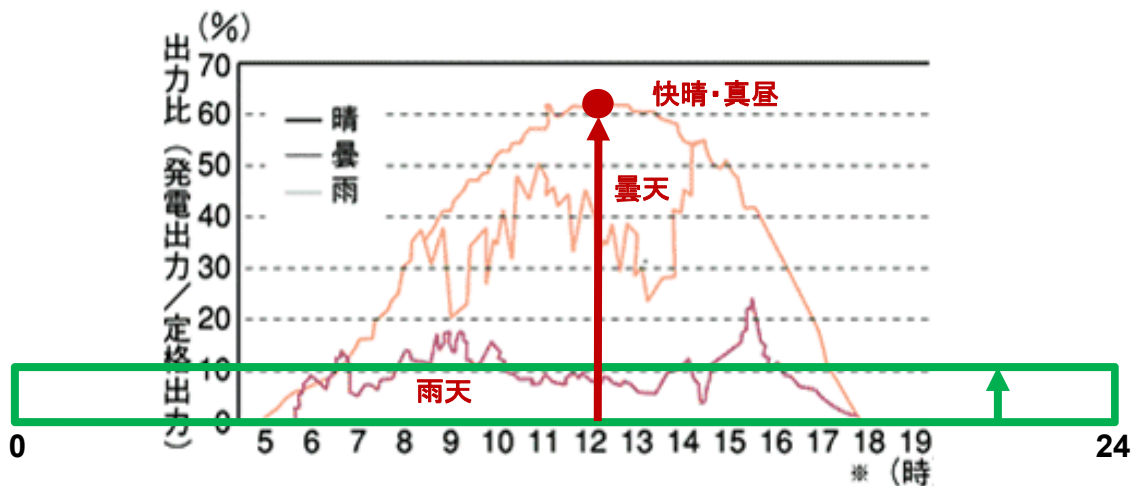
○ 交直変換器(インバータ)で直流を交流に変換: 変換器効率(図では約60%)



太陽光発電 Photo-Voltaic System (2)

太陽光発電システムの平均稼働率(10-12%)

$$= \frac{\text{年間の総発電電力量(kWh)}}{\text{最大出力} \uparrow (\text{設備容量 kW}) \times 24 (\text{h}) \times 365} \quad \text{時間的平均} \uparrow$$

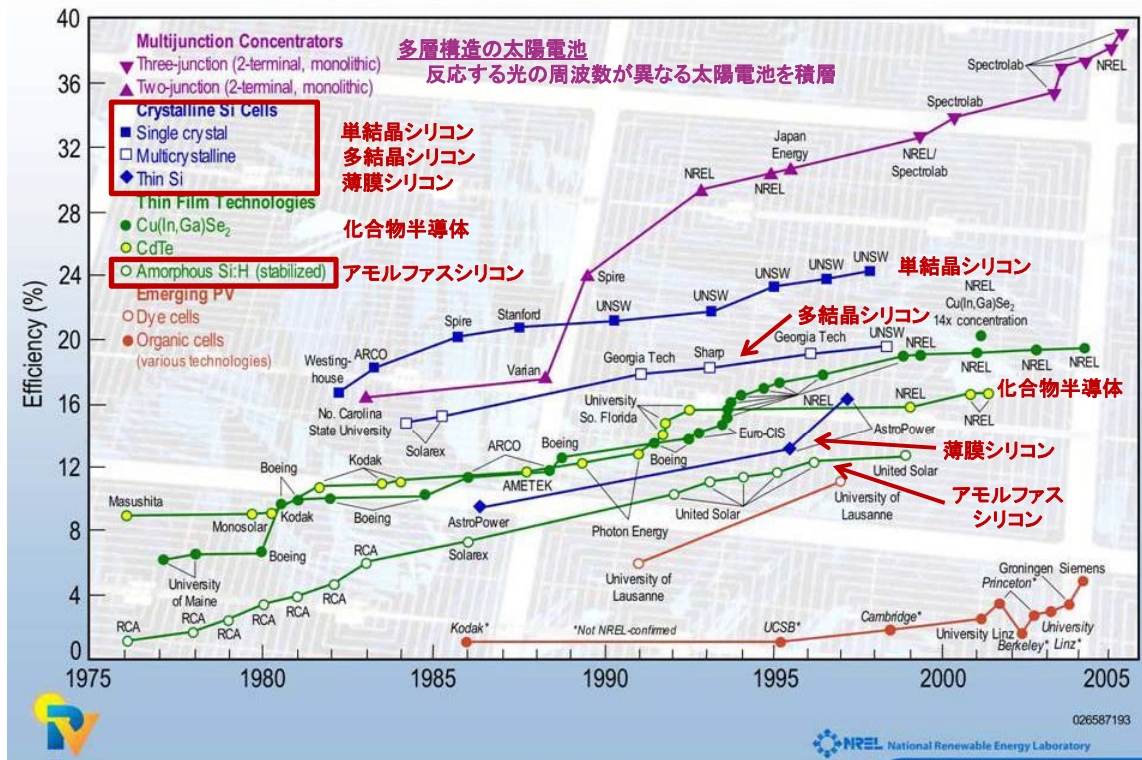


空間的平均: 九州全域雨天あるいは曇天 → 発電電力量は微小

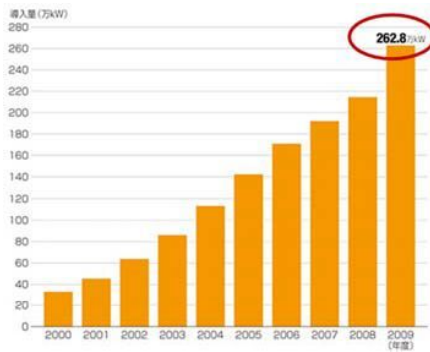
太陽光発電 Photo-Voltaic System (3)

- 日射量の変動による急激な出力変化: 電力システムの不安定要因
- 平均稼働率: 10%–12%
 - ・ 真昼晴天時での最大出力(定格出力) 1,000kWの時
 平均稼働率10%として 1日24時間での平均出力: 100kW
 1日24時間の発電量: 2,400kWh
 - ・ 出力100万kWの大容量発電機の代替設備(発電電力量で換算)
 最大出力1,000万kWの太陽光発電システム(平均稼働率10%として)
 電池効率20%として1平方メートルあたりの最大出力: 200W
 必要となる太陽電池パネル総面積: 50平方キロメートル
 - + 容量1,200万kWhの巨大蓄電システム(夜間の電力供給)
- 最大導入可能容量の制限
 広域的な雨天、曇天時の大幅な出力低下: 通常電源で補償
 系統電圧低下による一斉解列: 通常電源で補償
 出力調整用火力発電所の容量確保が必須

太陽電池効率の変遷



2009年度 太陽光発電設備容量(最大出力) 262.8万kW



出典: NEDO再生可能エネルギー技術白書(2010年12月)

「これは、大型原子力発電機3機分に相当する。」

- ・ 最大発電電力については : 正
(晴天時・真昼の発電電力)
- ・ 発電電力量については : 誤

発電電力量を基本として考えておかなければ
大きな誤解を招くことになる。

$$\begin{aligned} \text{太陽光発電設備容量 (MW)} \times \text{平均稼働率} &= \text{通常電源等価容量 (MW)} \\ 2,628 \text{ (MW)} \times 0.10 &= 262.8 \text{ (MW)} \\ &\text{約} 26.3 \text{ 万kW} \end{aligned}$$

中型火力発電機1機分相当の電力供給量

九州の最大需要電力を太陽光発電でまかなうとしたら

○必要となる太陽電池の総面積(最大需要電力に見合う): 今年の最大需要1,520万kW

$$\begin{aligned} \text{晴天真昼の太陽光エネルギー} \times \text{電池効率} \times \text{面積}(\text{km}^2) &= \text{最大需要電力}(\text{MW}) \\ 1000 \text{ (MW/km}^2) \times 0.2 \times \text{面積}(\text{km}^2) &= 15,000 \text{ (MW)} \end{aligned}$$

$$\text{面積} = 75(\text{km}^2) \times 2 / 1.732 = 86.6 (\text{km}^2)$$

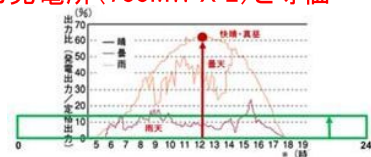
$$\text{1日24時間で考えた場合の平均出力} = 15,000 \times 0.1(\text{稼働率}) = 1,500 \text{ (MW)}$$

発電電力量で換算: 熊本県苓北火力発電所(700MW X 2)と等価

○最大出力3MWの太陽光発電所を建設すると仮定

$$\begin{aligned} \text{容量}(\text{MW}) \times \text{発電所数} &= \text{最大需要電力}(\text{MW}) \\ 3(\text{MW}) \times \text{発電所数} &= 15,000(\text{MW}) \end{aligned}$$

$$\text{発電所数} = 5,000 \text{ (発電電力量では苓北火力発電所での発電電力量と等価)}$$



○例えば、雨天、曇天時: 発電出力はほとんど望めない

供給電力不足 - 不足分を補う通常電源なし - 負荷制限・負荷遮断

電力供給支障の回避: 太陽光発電で負担していた発電電力を供給できる通常電源が必要

○ 主要電源とするための方策: 電力供給力の安定化が必須
蓄電システムとの組み合わせ
水素による電力貯蔵 - 燃料電池との組み合わせ

電力システムの安全運用に向けての物理的制約

熱容量制約(線路の温度上昇)

○線路(送電線、配電線)の熱容量(許容電流の大きさ)

線路抵抗 $R(\Omega)$ 線路電流 $I(A)$

線路損失 $P_{loss} = R I^2 (W)$: 発熱量 $1 W \cdot s = 1 \text{ Joule}$

電力量の熱量換算: $1 \text{ kWh} = 3,600 \text{ kJ} = 860 \text{ kcal}$

ニクロム線電熱調理器: 高抵抗ニクロム線

線路の温度上昇 < 温度上昇許容値

絶縁劣化による事故等の発生: 電力輸送断

輸送電力を2倍 = 2倍の電流 = 4倍の損失 = 4倍の温度上昇

○一般家庭

電灯線入口にブレーカーを設置

許容電流以上の電流が流れた場合にブレーカー断

絶縁劣化による漏電、火災などの防止

電力システムの安定運用に向けての物理的制約

○安定度の維持

交流送電: 送電端と受電端の電圧位相差による電力輸送

大電力輸送 = 位相差拡大 < 安定度維持のための許容最大位相差

最大輸送電力 < 熱容量 (特に送電線路)

○周波数の維持: 変動許容範囲 0.2Hz: 周波数崩壊による広域大停電

総発電電力 = 総需要電力 + 外部輸送電力

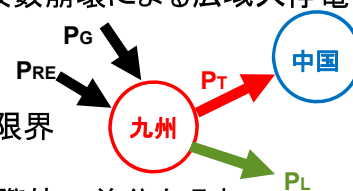
$$P_G + P_{RE} = P_L + P_T$$

周波数調整用発電所(LNG火力): 調整能力には限界

急激な需要電力変動への対応は困難

翌日運転計画の立案、需要電力の予測値と実際値の差分を吸収

外部輸送電力にも安定度の制約による限界



○電圧の維持: 定格電圧の上下5%以内: 電圧崩壊による広域大停電

○電力品質: 主に周波数変動および電圧変動の大きさを評価

高品質: 製造工場等での不良品発生率の低減化

設備寿命の改善

電力輸送における物理的制約

- 各線路ごとに輸送可能な電力に制限があり、**安全面よりその制限の範囲内での運用が必須**
- 制限を超えた電力輸送を可能とするための方策
 - 線路の拡充: 送電線の**線種の変更**(鉄塔強度によっては鉄塔の更新)
 - 線路の**回線数の増加**(用地取得の必要)
 - 変圧器など**付属設備更新**(容量増)

再生可能エネルギー利用電源の大別

○小水力および地熱発電

安定した電力供給が可能: 電力会社から見ても良質な電源
計画立案より設備建設・運用までの期間: 1年以上の長期

○太陽光および風力発電

発電電力が気象条件に依存: 安定した電力供給面で大きな問題
計画立案より設備建設・実運用までの期間: 極めて短期

実運用までの期間の短い太陽光発電設備の肥大化: 連系可能容量を占有
設備容量の肥大化: 周波数の維持の面での困難性
小水力および地熱発電システムなどの系統連系に大きな影響

太陽光発電システムに必要な線路設備

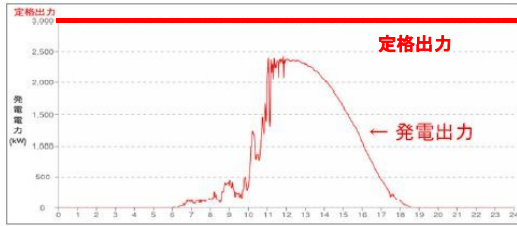
線路設備: 最大出力に見合う必要
平均出力: 最大出力の12%
線路設備利用率12%は極めて低い: 設備の有効利用の面での問題

地域ごとの特徴を活かした小水力、地熱、太陽光、風力発電設備の適切な設備容量設定が必要

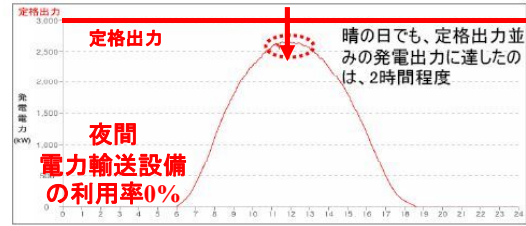
太陽光発電における出力変動の様相と電力輸送設備の利用状況

【メガソーラー大牟田発電所(出力3,000kW)の発電実績(2013年4月18日～4月21日)】

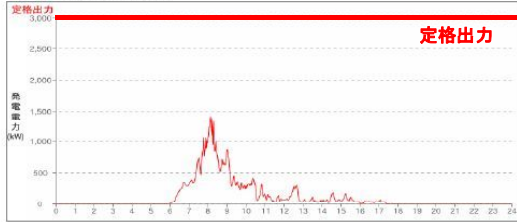
4/18 [曇のち晴]



4/19 [晴]



4/20 [曇のち雨]



4/21 [晴ときどき曇]



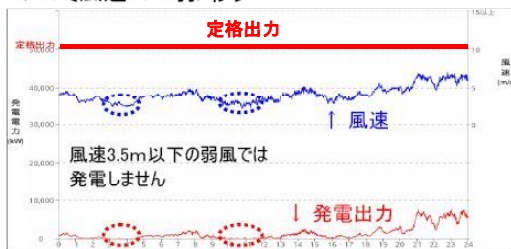
電力輸送設備容量: 定格出力(100%)での電力輸送を可能とする設備容量
電力輸送設備利用率: 12%

九州電力データブック 2014

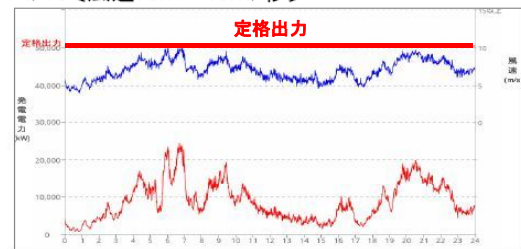
風力発電における出力変動の様相

【長島風力発電所(出力50,400kW)の発電実績(2013年4月18日～4月21日)】

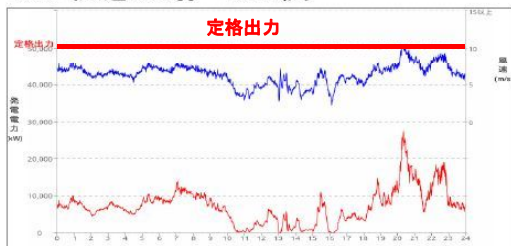
4/18 [風速: 5m弱/秒]



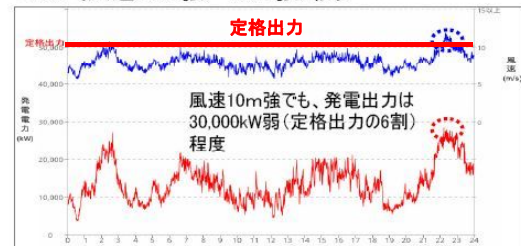
4/19 [風速: 5m～10m/秒]



4/20 [風速: 5m弱～10m/秒]



4/21 [風速: 5m強～10m強/秒]

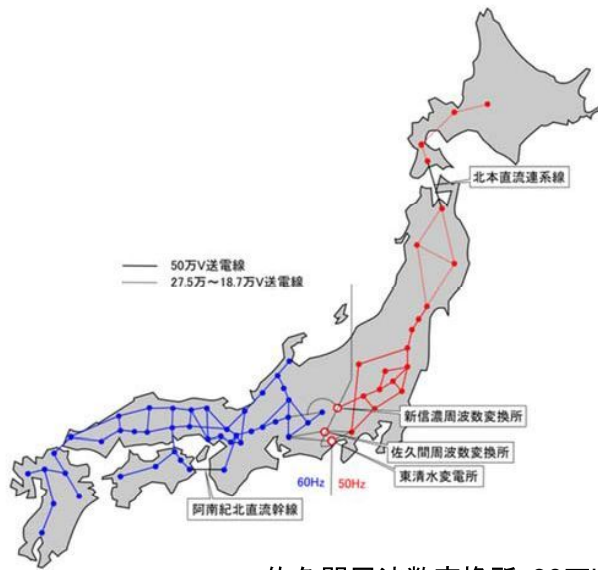


電力輸送設備容量: 定格出力での電力輸送を可能とする設備容量
電力輸送設備利用率: 20%

長島風力発電所(2008年10月より稼働)
2,400 kW x 21 基
ロータ直径: 92 m、タワーの高さ: 70 m

九州電力データブック 2014

我国の電力輸送ネットワーク



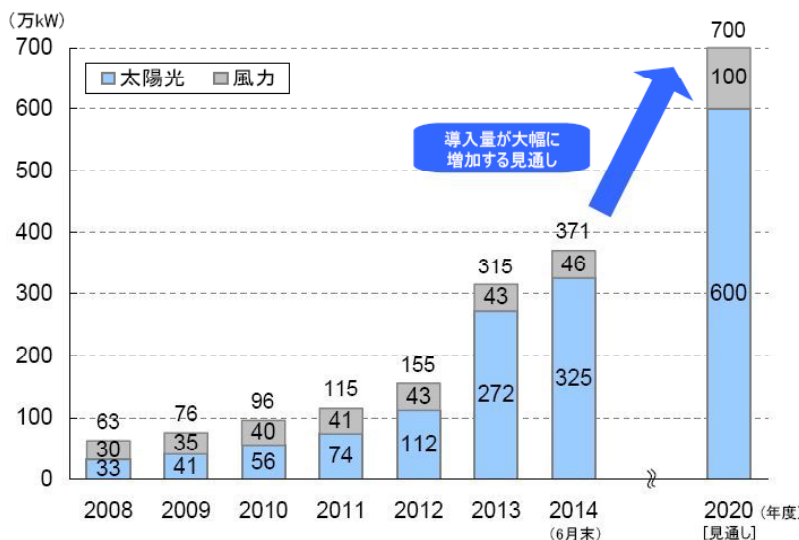
- 二つの周波数
東日本 50Hz
西日本 60Hz
- 系統安定度への影響: 安定度強化に貢献
- 周波数統一の必要性: なし
- 東西の融通電力量: 100万kW
- 融通電力の増加:
周波数変換設備の増設
周波数変換所へ繋がる送電線の増設

佐久間周波数変換所: 30万kW
 新信濃周波数変換所: 60万kW
 東清水周波数変換所: 30万kW

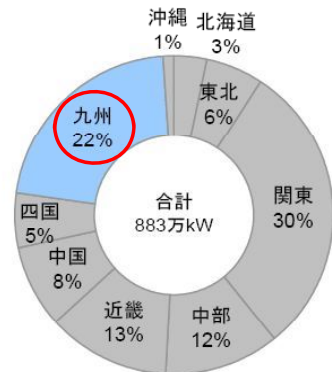
➡ 150万kWへ増強の予定

融通可能電力 120万kW ➡ 融通可能電力 210万kW

固定価格買取制度開始後の太陽光・風力の設備導入量



〔参考〕
 固定価格買取制度開始後の地域別の設備導入量(太陽光・風力)
 [2012年7月~2014年3月]

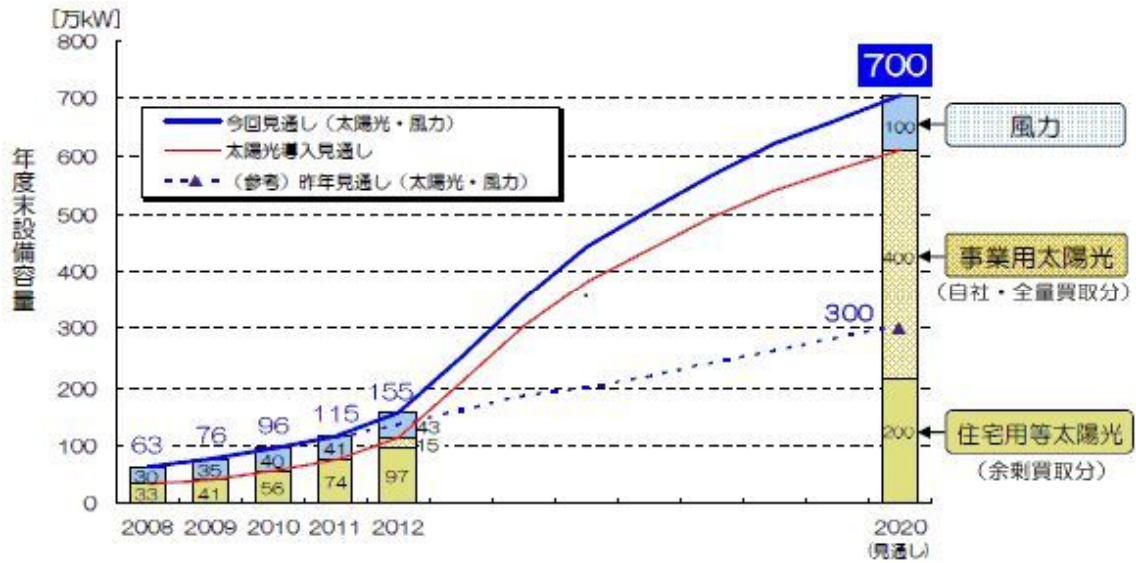


出典: 資源エネルギー庁「再生可能エネルギー発電設備の導入状況」をもとに作成

九州の経済規模: 約10%

九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答留保について
 [詳細説明資料] H26.9.24

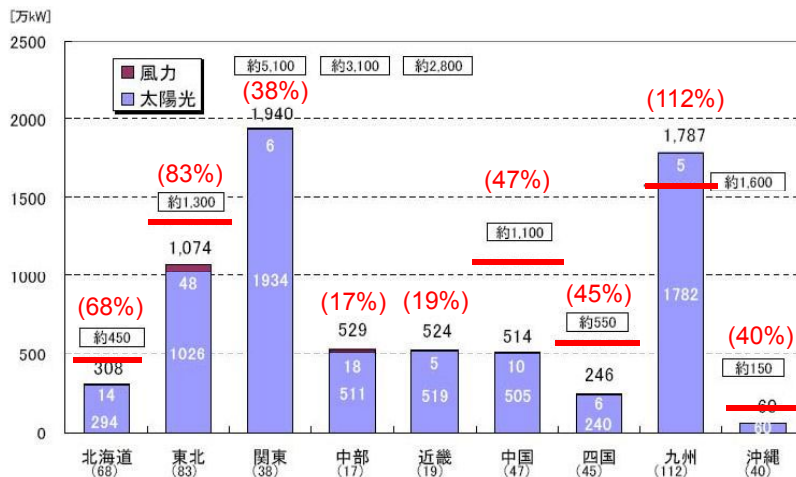
九州における太陽光および風力発電設備の導入見通し



九州電力株式会社
ホームページより抜粋

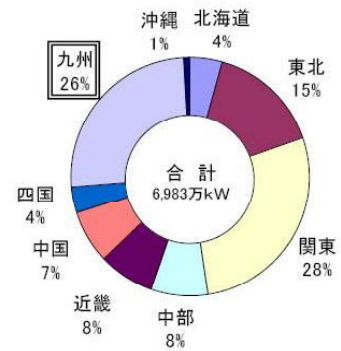
経産省による太陽光・風力の設備認定状況

[平成26年5月末の太陽光・風力の設備認定状況 (FIT開始以降新規認定分)]



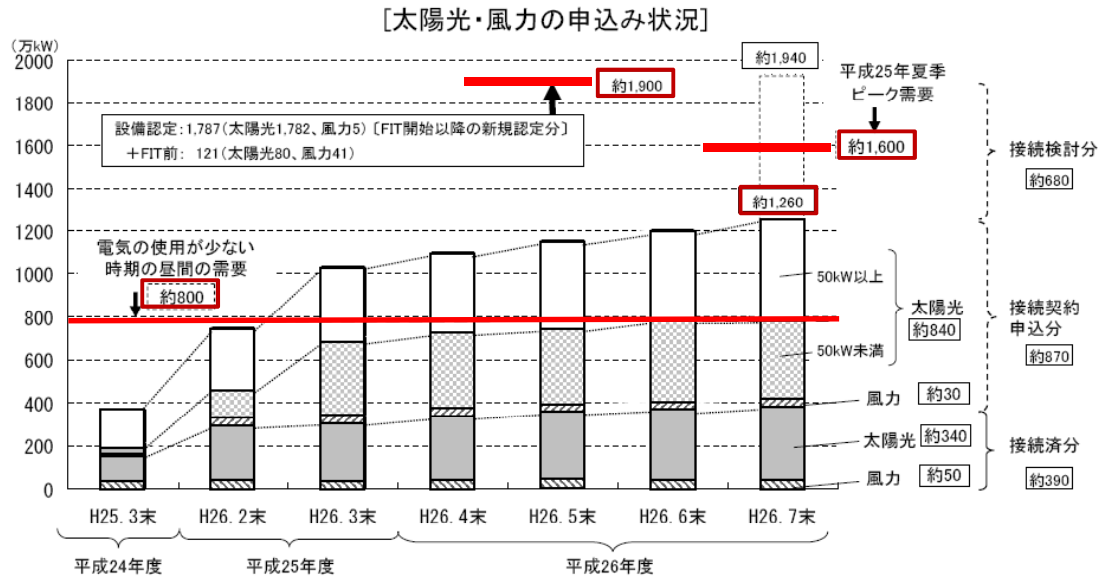
※ □内の数字は当該地域に相当するH25年夏季ピーク需要
※ ()は当該地域に相当するH25年夏季ピーク需要に対する比率 (%)

[同左 (地域別割合)]



九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答留保について
[詳細説明資料] H26.9.24

太陽光・風力発電設備の接続契約申込み量(平成26年7月末現在)



九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答留保について [詳細説明資料] H26.9.24

電力供給量: 1,260万kWの設備容量で151万kWの通常電源と等価
晴天真昼時の電力供給力: 1,260万kW

電力システム運用の基本: 周波数および電圧の維持

○ 電力システムの特徴: 電力貯蔵機能が極めて貧弱(揚水発電所)

(1) 周波数の維持: 電力需給バランスの維持(最大許容変動量 0.2Hz)

発電不足—周波数低下—許容限度を超えた周波数低下 → 広域大停電
発電過剰—周波数上昇—電源遮断

調整用火力発電所における出力調整 → 需給バランスの維持
総発電電力 = 総需要電力

不測の事態に対応するために10%程度の発電予備力を確保(健全)

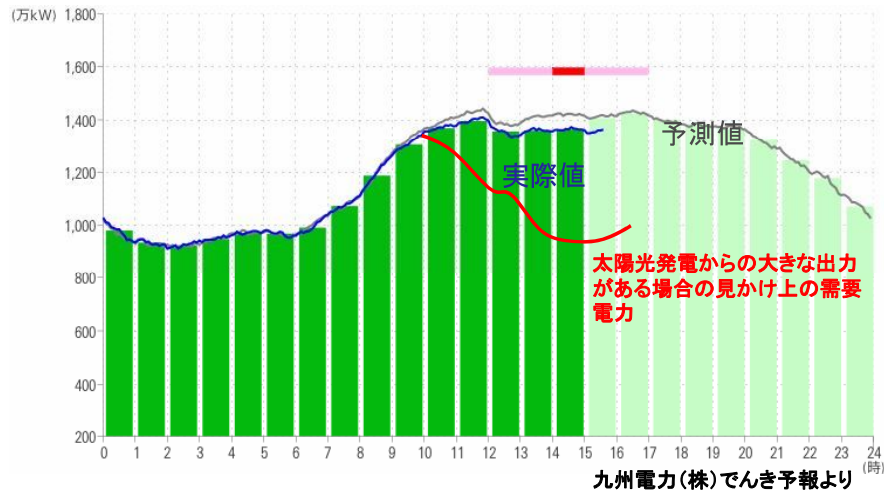
(2) 電圧の維持: 無効電力の調整(最大許容変動量 定格の5%)

電圧が許容限度を超えて低下 → 電圧崩壊 → 広域大停電

電圧制御機器の適切な運用による系統電圧の維持

中央給電指令所にて全体の管理・運用を担当・実施
現在、発送電分離へ移行検討中

電力システム運用の基本: 予備力の確保



需要電力の予測値に基づいた翌日運転計画の立案

発電機の起動停止計画

運転中の発電機、特に火力発電機の負荷分担(最適経済運用: 燃料費の最小化)

需要電力の予測値と実際値のずれの補正—調整用火力発電所での出力調整

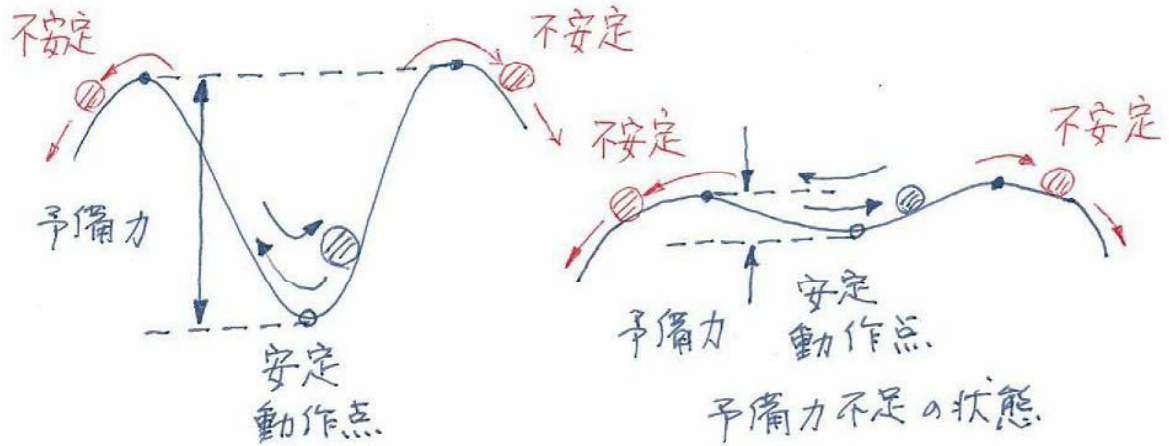
- 予想外の需要電力の増加にも対応できる**発電予備力(発電設備)の確保**
- 需要電力予測値と実際値のずれに対応できる**出力調整予備力(調整用火力発電所)の確保**
系統事故時の瞬時電圧低下による**太陽光発電システムの一斉脱落: 大きな予備力が必要**
台風など暴風時の**風力発電機群の一斉停止: 大きな予備力が必要**

韓国における大停電 (2011年9月15日)



1. **残暑による電力使用量の急増: 予測値を大幅に上回る**
実際値 6,728万kW — 予測値 6,400万kW = 電力不足分 328万kW
予備力671万kW → 予備力343万kW < 安定維持水準予備力400万kW
夏季非常需給期間: 6月27日—9月9日: 8月31日に最大需要電力 7,219万kWを記録
全国23発電所が整備・点検中: 容量 834万kW(総容量の約11%)
2. 韓国電力の対応
 - ・自律節電: 社内消費電力削減
 - ・直接負荷制御: 特定企業負荷の切り離し
安価な電気料金、ただし、緊急時に電力供給が断たれることを了承済
3. **予備力 < 安定維持水準予備力**
4. **韓国全系大停電の恐れ: 極めて大**
5. 全国で地域別「**輪番停電**」の実施: 午後3時より約5時間、**事前通知なし**

予備力についての概念図



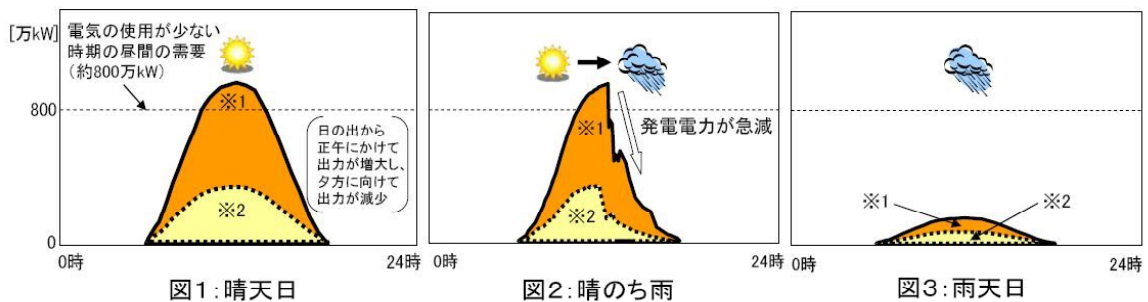
○予備力が充分ある状態
大きなインパクトが入っても安定に
運転が継続できる。

○予備力不足の状態
小さなインパクトでも全系不安定に陥る。

日射量の変動による太陽光発電システムの出力変動

○また、太陽光は夜間は発電できず、昼間も、天気が晴から雨に急変した場合(図2)は、太陽光の発電電力が急激に減少して電気の使用(需要)を賄えなくなります。また、雨天日も、需要に対して、太陽光の発電電力が不足しますので、太陽光だけでは、安定供給を維持できません。(図3)

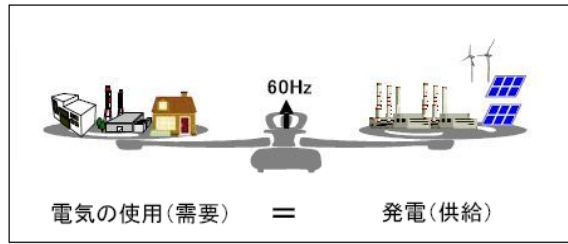
[太陽光の発電電力]



※1 接続済分と接続契約申込分(約1,180万kW)が全て運開した場合
※2 接続済分(平成26年7月末:約340万kW)のみの場合

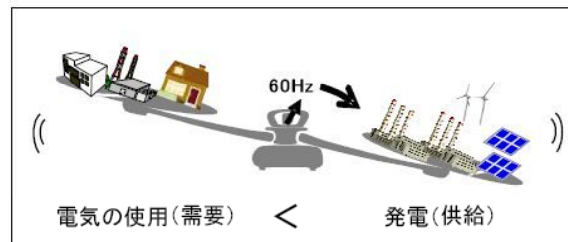
電力システムの安定運用のための要件：周波数の維持

- 需給を常時バランスさせることで、周波数を一定(60Hz)に維持。



- ・需要 < 供給の場合、周波数は上昇する
- ・需要 > 供給の場合、周波数は低下する

- 太陽光を含む発電電力が需要を大きく上回ると、需要と供給のバランスが崩れ、周波数が上昇し、場合によっては、自動的に発電機が停止して、周波数を一定に維持するのが困難となり、大規模な停電となる恐れ。



九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答留保について
[詳細説明資料] H26.9.24

周波数維持：電力需要と電力供給のバランス

- 特に、晴のち雨の場合など、太陽光の発電電力が急減した場合には、ただちに、太陽光以外の電源の発電電力を急増させる必要があります。(図5)

[需要と供給のバランス]

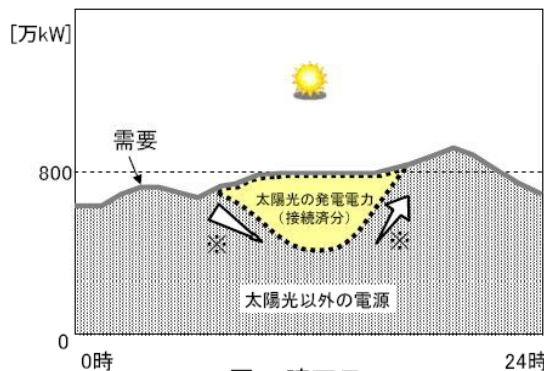


図4：晴天日

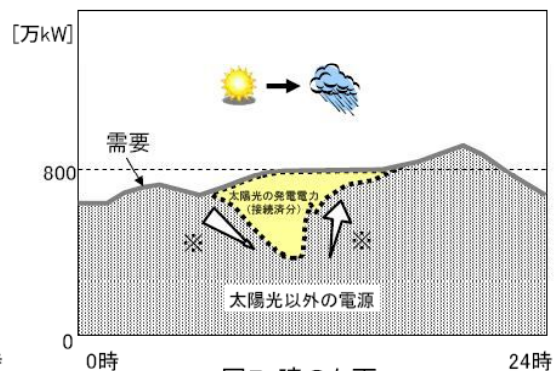


図5：晴のち雨

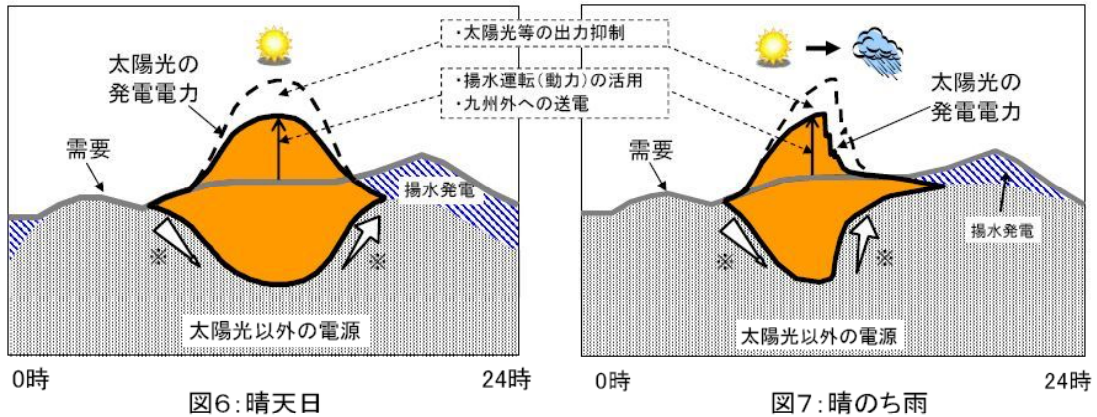
※太陽光の発電電力の増減に対応するため、太陽光以外の電源の発電電力を増減することにより、需給をバランス

九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答留保について
[詳細説明資料] H26.9.24

周波数の維持: 需要と供給のバランス

- 九州本土において、電力の安定供給を前提に、太陽光等の再エネをどこまで受け入れることができるか(接続可能量)を見極めるためには、太陽光以外の電源の運用等も含め検討が必要です。

[需要と供給のバランス]



※ 太陽光の発電電力の増減に対応するため、太陽光以外の電源の発電電力を増減することにより、需給をバランス

揚水発電所

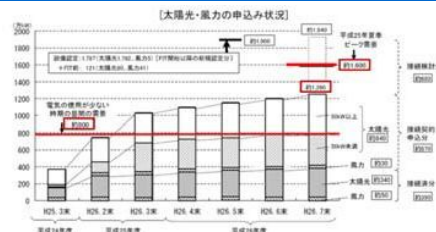
大平発電所: 50万kW、天山発電所: 60万kW、小丸川発電所: 120万kW 合計: 230万kW

九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答留保について
[詳細説明資料] H26.9.24

太陽光や風力発電システム大量導入時の課題 (1)

太陽光発電: 日射量変動による出力変動

風力発電: 風速変動による出力変動



○ 課題: 大量に導入時の需給バランスの維持(周波数変動の抑制)

需用電力 = 発電電力 定格周波数の維持

需用電力 > 発電電力 周波数低下: 調整用火力発電所出力増で対応

需用電力 < 発電電力 周波数上昇: 調整用火力発電所出力減で対応

調整用発電所での発電電力調整能力 < 太陽光および風力発電での出力変動



需給バランスの維持不可能 — 許容限界を超えた周波数変動 — 系統崩壊 — 大停電

○ 解決方法

- 調整用火力発電所での電力調整予備力の確保 (調整用火力発電所の増設)
- 太陽光および風力発電電力の短時間および長時間予測 (全系での予防制御)
- 蓄電システムによる電源のハイブリッド化による出力変動の抑制 (個別対策)
- 出力調整可能な電源と蓄電システムを併用した地域ごとの出力変動の抑制 (地域対策)

太陽光や風力発電システム大量導入時の課題（2）

太陽光発電： 日射量変動による出力変動
風力発電： 風速変動による出力変動

○ 課題：配電ネットワークでの電圧上昇

配電ネットワークの中間部や端部における上記電源の設置
上記電源からネットワークへの逆向きの電力の注入
電圧上昇



電圧制御機器による適正電圧の維持

電圧調整機器による電圧調整限界—許容限界を超えた電圧変動：電力供給支障

○ 解決方法

- ・ 配電ネットワークへの電圧制御機器の増設
- ・ 太陽光および風力発電電力の短時間および長時間予測（全系での予防制御）
- ・ 蓄電システムによる電源のハイブリッド化による発電端電圧の調整（個別対策）
- ・ 蓄電システムによる地域ごとの電圧変動の抑制（地域対策）

最新の風力発電システム

世界最大の風力発電機

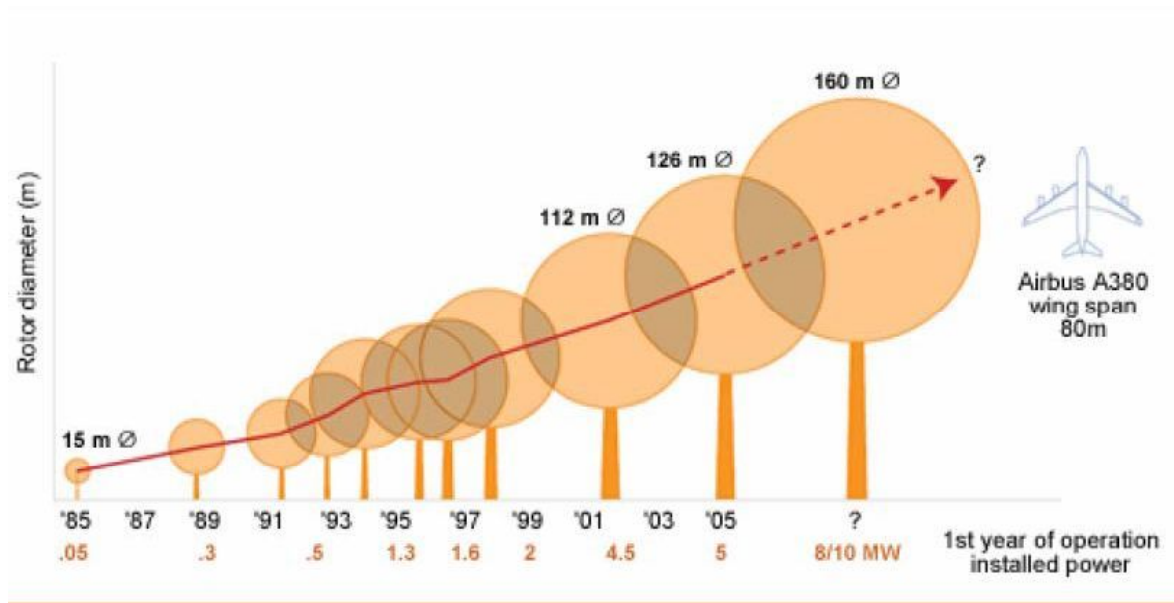
- ✓Brand: Enercon (Germany)
- ✓Type: Synchronous (同期発電機)
- ✓Rated power: 7000 kW (7MW)
- ✓Blade length: 63 m



- ✓Brand: REpower (Germany)
- ✓Type: Asynchronous (誘導発電機)
- ✓Rated power: 5000 kW (5MW)
- ✓Blade length: 63 m



風車の大きさの変遷



www.owenscorning.com

風力発電 Wind Power Generation

風車 + 発電機

- 同期発電機
- 誘導発電機
- 可変速発電機
- 永久磁石発電機

洋上風力発電への関心の高まり

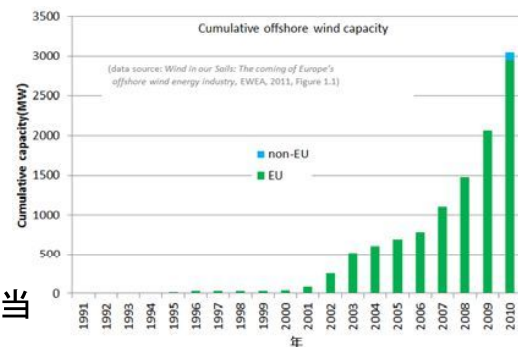
- 浮体式
- 固定式

○ 風速の変動による急激な出力変化
平均稼働率: 20% - 25%

○ 最大出力 2,000kW の風力発電機
最大出力 500kW の通常型発電機に相当
(平均稼働率25%として)

○ 出力100万kWの大型発電機の代替設備
最大総出力 400万kW の風力発電設備が必要
1基 2,000kW として2,000基の風力発電機が必要

○ 蓄電システムとの組合せによる出力平準化

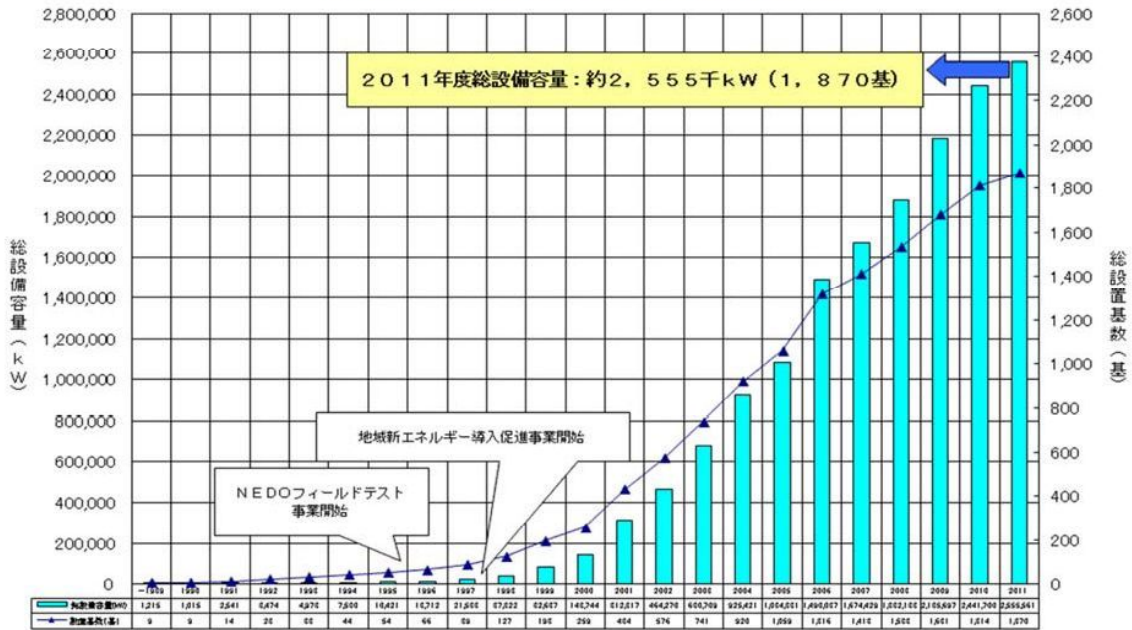


浮体式洋上風力発電

我国における風力発電導入量の推移

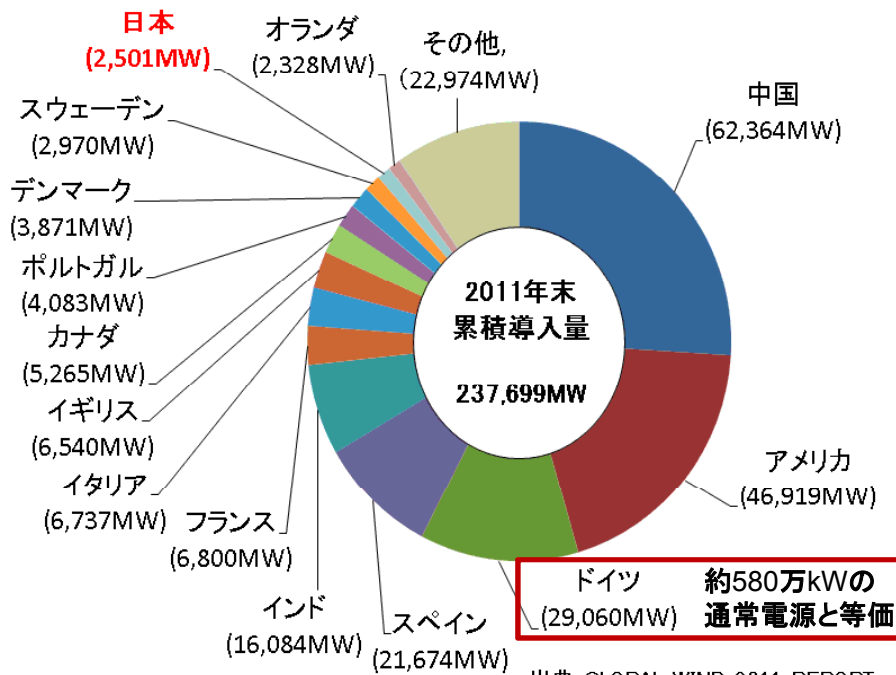
日本における風力発電導入量の推移

NEDO
(2012年4月末現在)



NEDO資料

世界各国における風力発電設備導入量



出典: GLOBAL WIND 2011 REPORT

風力発電設備の導入量 (MW)

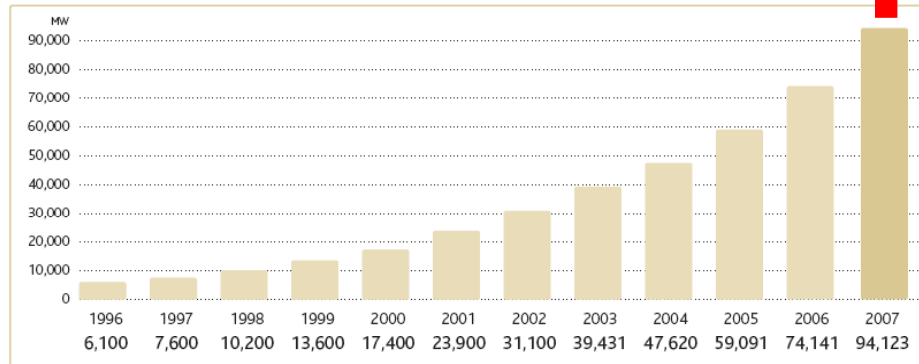
(Source: Global Wind Energy Council)

ヨーロッパ各国(含む英国、東欧、ロシアなど)
巨大な電力供給ネットワークを構成

	MW	%
Germany	22,247	23.6
US	16,818	17.9
Spain	15,145	16.1
India	8,000	8.5
China	6,050	6.4
Denmark	3,125	3.3
Italy	2,726	2.9
France	2,454	2.6
UK	2,389	2.5
Portugal	2,150	2.3
Rest of world	13,019	13.8
Total top 10	81,104	86.2
Total	94,123	100.0

風力発電設備容量の変遷

GLOBAL CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 1996-2007

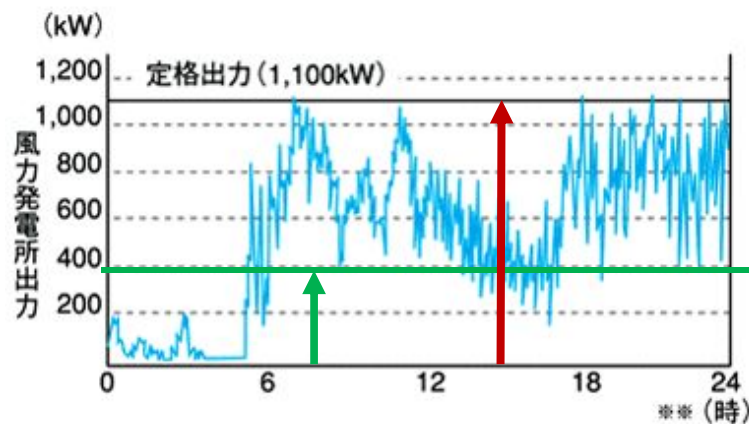


風力発電設備容量(国別)

風力発電設備の平均稼働率

風力発電システムの平均稼働率(20%)

$$= \frac{\text{年間の総発電電力量(kWh)}}{\text{定格出力(設備容量 kW) x 24(h) x 365}} \quad \text{時間的平均} \uparrow$$



出典：※第3回総合エネルギー調査会 新エネルギー部会資料
※※北海道電力ほりかつぶ発電所

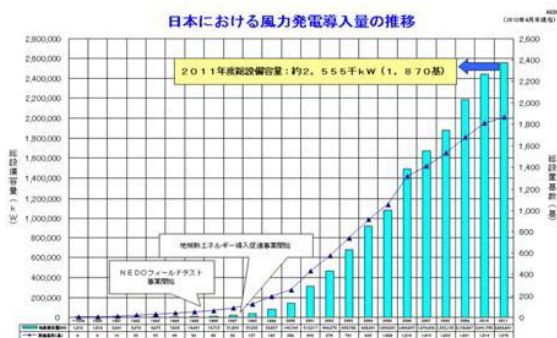
空間的平均: 九州全域が台風の暴風圏内 → すべての風力発電機を停止

熊本の風力発電システム 俵山



- 所在地: 熊本県阿蘇郡西原村大字鳥子字俵山地区
- 発電所最大出力: 17,500kW
- 風車発電機: 1,750kW × 10基
- 年間発生電力量: 約2,500万kWh
 一般家庭約7,000世帯分(1世帯1日の消費電力を10kWhとして)
 ○平均稼働率16%(2,800kWの通常電源と等価)
- 営業運転開始: 2005年2月

風力発電設備 255.5万kW(風車1,870基)



「これは、大型原子力発電機3機分に相当する。」

- 最大発電電力については: 正
- 発電電力量については: 誤

○発電電力量を基本としておかなければ
 大きな誤解を招くことになる。

風力発電設備容量(MW) × 平均稼働率 = 通常電源等価容量(MW)
 2,555(MW) × 0.20 or 0.25 = 511(MW) or 638.7(MW)
 約51万 or 64万kW
 大型火力発電機1機分相当
 茨北火力発電所単機容量70万kW

九州の全電力量をすべて風力発電でまかなうとしたら

○平均稼働率20%で計算

○単機2000kWの風力発電機を使用すると仮定
最大需要電力をまかなうためには

$$\begin{array}{l} \text{単機容量(MW)} \times \text{平均稼働率} \times \text{ユニット数} = \text{最大需要電力(MW)} \\ 2(\text{MW}) \quad \times 0.2 \quad \times \text{ユニット数} = 15,000(\text{MW}) \end{array}$$

$$\text{ユニット数} = 37,500 \text{ ユニット}$$

○例えば、台風到来時：暴風圏に入ったユニットはすべて停止
起動風速：5m/s
定格風速：10m/s
停止風速：25m/s

供給電力不足—不足分を補う通常電源なし—負荷制限・負荷遮断
電力供給支障の回避：停止ユニットが負担していた発電電力を供給できる
通常電源が必要

九州において原子力発電が分担する電力量すべてを風力発電でまかなうとしたら

○平均稼働率20%で計算(現状で25%は高め設定)

○原子力発電の分担分：最大需要電力の30%出力での連続運転と仮定

単機容量2,000kWとして

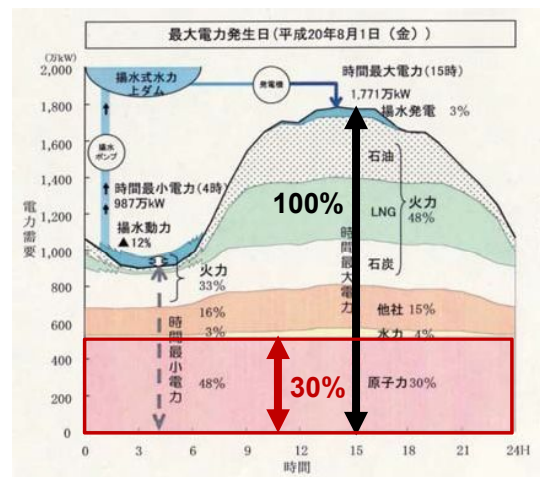
$$\begin{array}{l} \text{必要ユニット数} = \text{最大需要電力をまかなうのに必要なユニット数} \times 0.3 \\ = 37,500 \times 0.3 \text{ ユニット} \\ = 11,250 \text{ ユニット} \end{array}$$

○今後20年間で設備建設を完了するとして

- 562ユニット/年のペースで設備増設が必要
- 風力発電設備購入および建設経費
建設単価：20万円/kW—30万円/kW
- 他に、電力輸送ネットワーク(送電線)の増設経費、用地取得経費等が必要

○仮に、平均稼働率40%(極めて高め設定)
洋上風力による稼働率向上が見込まれるとすると

- 281ユニット/年のペースでの設備増設



固定価格買取制度導入先進国ドイツの現状

- 1990年 ドイツで採用
- 2000年 再生可能エネルギー普及のため一定期間、高値で買取る制度を開始
- 2008年 再生可能エネルギーによる発電量の割合 15.1%

現状

- ・電気料金約1.8倍に上昇
- ・製造業の約2割が生産拠点の海外移転実施または計画中
- ・買い取り負担額: 130億ユーロ(約1兆3千億円)
- ・今年6月、太陽光発電電力買取価格: 20-30%引下げ
- ・太陽電池国産メーカーの相次ぐ破綻
- ・2013年 全量買取制度廃止の方向で検討中



H24.11.28 読売新聞

マルチエージェント方式による再生可能エネルギー利用電源の運用と制御

配布資料:

電子情報通信学会誌
平成26年10月号・小特集掲載

新たな電力供給形態に係る提言—主役は電力貯蔵システム



1. ま え が き

地球環境保全、エネルギー資源の有効利用などをキーワードとして太陽光、風力などの再生可能エネルギー利

用、あるいは、その決定に従って指定された制御動作を実行するリアクティブエージェント (Reactive Agent) の2種類のエージェントに分類される。対象となるシステムによっては複数のコグニティブエージェントを必要

まとめ

- **再生可能エネルギー利用電源の導入推進 :現状での物理的制約の認識**
 - ・太陽光発電:日射量による出力変動(計画運転不可能)
夏場のピーク負荷(冷房負荷)用電源として最適
 - ・風力発電:風速による出力変動(計画運転不可能)
 - ・小水力発電:安定した出力(計画運転可能)
 - ・地熱発電:安定した出力(計画運転可能)
 - ・バイオガス発電:安定した出力(計画運転可能)

- **適正な電源構成による安定した電力供給**
 - ・再生可能エネルギー利用電源の特徴を活かした運用
 - ・再生可能エネルギー利用電源、特に太陽光および風力発電システムが現状では通常電源の完全な代替電源とはなりえないことの理解
 - ・蓄電技術および蓄電システムの重要性

- **技術レベルの現状認識と安全の保障**