

風力／太陽光の系統連系、系統運用の制度、 ドイツと日本の比較について

竹濱朝美

立命館大学産業社会学部

2017-8-2

京都大学経済学部, 部門A研究会

■ 主な内容

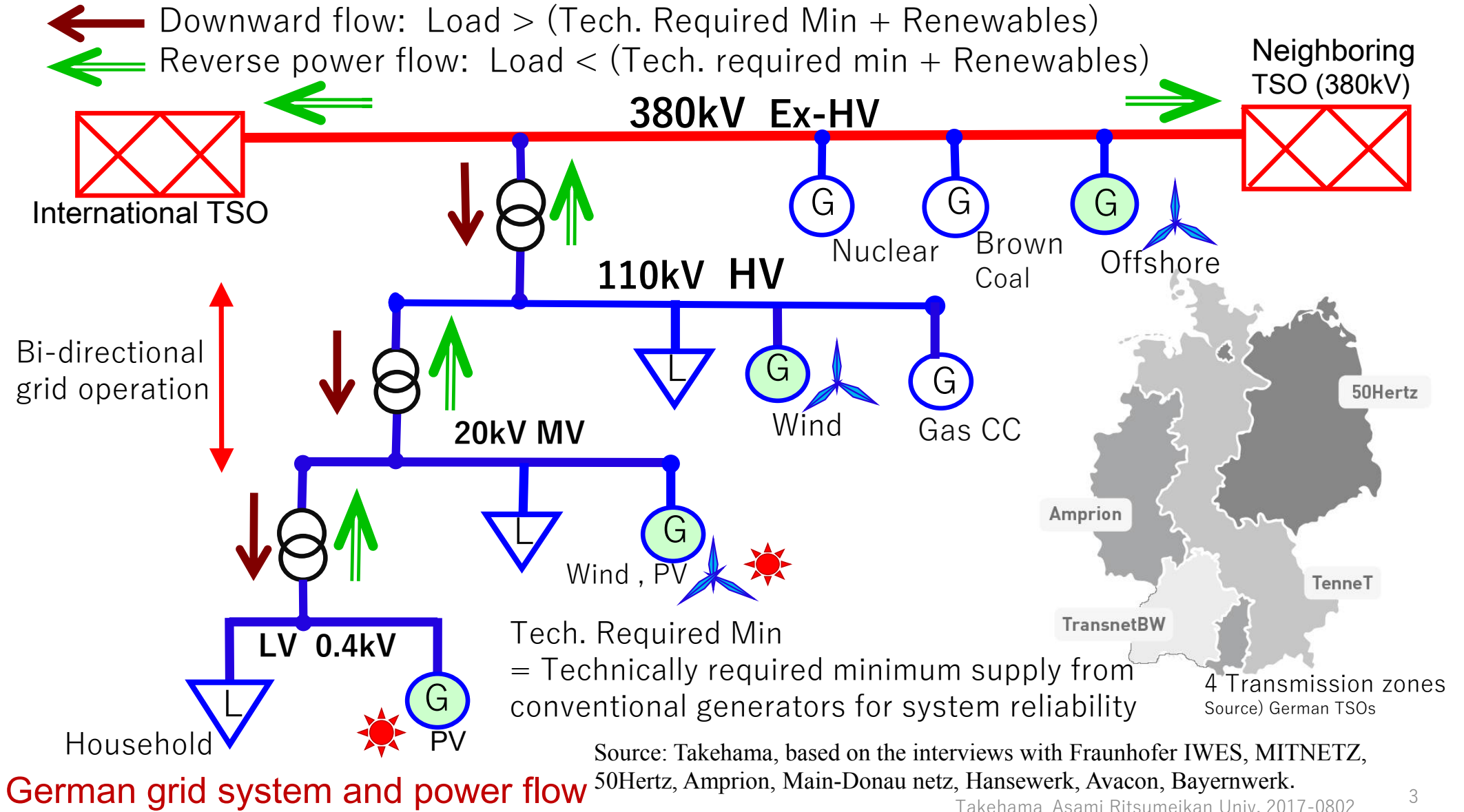
■ ドイツ

- 風力、太陽光電力の出力変動と上位電圧系統への上流送電（逆潮流、逆垂直負荷）
- 優先接続規定
- 風力太陽光の出力変動と柔軟な地域間送電
- 系統容量の拡張義務
- 調整力運用の効率化、風力太陽光の予測誤差と調整力の地域間融通 GCC
- 当日spot市場の閉場時刻短縮、調整力の節約
- 卸市場取引単位時間の短縮（短時間化、流動性の拡大）、調整力の節約
- 風力・PVの連系にかかる無効電力補償に関する規則
- 出力抑制に関する情報開示

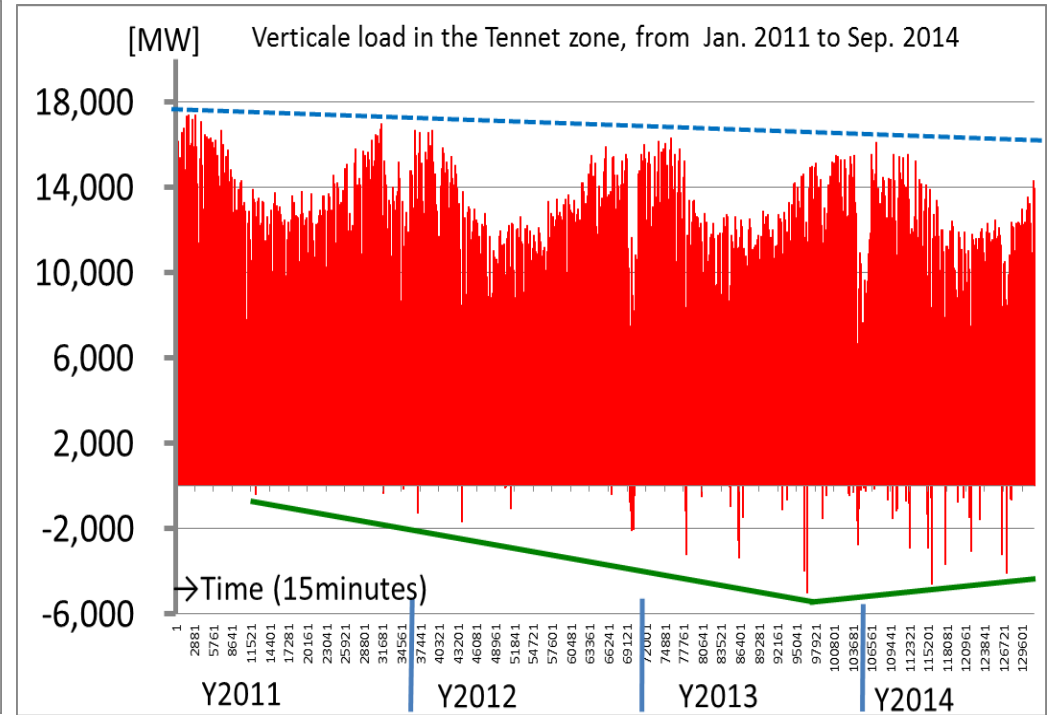
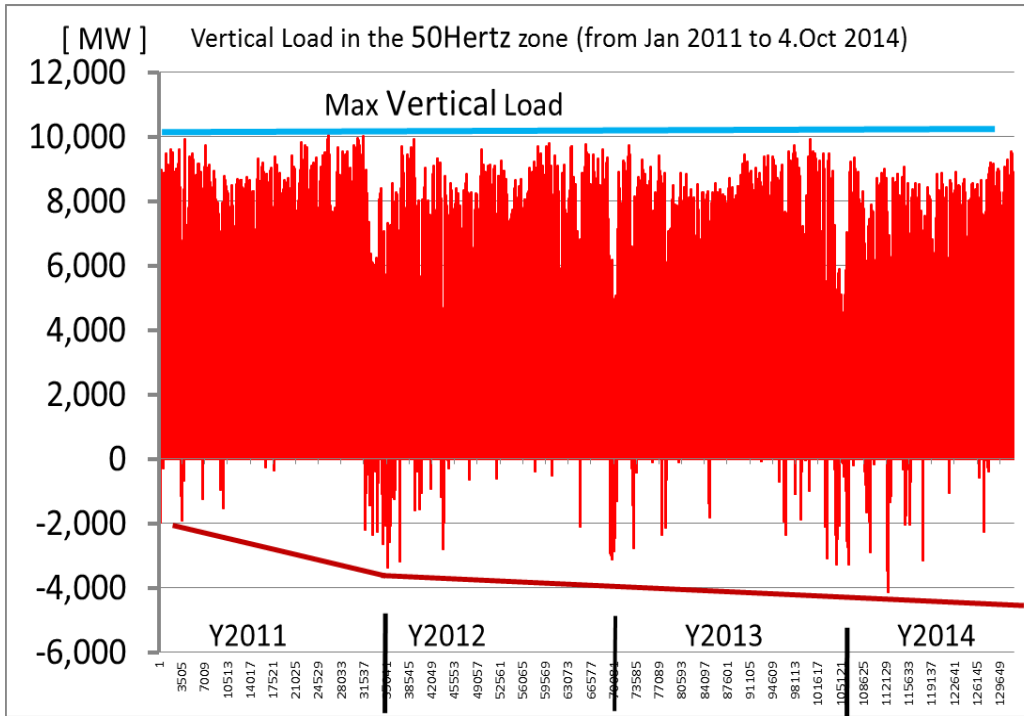
■ 日本

- 再エネ接続規定
- 系統拡張規定の未整備
- 系統拡張費用負担
- 連系線における先着優先、長期固定電源優先規定

■ 九州送電管区を事例とした太陽光大量連系の影響、簡易推定



German grid system and power flow



Vertical load (50Hertz zone, Jan.2011-Oct. 2014)

Vertical load in TenneT zone (Jan.2011- Sep.2014)

ドイツにおける逆潮流 (110kV >> 380kV)

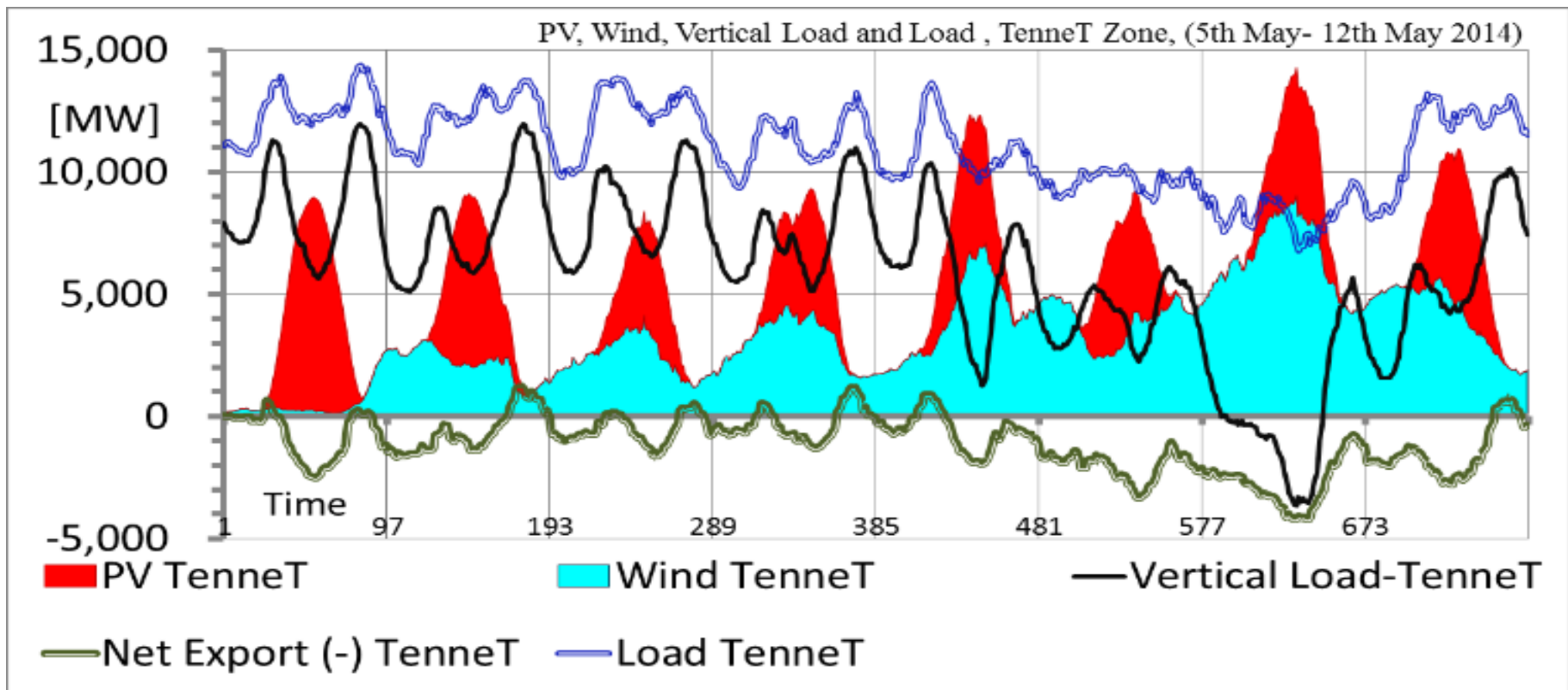
The scales of Negative Vertical Load increased. Annual maximum vertical load decreased in both zones.

50Hertz zone: Wind capacity 14.1GW and PV capacity 8GW is integrated. (Oct 2014)

TenneT zone: Wind capacity 14.3GW and PV capacity 14.1GW is integrated. (end of 2013)

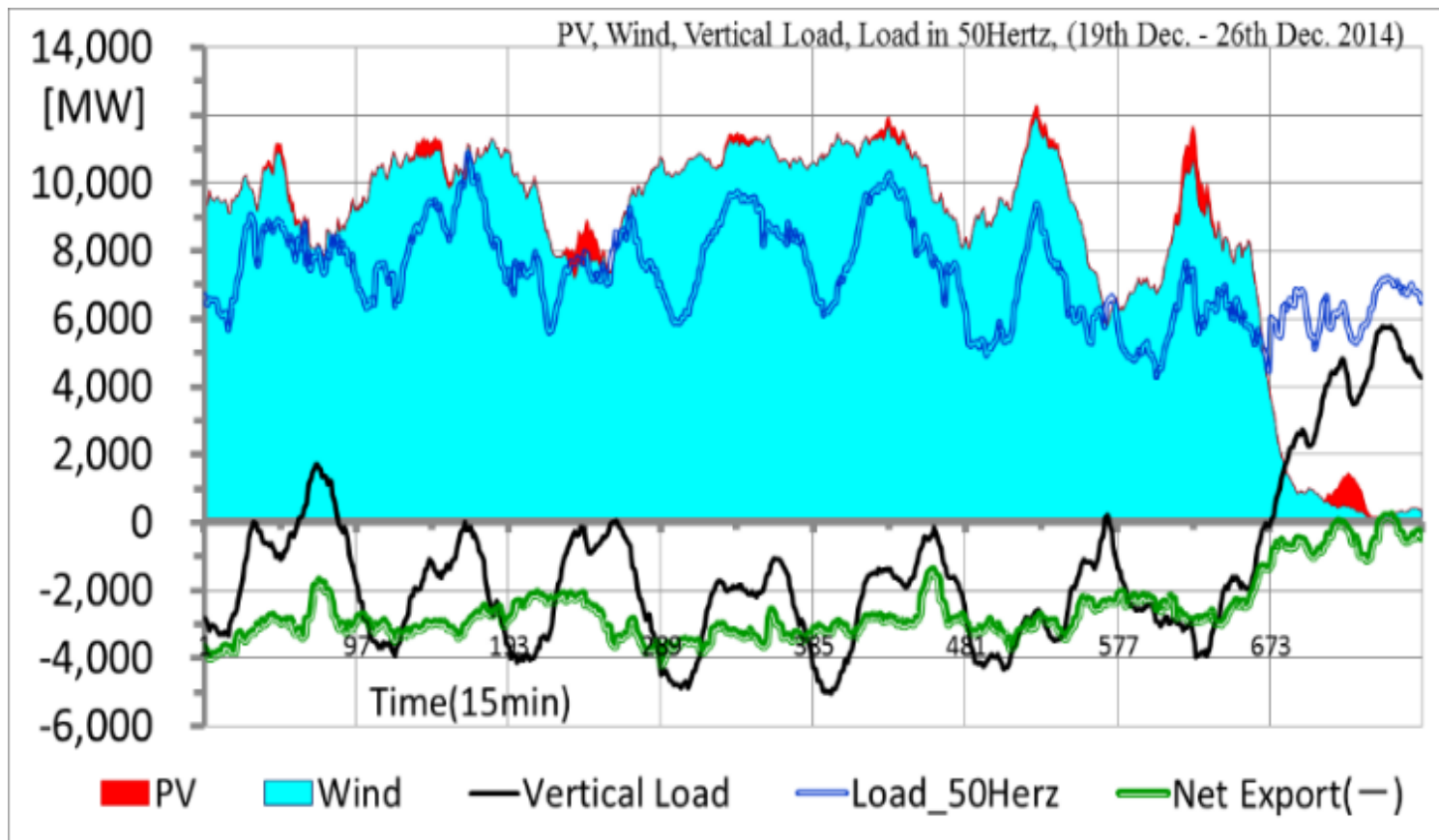
50Hertz管内: 風力14,100MW, PV 8,000MW連系 (2014年10月) .

TenneT管内: 風力 14,300MW, PV 14,100MW連系 (2013年末)



Vertical load, wind/PV feed-in, (TenneT zone, 5th-12th May 2014)
 In a period of high wind/PV feed-in, vertical load becomes negative.

TenneT管区： 風力（北部）とPV（南部）で、逆潮流（2014年5月5日-12日）



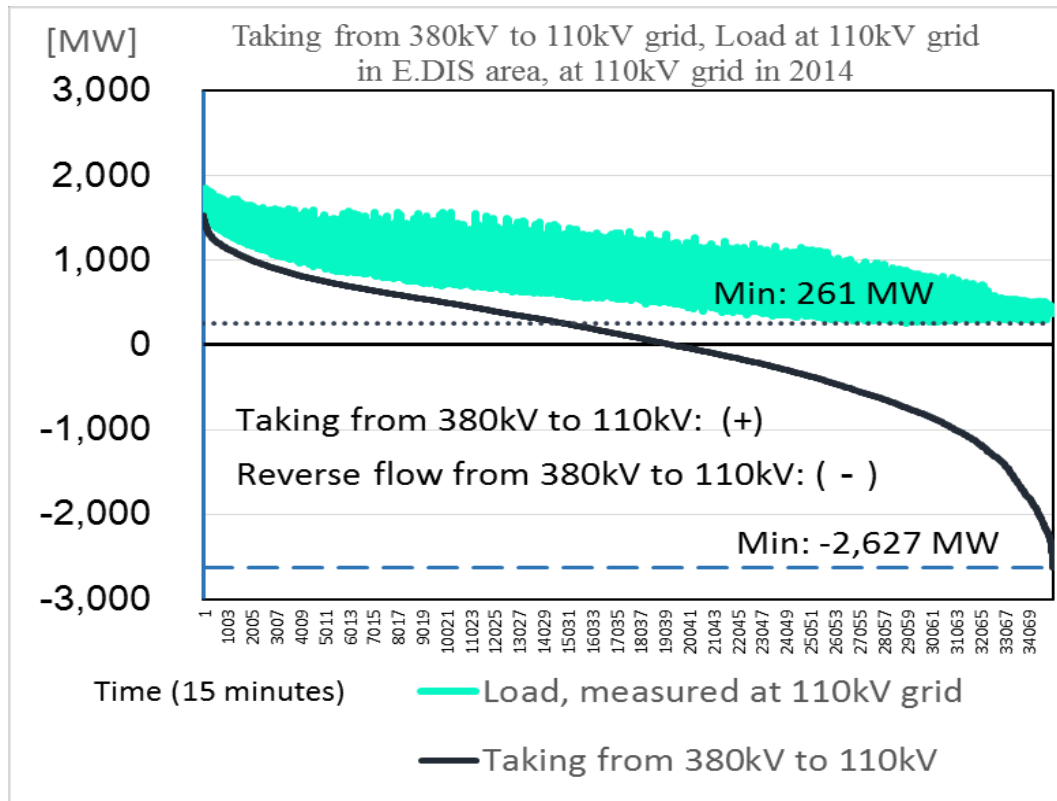
Negative vertical load
(逆垂直負荷)
110kV ⇒ 380kVへ
逆潮流 (上流送電)

50Hertz 管区.
風力・PV出力と垂直負荷,
国際送電(-), 風力出力の
高い時, 垂直負荷が減少,
12月19-26日, 2014.
110kV >> 380kVへ逆潮流

◆ Vertical load, wind/PV feed-in (50Hertz, 19-26th Dec.2014)

Cross-border exchange is shown in negative values.

Source) Data by 50Hertz: Vertical grid load, Actual control area load, Actual wind feed-in, Actual PV feed-in, Cross-border load flows.



110 k V配電網の運用でも、各配電区域での再エネからの余剰電力は、上位送電系統に逆潮流させる運用が、日常的運用に。

Reverse power flow from 110kV to 380kV (E.DIS, at 380kV/110kV transformers, 2014)

ドイツ東部の110kV系統E.DIS社（50Hertz送電管内）の110 k Vから380kV系統への逆潮流。負の値が380kV系統への逆潮流。

E.DIS配電網は、風力システム4.4GW, PV 2GWを連系, 風力設備の62%が110kV階級に連系（2013年末）。110kV電圧階級の年間最低負荷が262MWに対し, 110kVから380kVへの逆潮流の最大規模は2,627MW。年間3,931時間もの逆潮流が発生（2014年）。

■ドイツにおける上流送電の義務づけ（EEG2016）

- ドイツの送電・配電会社が大量の逆潮流を実施するのは、EEG法が「上流の送電会社」にも、再エネ電気を「物理的に優先送電」するよう義務づける。
- 「系統運用者は、再エネ電源と坑内ガスの電気の全量を、直ちに優先的に、物理的に、購入、送電、配電しなければならない」（§ 11(1) EEG. 筆者注：「物理的に」の規定は2014年に加筆された）。
- 「再エネ電気を受電する系統運用者が送電会社でない場合、再エネ電気を優先的に、購入、送電、配電する義務は、上流の送電会社にある」（§ 11(5)-1 EEG. 要点のみ訳出）。
- 上流の送電会社に対する再エネ電気の優先買取・優先送電の義務は2004年改正から、「物理的に」購入・送電・配電するとの規定は2014年改正から導入された。
- これにより、会計上のみならず、物理的流れとしても、再エネ電気を上流に優先送電するよう設計されている。
- 2004年に上流の送電会社に優先送電が義務づけられて以降、ドイツの配電網は、逆潮流に備えて双方向潮流の保護システムを導入し、現在では、低圧・中圧の変電所に至る殆ど全ての変電所が双方向潮流の保護システムを装備している。

➤ EEG2017でも、この内容基本的に同じ

◆ドイツの柔軟な地域間送電、再エネ電力の広域送電

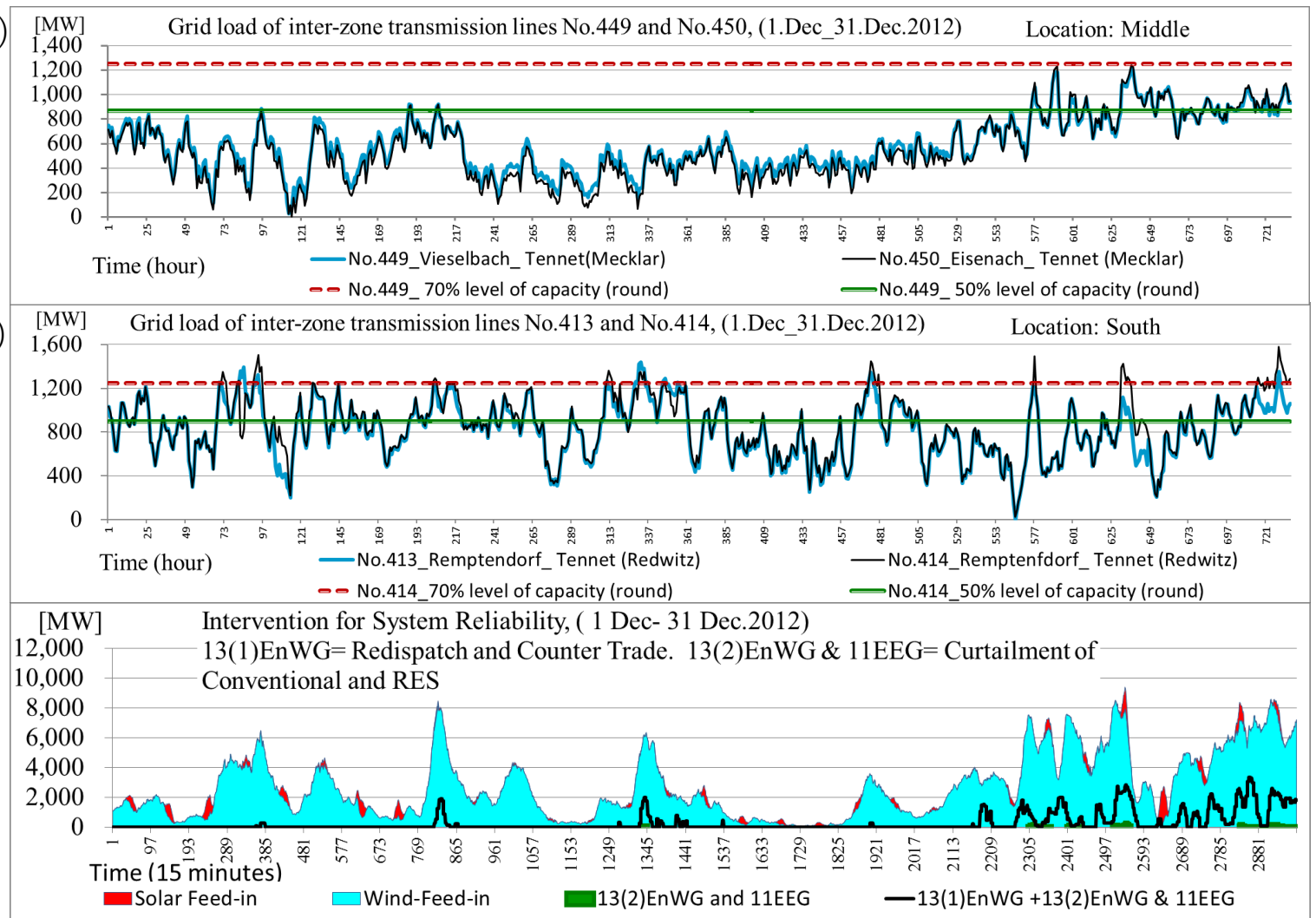
◆50Hertz管内の風力・PV出力変動と地域間連系線の活用

- 50Hertz管内の需要は小さいため、風力・PVの高出力時、50Hertz管内の殆どの変電所が逆垂直負荷に転じ、国際送電とTenneT向け送電を行う。
- 国際送電線： 50Hertz管区から外国向けの国際送電線の容量は、混雑管理割当容量（4系統）で約2,000MW。
- 50Hertz-TenneTの国内連系線：風力・PV高出力時、TenneT向け、
- ①No.413, No.414, ②No.449, No.450, ③No.491, No.492 （安定的な容量、約5GW）
- ドイツでは、国内地域連系線の運用において、日本における長期固定電源優先、先着優先という規則は無い。
- 最高電圧系統の送電線の含めて、EEG法により再エネ最優先で給電、送電される

Load flow of tie-lines of 50Hertz– Tenet. Hourly data, Dec 2012, 50Hertz. Capacity usage of tie-lines of 50Hertz-TenneT is at 50%-70% in a time of feed-in management.

Calculated by Takehama

(c)エネルギー事業法13条 (§ 13(1), § 13(2)-EnWG)に基づく送電会社による調整措置 (Redispatch給電発電所変更や出力抑制) と風力・PV出力
*風力が高出力時には、連系線の送電線負荷も最大に。風力出力変動に応じて、一日で1GWの変動幅で連系線の送電線負荷を変動させている。=変動性電源(風力)に応じた連系線活用
 *実際の送電線容量は、その時の系統状況により変化するため、Fig.11の50%, 70%水準は、系統負荷割合が50%, 70%以上となった時刻の系統負荷[MW]の年間最小値[MW]を示す



Grid load of inter-zone transmission lines between 50Hertz-TenneT, Dec.2012 by line in hourly value

(a) Line No.449, No.450, (b) Line No.413, No.414, (c) Wind /PV feed-in and TSO adjustment for system reliability (re-dispatch and curtailments under §13(1), §13(2)-EnWG: Energy Industry Act) in 15minutes-value.

連系線50Hz-TenneTの回線容量の使用率 Grid use at inter-zone lines (50Hertz–TenneT, 2014)

	Grid use level: $U = \text{Grid load} / \text{Transmission capacity}$. [hour]				Total hours	Hours of capacity use higher than 50% [% in total hours]
	$70\% < U$	$50\% \leq U \leq 70\%$	$U < 50\%$			
Line 413	23	1586	7150	8759	18.4%	
Line 414	76	1775	6908	8759	21.1%	
Line 449	10	434	8315	8759	5.1%	
Line 450	4	462	8293	8759	5.3%	
Line 491	0	21	6554	6575	0.3%	
Line 492	0	22	6553	6575	0.3%	

Note) Data in No.491 and No.492 is from April to Dec in 2014.

回線容量の70%水準：

系統容量に対する系統負荷割合 (capacity use)が70%を超えると、連系線1回線に故障が発生した場合には、送電容量が制約される水準を意味する

ドイツでは、国内地域連系線の運用において、日本における長期固定電源優先、先着優先という規則は無い。
最高電圧系統の送電線の含めて、EEG法により再エネ最優先で給電、送電される

50Hertz南部の地域間連系線の活用状況 (**2014**)：

No.414, No.413では、回線容量の50%以上の負荷で送電した時間が年間時間の2割。

多い時は回線容量の70%で送電。

連系線を最大限活用して、TenneTに送電している。地域間送電を最大限活用。

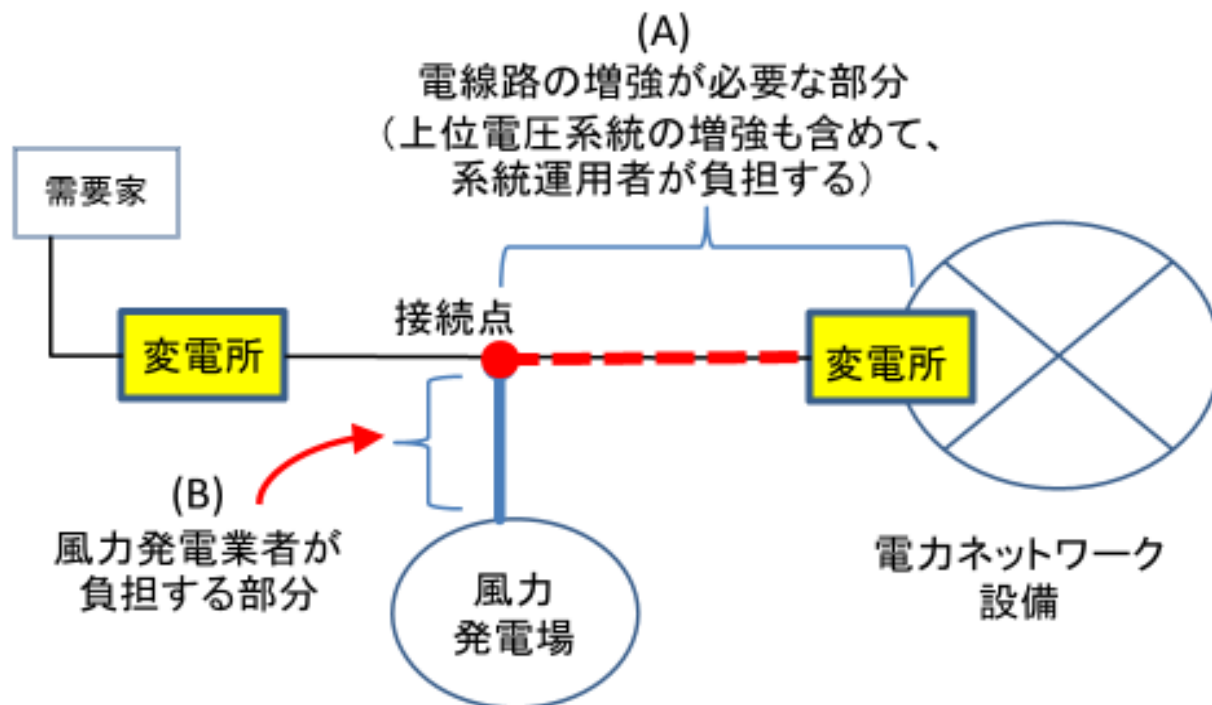
風力、太陽光の出力変動に連動した地域連系線運用は技術的にも可能

Takehama_Asami Ritsumeikan Univ. 2017-0802

■ EEGにおける系統容量の拡張・増強の義務づけ

- 再エネ電気の上流送電が実施される理由は、EEG法が送電・配電会社に、系統容量を遅滞なく拡張・増強する義務を課しているからである。
- 「110kVまでの系統運用者で、再エネを直接に連系していない上流の系統運用者」にも、遅滞なく、系統増強・拡張・最適化の義務を課している（§ 12(1)-EEG）。
- 系統増強の義務は厳格。
- 送電・配電業者が系統増強の義務を免れるのは、増強費用が「経済的に非合理的な場合」に限られる。
- かつ、「系統拡張費用が再エネ電源の新規建設費用の25%を超えない」限り、「経済合理性の範囲内にある」との解釈が、EEG法の運用基準。
- 25%基準は2004年版EEG草案文章であるが、**ドイツ最高裁判所も、25%基準に依拠した判決を出している。**
- 「系統増強費用が再エネ電源の新規建設費用の25%以内であれば、経済合理性がある」との解釈はEEG法の運用基準になっている（Bundesnetzagentur担当官）。

ドイツにおける再エネ発電設備の接続にかかる負担範囲：
電源線の範囲と再エネ側の負担範囲（送電線路から分岐する場合）

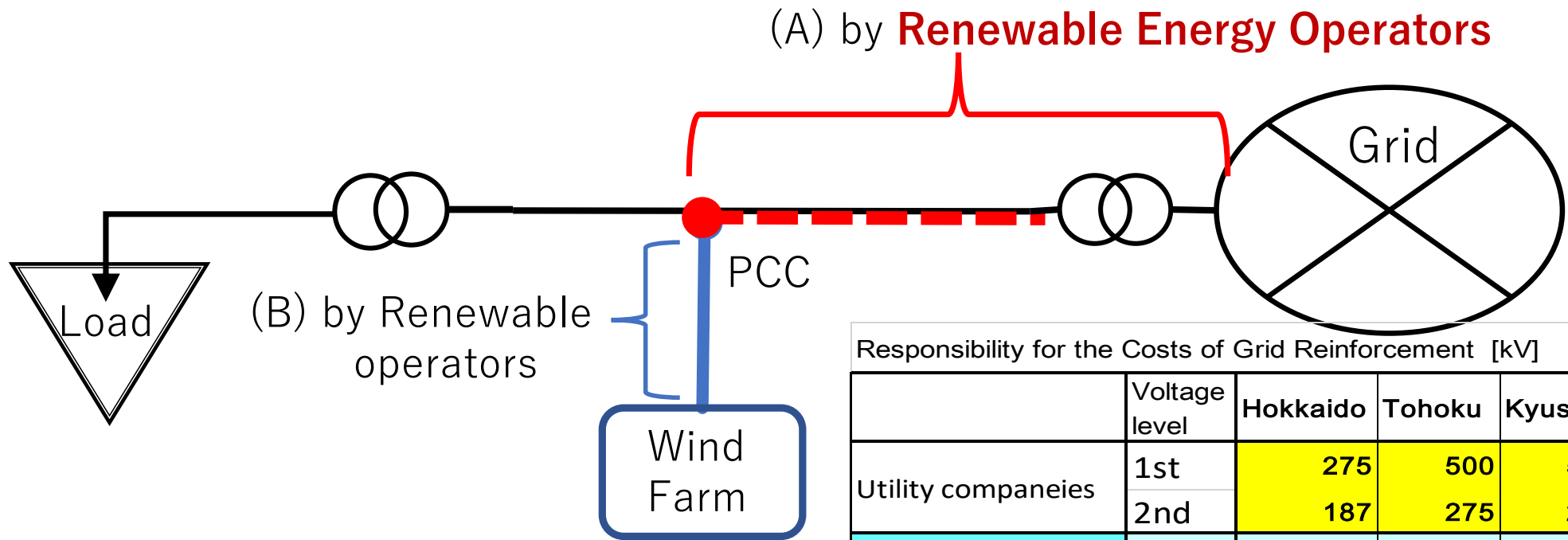


Grid connection and the range which renewable generators must
bear in Germany

◆ドイツにおける再エネ接続と 系統運用者の系統増強義務

- ドイツ：「系統拡張・増強は系統運用者が負担する」（§ 17-EEG2016）
- **接続点（分岐点）から変電所までの既存電線路の増強（A部分）**：系統運用者が負担
- 変電所変圧器，上位電圧システムの増強は送電・配電会社が負担する（§ 12(2), § 17, EEG).
- 再エネ業者は発電場から接続点までの敷設費用を負担（§ 16(1)-EEG).
- 日本：接続点から最初の変電所までが電源線。電源線は再エネが負担。上位システムの拡張費用も再エネ負担，

Japan: Renewable energy operators must pay the main costs of grid reinforcement*
 Reinforcement costs of the existing grids (from PCC to the first transformer) including upstream grids**



Renewable energy operators must pay the substantial costs of reinforcement for the 3rd and lower voltage grids.* *See note [11]

Responsibility for the Costs of Grid Reinforcement [kV]				
	Voltage level	Hokkaido	Tohoku	Kyushu
Utility companies	1st	275	500	500
	2nd	187	275	220
Distributed power operators	3rd	110	154	110
		66	66	66
		33, 22	33	22
		6.6	6.6	6

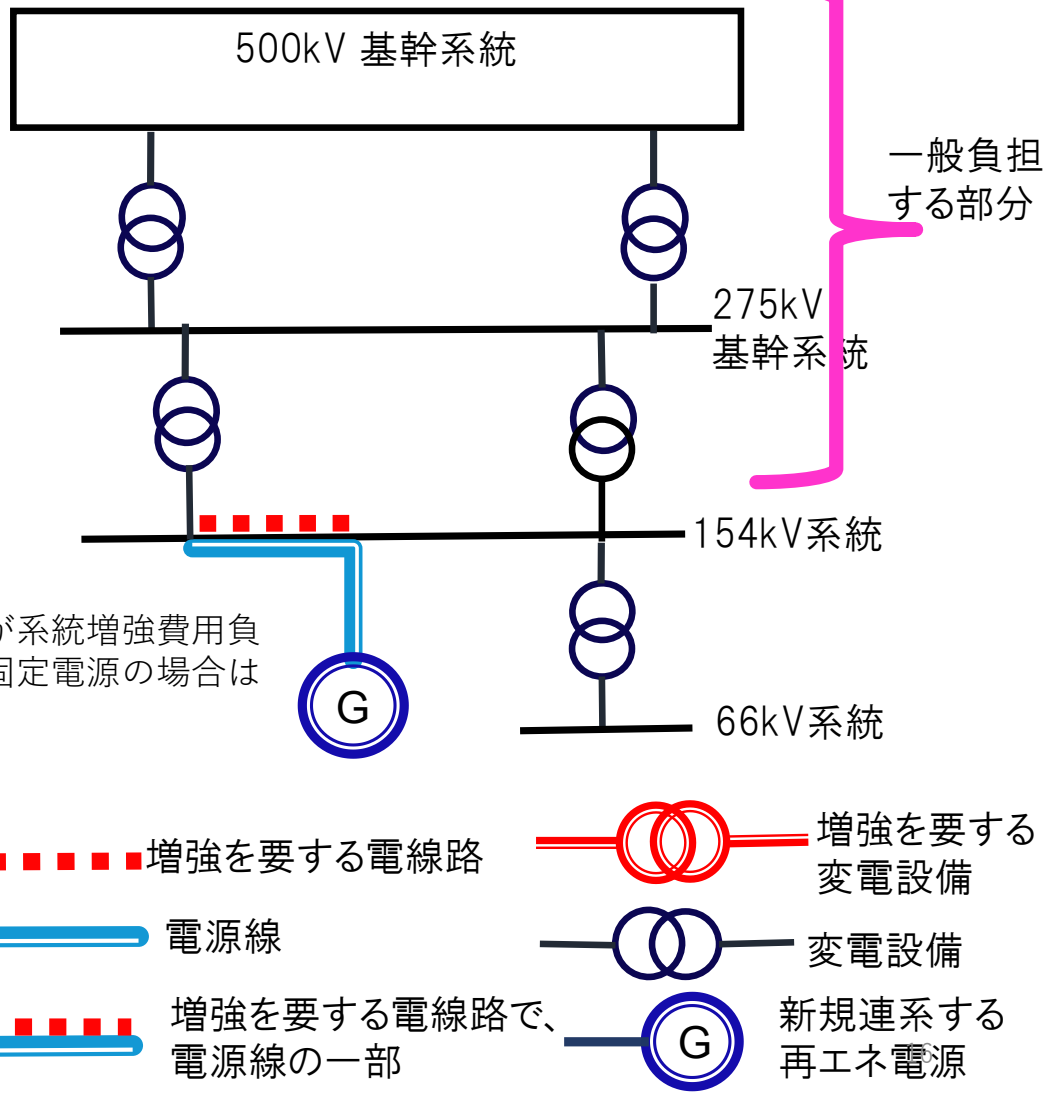
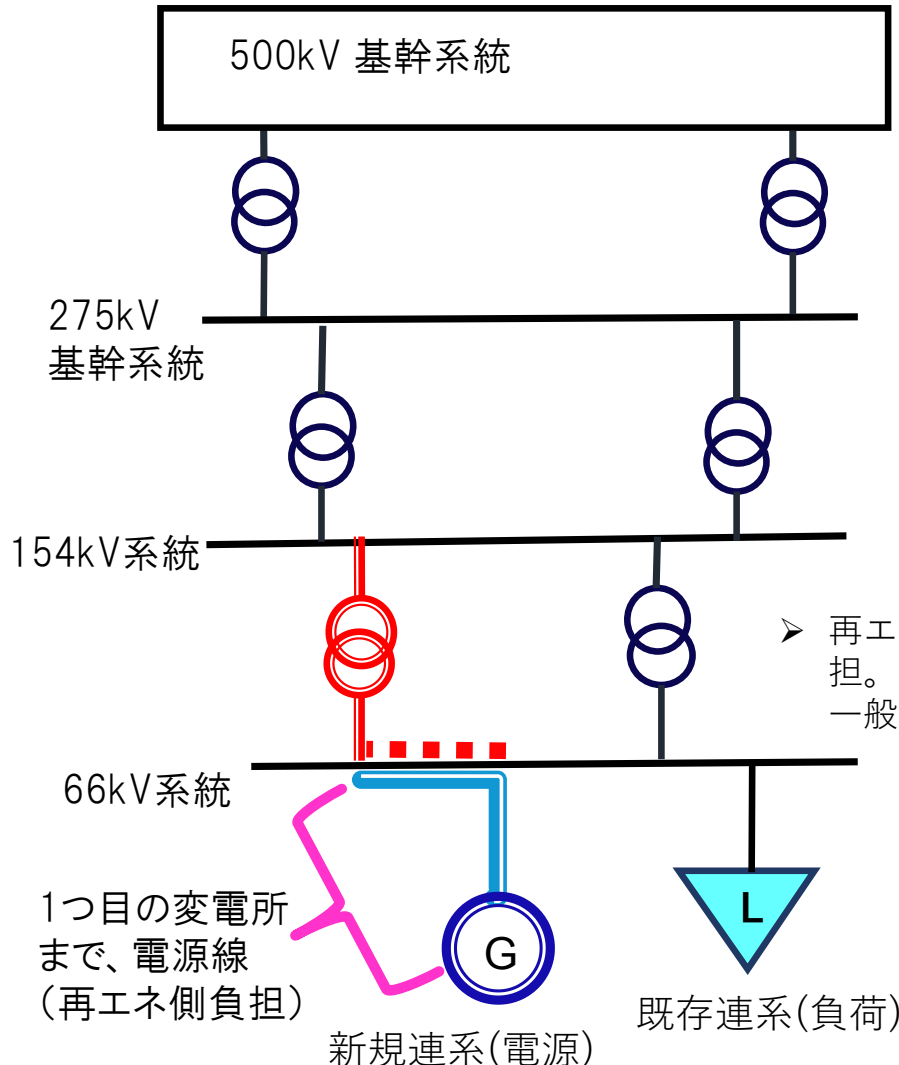
■日本における系統増強の規則

- 再エネ発電所の境界から数えて「1番目の変電所又は開閉所」までが電源線とされ、
- 再エネ発電者は、再エネ発電場から最初の変電所までの電線路の敷設費用を負担する。
- 加えて日本では、既存変電所の設備の増強、上位電圧系統の増強にかかる費用は、原因者負担（特定負担）を原則とし、再エネ側が負担する。
- 上位電圧階級の増強費用は、電圧階級1位と2位（長期固定電源が接続）は、一般負担（電気料金転嫁）。
- 3位以下の電圧階級（再エネが主に連系）の増強は、特定負担（再エネ側負担）が原則。

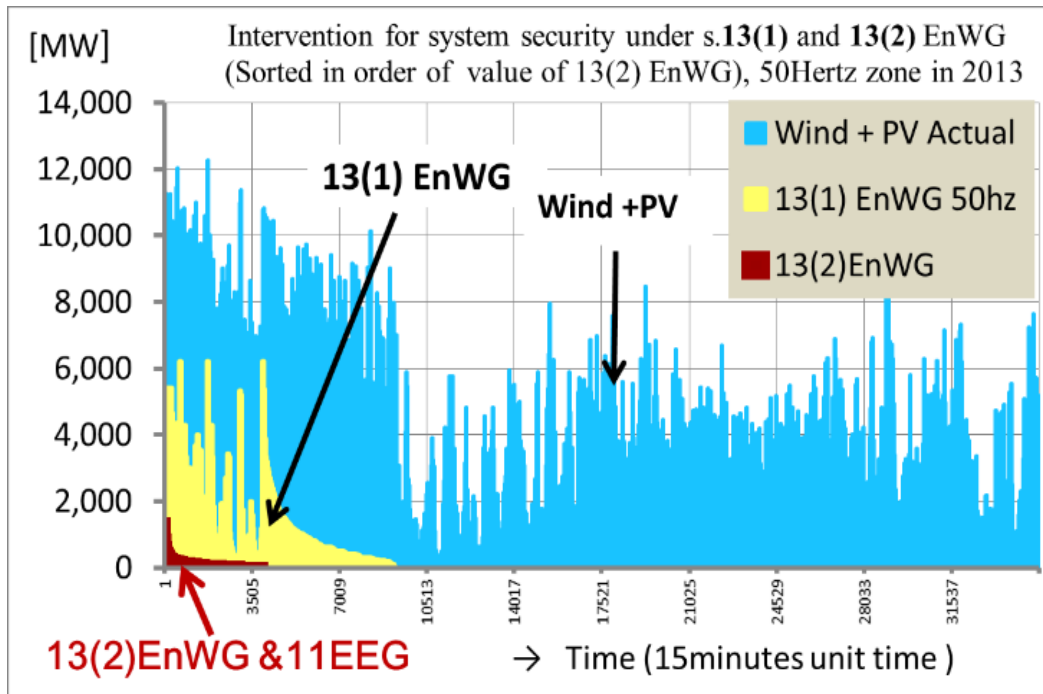
Takehama_Asami Ritsumeikan Univ. 2017-0802

Responsibility for the Costs of Grid Reinforcement [kV]										
	Voltage level	Hokkaido	Tohoku	Kyushu	Hokuriku	Tokyo	Chubu	Kansai	Shikoku	Chugoku
Utility companies	1st	275	500	500	500	500	500	500	500	500
	2nd	187	275	220	275	275	275	275	187	220
Distributed power operators	3rd	110	154	110	154	154	154	154	66	110
		66	66	66	77, 66	66	77	77	22	66
		33, 22	33	22	22	22	33, 22	22, 33		22
		6.6	6.6	6	6.6	6.6	6.6	6.6	6	6.6

日本：上位電圧系統の系統増強費用の負担ルール



◆ドイツ出力抑制と情報開示



◆ 50Hertz管内の出力抑制の現状。調整された出力[MW]の順に並び替え。

- 経年変化でいえば、再エネ出力抑制は年々増加。
- エネルギー事業法 13条の(2)による調整（主に再エネの抑制）は、風力、太陽光の出力に比べて、ごく一部。

Adjustment by 50Hertz TSO for system reliability, according to § 13(1) and § 13(2) EnWG (2013, 50Hertz zone)

§13(1) EnWG, 調整された電力量 (主に在来電源のredispatch)	2,051	[GWh]
域内発電量に対する割合	1.9	[% of GWh]
(風力+PV) 合計発電量に対する割合	8.3	[% of GWh]
調整した日数	177	[day]
調整した時間数	1938	[hour]

§13(2) EnWG and §11EEG, 調整電力量 (主に再エネ電源の出力抑制)	138	[GWh]
域内発電量に対する割合	0.13	[% of GWh]
(風力+PV) 合計発電量に対する割合	0.56	[% of GWh]
調整した日数	142	[day]
調整した時間数	984	[hour]
風力出力(MW)の10%以上を抑制	139	[hour]
風力・PV出力(MW)の10%以上を抑制	139	[hour]

TSO adjustment for system reliability (50Hertz zone, 2013)

系統安定性のための調整 (50Hertz, 2013)

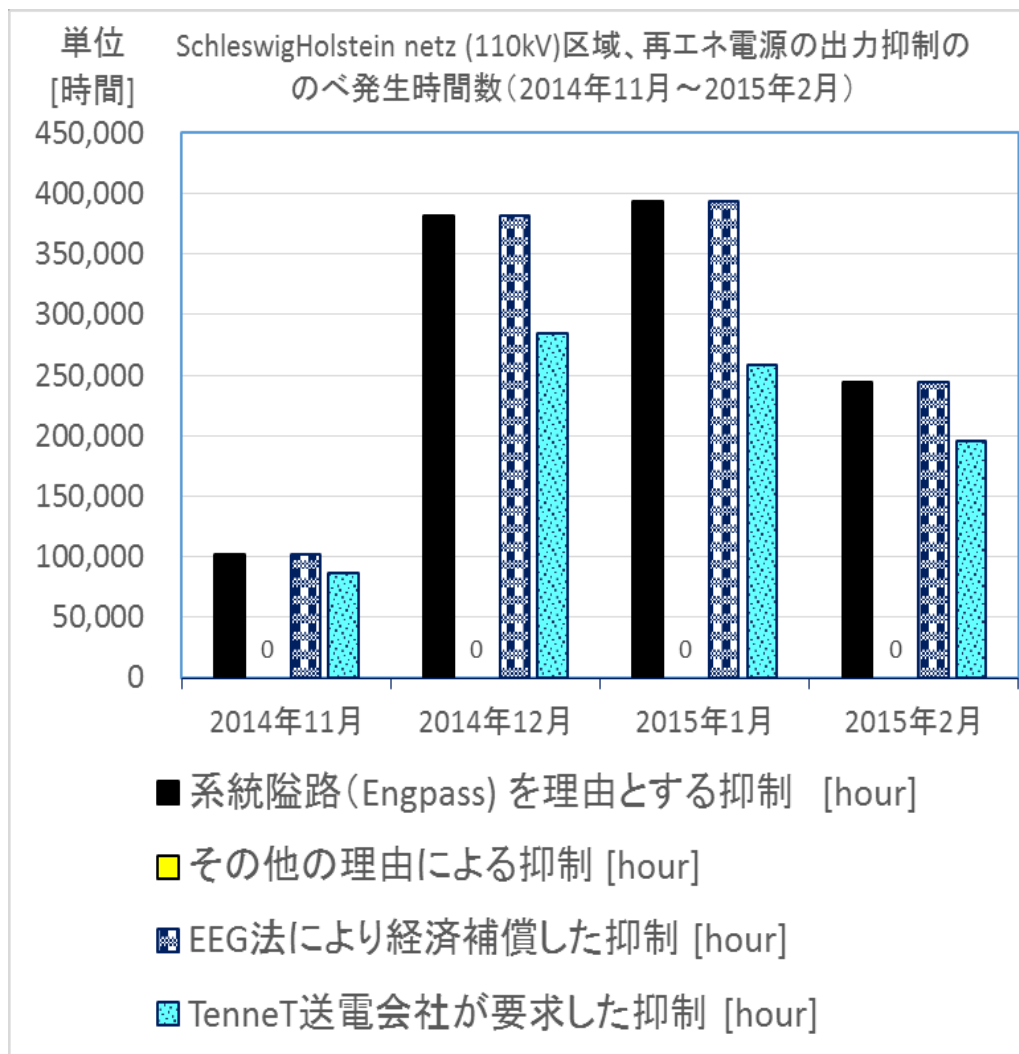
調整場所 (変電所)	方法	調整された 配電業者	抑制 [MW]	開始 時間	終了 時間	リスク種 類	50Hertz社の設備
UW Perleberg Reduzierung	給電抑 制	E.ON edis,	120	9:30	10:30	ネットワ ーク 隘路	変圧器 UW Perleberg Trafo No.411/412
		WEMAG	240				
UW Ragow	給電抑 制	MITNETZ	100	10:00	17:00	ネットワ ーク 隘路	220kV送電線 Vierraden- Krajnik 507/508
UW Vierraden	給電抑 制	E.ON edis,	80	9:45	17:00	ネットワ ーク 隘路	220kV送電線 Vierraden- Krajnik No. 507/508
UW Eula	給電抑 制	MITNETZ	160	10:45	17:00	ネットワ ーク 隘路	380kV送電線 Remptendorf -Redwitz, No.413/414
UW Pulgar	給電抑 制	MITNETZ	160	10:45	17:00	ネットワ ーク 隘路	380kV 送電線 Remptendorf -Redwitz, No.413/414
UW Klostermans feld	給電抑 制	MITNETZ	100	12:00	17:00	ネットワ ーク 隘路	380kV 送電線 Remptendorf -Redwitz, No.413/414
UW Lauchstädt	給電抑 制	MITNETZ	100	12:00	17:00	ネットワ ーク 隘路	380kV 送電線 Remptendorf -Redwitz, No.413/414
UW Marke	給電抑 制	MITNETZ	100	12:00	17:00	ネットワ ーク 隘路	380kV 送電線 Remptendorf -Redwitz, No.413/414
UW Bertikow	給電抑 制	Enertrag	80	9:45	17:30	ネットワ ーク 隘路	220kV送電線 Vierraden- Krajnik 507/508

➤ ドイツ出力抑制と情報開示

50Hertz送電会社の出力抑制実施報告書(2013年3月25日実施分)

- 送電会社は「抑制の時間，1回毎の抑制規模，継続時間，抑制実施の理由」を開示する義務がある(§ 14(3)-EEG).
- 抑制が発生した変電所，変圧器の番号，送電線の番号，抑制規模，理由が開示され，どの変電所・送電線で**隘路 (Netzengpass)**が発生したか示す。
- リスク種類が「ネットワーク隘路」と表示されているものは，§ 14-EEGに基づき経済補償したことを示す。
- 50HertzとTenneT管内の出力抑制の多くは局地的な隘路であるので、有補償。
- これら出力抑制の情報開示は、24時間内外で開示されている。

An example of the report for the implementation of § 13(2)-EnWG in combination with § 14 EEG, (50Hertz) § 13(2)-EnWG + § 14-EEG連系調整の実施報告書例
50Hertz GmbH: Angespannte Systemsituation in der Regelzone von 50Hertz Transmission am 25.03.2013から抜粋。



➤ ドイツ出力抑制と情報開示

➤ 110 k V配電網の場合

Hours of output reduction of EEG generators in Schleswig Holstein Netz area

(110kV系統Schleswig Holsten Netzにおける出力抑制の時間, 2014年11月-2015年2月)

Schleswig-Holstein Netz AG: Einsätze des Einspeisemanagement in der Mittelspannung, Hoch- und Höchstspannung, TenneT (Nov., Dec. 2014, Jan., Feb. 2015)より算出.

TenneT送電管区の最北部の110kV 系統のDSO: Schleswig-Holstein Netz区域、

- 出力抑制の延べ発生時間を風車一台ごと、出力段階別 (0%, 30%, 60%出力) に算出した (2014年11月-2015年2月) .
- 4か月間の出力抑制の全てが、隘路を理由とし、全ての出力抑制が有補償.

◆ 再エネ電力と電力網システムの接合、費用効率化 2017EEG

- 送電線の容量拡張が整うまで、給電差し替え(re-dispatch)の費用を限定するために、3つの対策を実施
 - 出力抑制(在来電源、および 再エネ)の量を削減するため、切り離し可能な負荷として、熱分野における電気を利用する
 - (ドイツでは、再エネ電力の優先給電により、ハードコール石炭発電は、数年前より、運転停止を含む負荷追従運転を実施してきた。最近では、褐炭発電も低負荷時には、運転停止シャットダウンあり)
 - 系統混雑が厳しい地域での、陸上風力の新規建設を禁止。
 - 連邦ネットワーク局(Bundesnetzagentur) が系統混雑のある地域を、系統拡張地域(系統拡張すべき地域)として規定する。
 - 系統拡張必要地域では、陸上風力の新規建設は、2013～2015年の新規建設の平均容量の58%に制限
 - 再エネ電源に対する出力抑制(給電管理:feed-in management) の規則は変更なし(2014年までと同様。
＝ 系統のボトルネック隘路＝系統混雑により、再エネ電力に対する出力抑制を行う場合は、損失売電電力の90%を経済補償する。売電収入損失が年間収入の1%を超える場合は、100%経済補償)
 - 洋上風力の導入速度の調整(送電線拡張が準備できるまでの調整)。2021の新規導入量は、バルト海では500MW。2022には、北海とバルト海の両方合計で、500MWの新規導入。
 - 2023～2025年には、年間、700MWの新規導入。2026年以降は、毎年、北海およびバルト海で、合計で、840MWを新規導入。

■ 接続技術要件 (grid code) の透明性、システムアクセスの公平性

- 日本への示唆： 系統側に系統拡張義務がない日本では、電圧変動対策は、再エネ側の系統増強の費用負担として、問題になりやすい。
- 接続条件の透明性、十分な事前説明は、システムアクセスの公平性を左右する

■ 無効電力供給にかかる接続要件

- 正常運転時における 再エネ電源からの無効電力供給 (steady-state reactive power exchange) の技術要件
 - 風力、太陽光が大量連系すると、接続点近傍および近傍の変電所変圧器 (バンク) での電圧変動 (変圧器での電圧上昇, 風力が連系する電線路末端での電圧上昇など) が許容範囲を逸脱するリスクが問題になる。
 - 無効電力は系統電圧を維持するために重要。系統電圧維持のために、再エネ電源も、無効電力供給に貢献することが要求されている。(基本的には、無効電力は大型在来電源 (同期回転機) から供給)
 - ドイツでは現在では、系統接続規則 (grid code) により、全ての再エネ電源に対して、無効電力供給義務が詳細に規定されている (接続技術要件の事前明示)
 - 再エネ側にとって詳細規定ではあるが、それに適合さえすれば、確実に系統接続。
 - 技術要件は事前に、接続技術規則に明瞭に明記されている。
 - 接続規則書に明記されていない事項を、系統側から追加要求されることは無い！！
(システムアクセスの公平性、透明性)
- ✓ (日本の対比: 日本では、風力発電に対し、SVC無効電力補償装置の設置が要求されることが多い)

◆接続技術規則と系統アクセスの公平性

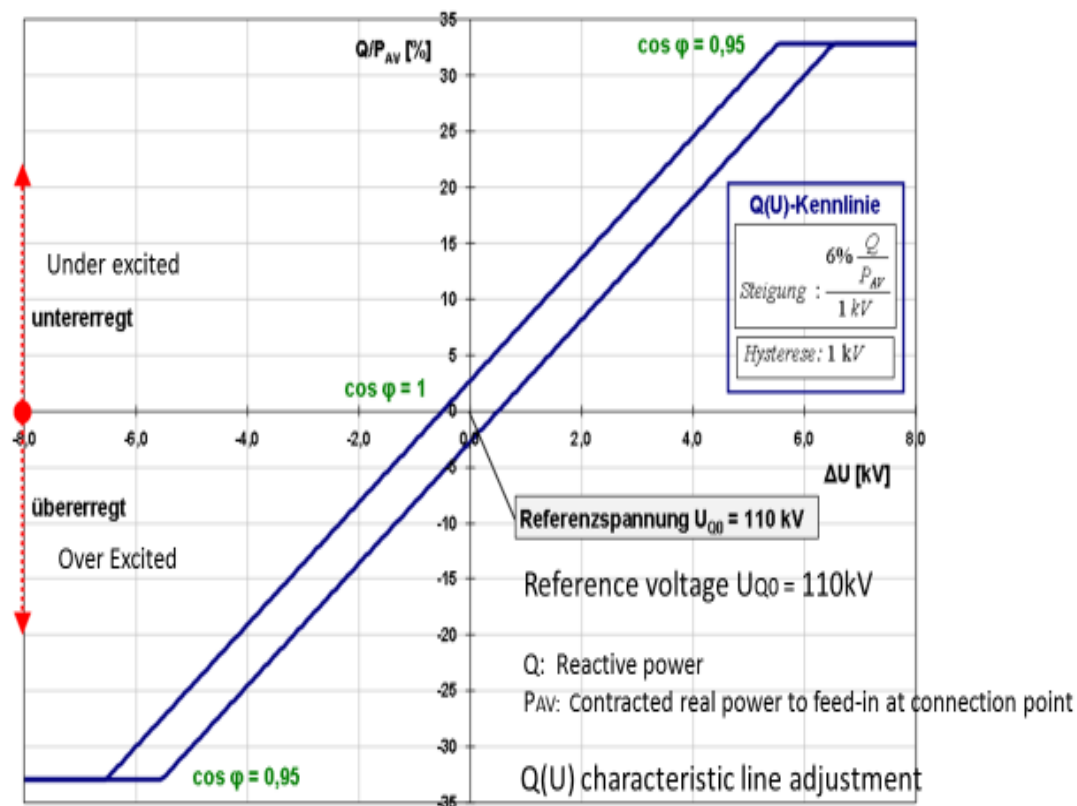
◆次の点に留意が必要である。

- ▶ ドイツでは系統運用者の側に、系統増強・拡張の義務があるため、系統容量の不足によって、接続点の近傍の電圧が許容範囲を逸脱するリスクがある場合、系統増強を行うのは系統運用者である。
- ▶ 接続規則に示された力率範囲を超えて、系統運用者が再エネ電源に、追加的な無効電力供給を要求することは「極めて例外的」で、「正当な根拠を証明できる場合」に限られる (Bayernwerk技術担当者)。
再エネ側は、書かれていない条件を要求されることは無い (原則的)
- ▶ その理由は、EnWGがどの系統利用者にも平等な系統利用機会を与えることを原則とするためである。
- ▶ 接続技術要件はEnWGに従い、情報の透明性を確保すること (十分な事前情報の提示)、系統運用者は接続規則に書いた内容を守らねばならない、との原則に基づいて、詳しい条件を明記する傾向にある。
- ▶ (全ての系統利用者に対する要求する事項なら、接続規則書に事前明記すべき＝明記されていない事項は個別要求＝個別要求は不公平な取り扱いという考え方が徹底されている)。 エネルギー事業法、接続条件の公平性にかかる研究が重要

■ 力率の指定方法の例：

■ Q-(U) characteristic lineによる力率指定方法.

- これは、電圧水準の関数として、無効電力値を特性直線で、個別の接続点ごとに指定する方式.
- 風力を大量連系する110kV配電会社の接続技術要件では、Q-(U) characteristic line を個別の接続点ごとに、指示する方式が多い（近年は）.
- Westnetz GmbHにおける110kV連系でのQ(U) characteristic lineの例
- Q(U) characteristic lineは、電圧変動水準に対応して、力率の目標値を直接に指示するため、系統電圧の調整効果大きい。指定された無効電力値に、指示された時間内に到達する必要がある（20秒以内、グラフで指示）VDN: EEG Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz, 2004. pp.40-42.



An example of Q(U) characteristic line for static voltage support (Translation from Westnetz GmbH)

Note) under excited = inductive. The direction from the grid to load is shown in positive value Westnetz GmbH: Ergänzung zu “Technische Anschlussbedingungen Hochspannung,” 2013, p.4.

②中圧連系における無効電力供給

接続点での許容電圧変動は、 $\Delta U \leq 2\%$ である。

力率は、 $\cos \phi$ (P) characteristic lineにより、有効電力水準（有効電力P/定格出力 P_n ）に応じた力率指定方法（Fig.1）。

契約電圧（ U_c ）に対する電圧水準の範囲（ $0.9U_c \sim 1.1U_c$ ）と力率範囲を指定する方法(Fig.2)。

中圧系統の電線路から分岐して電源を接続する場合。Fig.2の図中の $0.95 U_c \sim 1.05 U_c$ の範囲では、有効電力を削減してはならない（系統運用者から出力抑制の指示がある場合を除く）

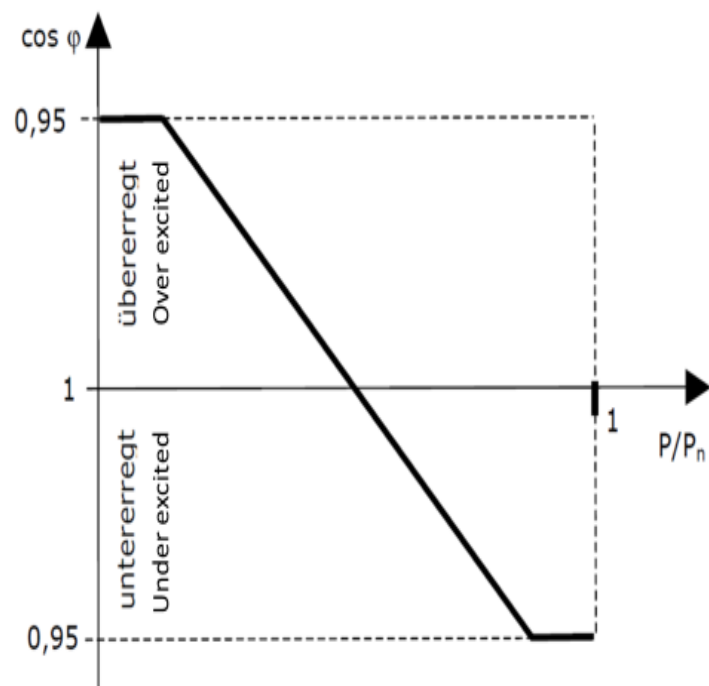


Fig.1 An example of specific $\cos \phi$ (P) characteristic line, (from BDEW, Bild 2.5.4-1)

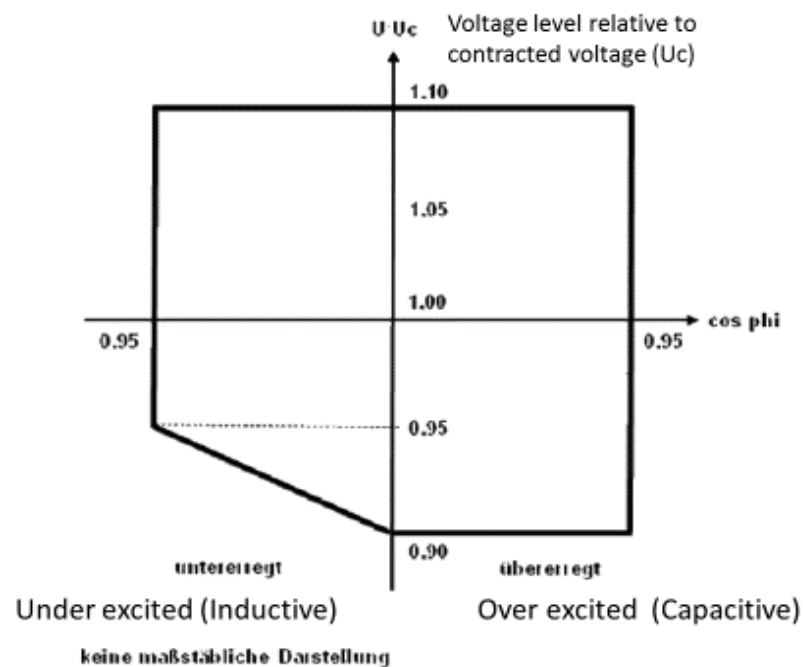


Fig.2 Requirement of reactive power provision from generators. (Translated from BDEW guideline, Bild 1)

◆ドイツの周波数維持のための調整力 *Regelleistung* : Control Reserve

- ① 1次調整力 (Primary Control Reserve, PCR): 自動的に応答し、**30秒以内に最大出力**に達する。継続期間: $0 < t < 15$ 分。発電機から自動応答。
 - ② 2次調整力 (Secondary Control Reserve, SCR): 送電管区の周波数維持のため、送電会社TSOにより、**直ちに自動**で応答する。**5分以内に最大出力**に到達する。運転継続時間、30秒~15分。(運転予備力に相当) TSOから投入
 - ③ 3次調整力 (Minute reserve、または、Tertiary Control Reserve, TCR): **15分以内に最大出力**に達する。継続時間:15 分以上~1時間~それ以上。TSOから投入
- 上げ調整力 (不足インバランスに対応) 下げ調整力(余剰インバランスに対応)

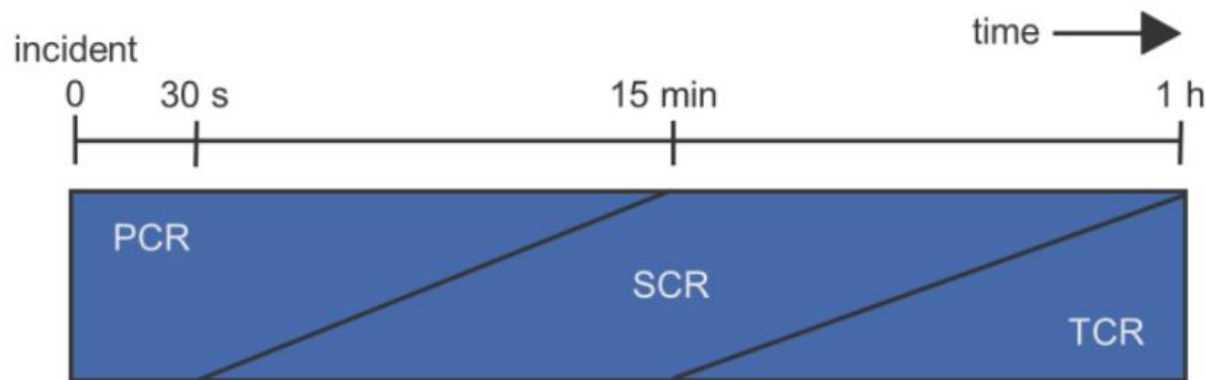


Fig. 3.2: *Three-step control concept in the Continental European interconnected system*

Source) Consentec; Description of load-frequency control concept and market for control reserves, 2014

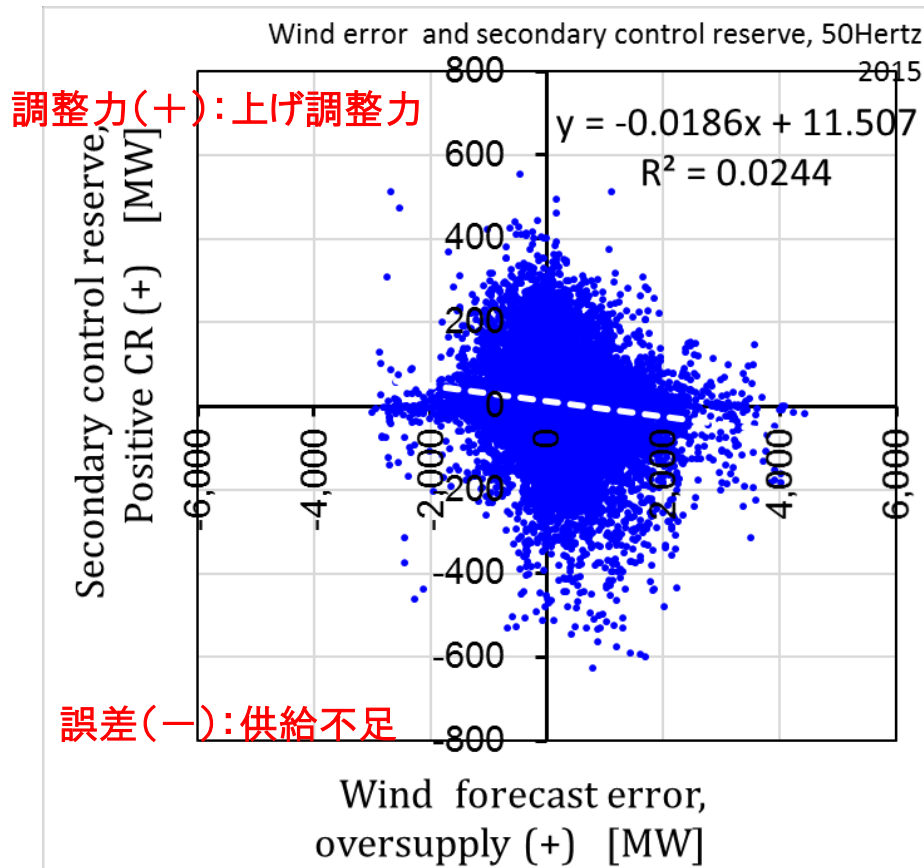
Source) Amprion, TenneT, 50Hertz, TrnsnetBW: "General information on control reserve - technical aspects."

<https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>

◆接続技術規則と系統アクセスの公平性

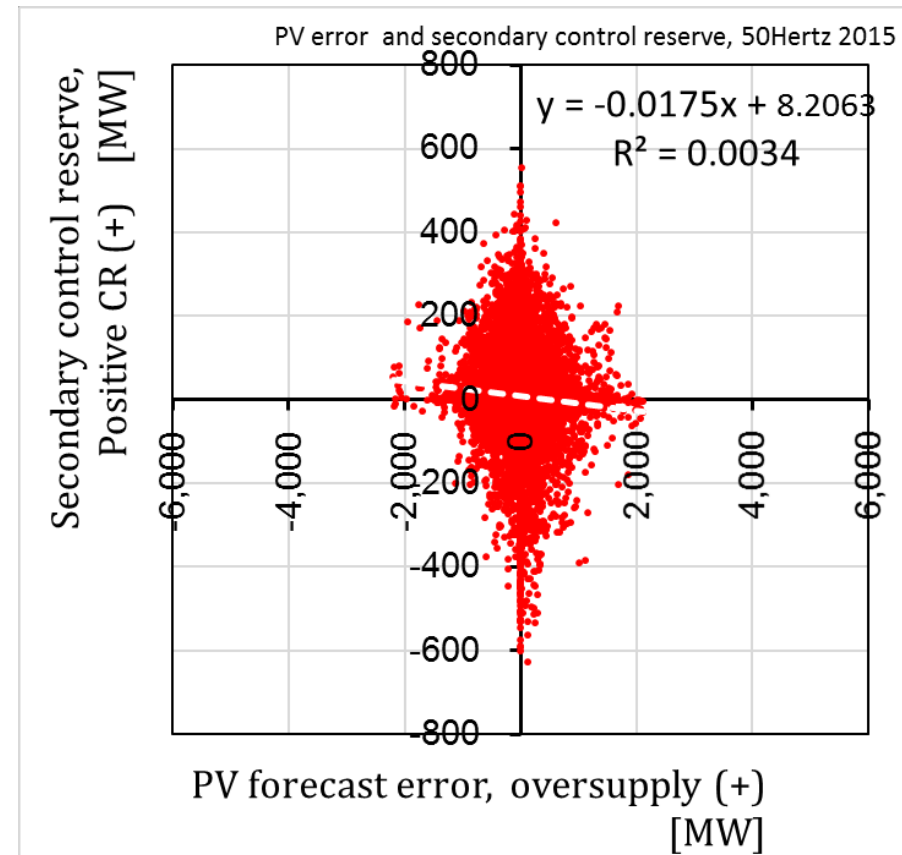
◆次の点に留意が必要である。

- ▶ ドイツでは系統運用者の側に、系統増強・拡張の義務があるため、系統容量の不足によって、接続点の近傍の電圧が許容範囲を逸脱するリスクがある場合、系統増強を行うのは系統運用者である。
- ▶ 接続規則に示された力率範囲を超えて、系統運用者が再エネ電源に、追加的な無効電力供給を要求することは「極めて例外的」で、「正当な根拠を証明できる場合」に限られる (Bayernwerk技術担当者)。
再エネ側は、書かれていない条件を要求されることは無い (原則的)
- ▶ その理由は、EnWGがどの系統利用者にも平等な系統利用機会を与えることを原則とするためである。
- ▶ 接続技術要件はEnWGに従い、情報の透明性を確保すること (十分な事前情報の提示)、系統運用者は接続規則に書いた内容を守らねばならない、との原則に基づいて、詳しい条件を明記する傾向にある。
- ▶ (全ての系統利用者に対する要求する事項なら、接続規則書に事前明記すべき＝明記されていない事項は個別要求＝個別要求は不公平な取り扱いという考え方が徹底されている)。 エネルギー事業法、接続条件の公平性にかかる研究が重要



Wind forecast errors and Secondary control reserve activations, 50Hertz zone, 2015

予測誤差(-): 供給不足、調整力(+): 上げ調整力
風力予測誤差と2次調整力の応答規模には弱い相関
(前日午前9時予測からの誤差)

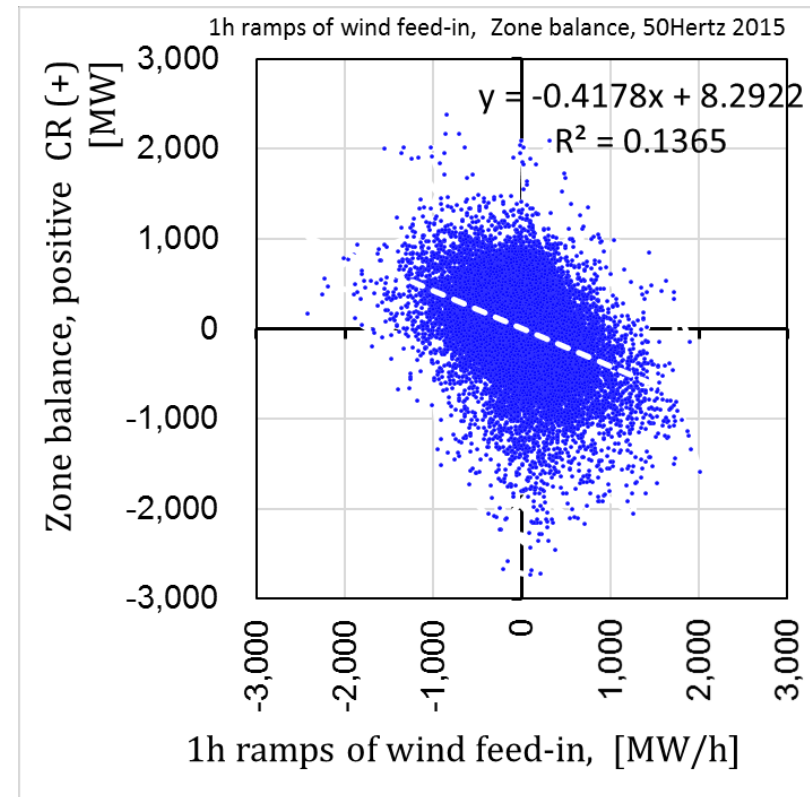


PV forecast errors and Secondary control reserve activations, 50Hertz zone, 2015

PV予測誤差と2次調整力応答

◆風力・PV予測誤差と、EPEX Spot(卸市場取引)、調整力の対応関係

- 卸市場スポット(EPEX Spot)の前日市場と当日市場の閉場時間: 実供給時刻の30分前 (2015年7月15日までは、45分前)。各送電管区は5分前。
- 当日市場(EPEX Spot)の閉場時間までに修正できなかった風力・PV予測誤差は、調整力で補てんされる
 - 1時間の時間窓による風力出力変化速度(1時間平均のramp)と調整力の応答規模には、相関
 - 当日市場の閉場後に判明した予測誤差は、調整力に応答規模に影響を与える
 - 閉場時刻の短縮(Lead time の短縮) >> 卸電力市場を活用し、調整力の節約効果(卸市場は、可能ならリアルタイムぎりぎりまで開場するのが効果的)



Total control reserve activations and 1h-ramps of wind feed-in in 50Hertz, 2015
風力リアルタイム1時間rampと調整力(域内バランス)には、一定の相関がある
50Hertz管区、2015年

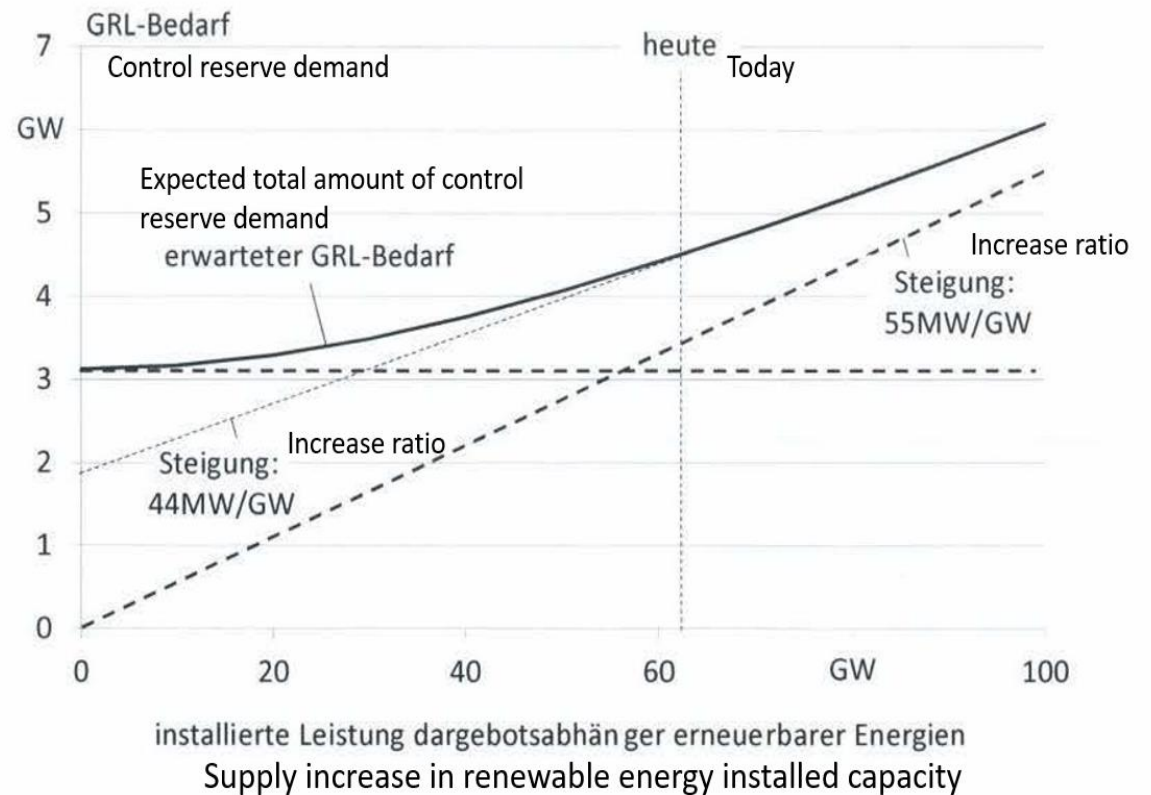
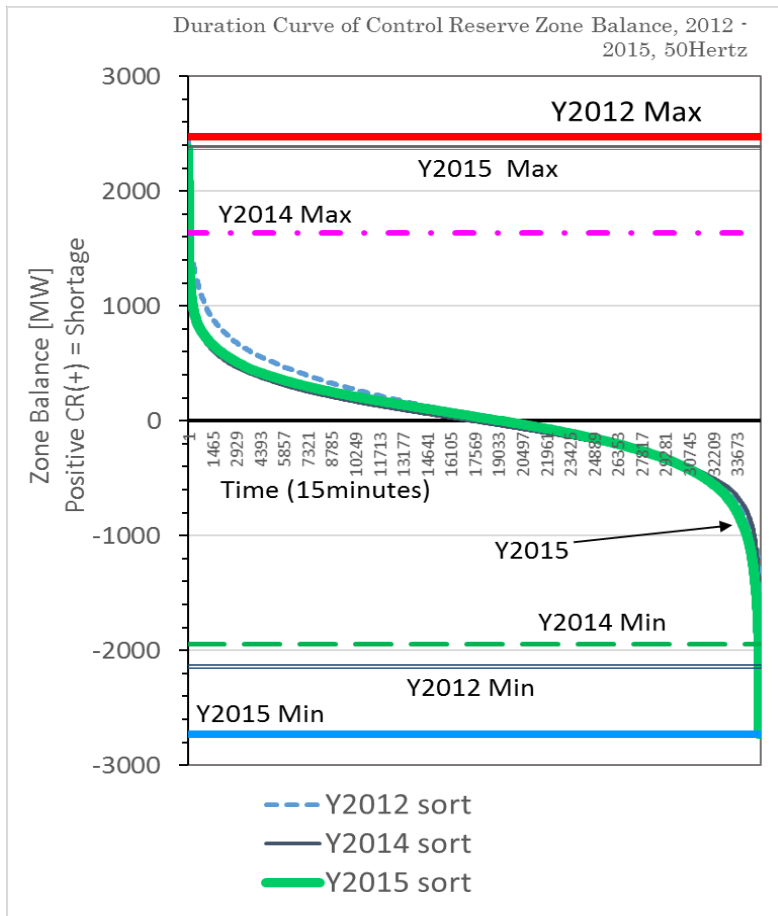
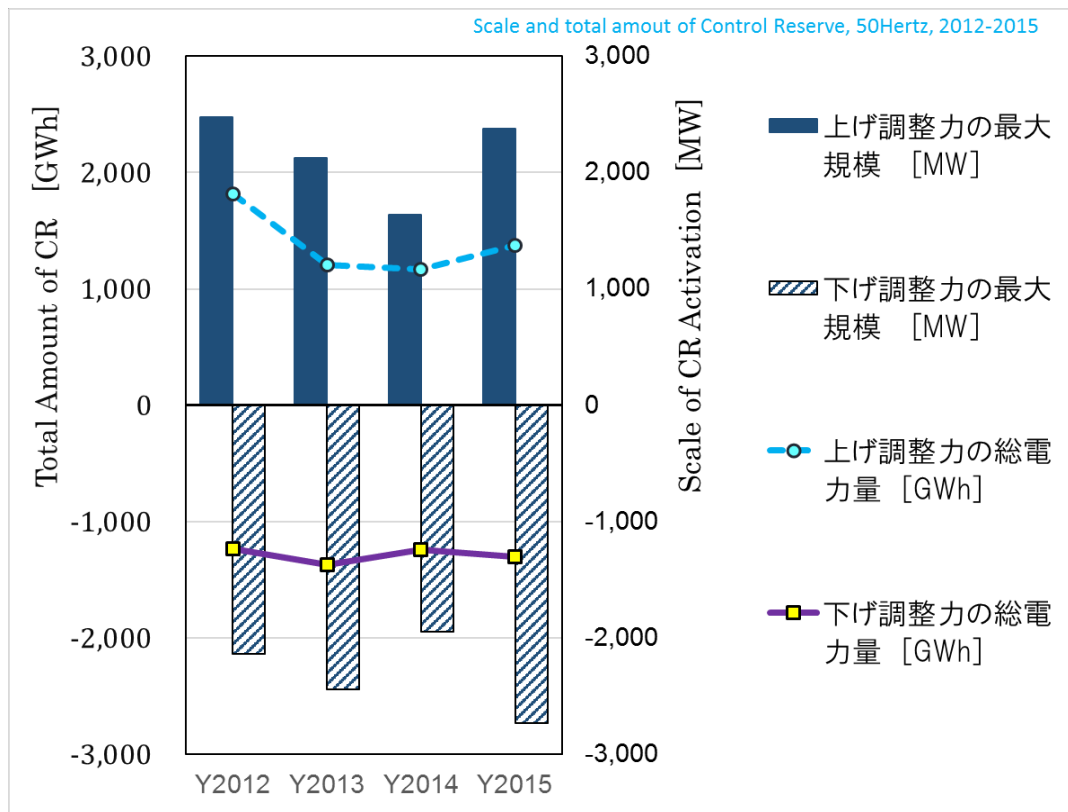


Bild 1: Zusammenhang zwischen GRL-Bedarf und EE-Ausbau

- 風力/PV連系容量の拡大に伴い、調整力応答の最大規模は拡大(1次、2次、3次合計)
- >>調整力の合理化重要

◆ドイツTSOによる予測。再エネ設備の連系容量の増大に伴い、調整力の準備規模は拡大すると予想

Source) Amprion, 'Anlage 1 zur Freiwilligen Selbstverpflichtung FSV nach ss.11, Abs.2, AregV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für ein verbindliches Anreizsystem für Regelleistung und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten' AregV: 送電手数料インセンティブ規則に関するAmprion意見書. 筆者訳.

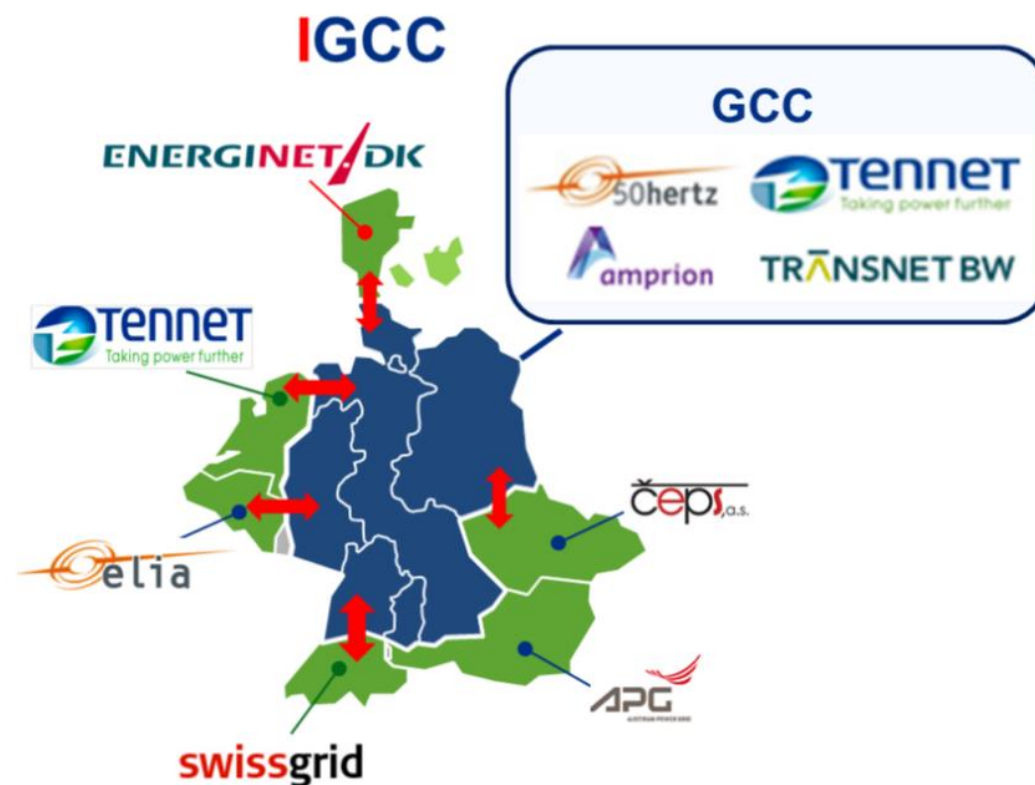


- ◆調整力(1次、2次、3次合計)の応答規模と総電力量 (50Hertz、2012~2015)
 - 調整力の応答規模の最大値は拡大したが、
 - 総電力量[MWh]は、上げ調整力、下げ調整力とも抑制されている
 - GCCにより、ある程度は、調整力の最適化すすむ

◆ドイツTSOの調整力の地域間融通,

◆調整力の効率化対策

- Grid Control Cooperation: GCC
- 風力/PVの連系量の拡大。にもかかわらず、調整力の総電力量[MWh]は抑制
- 2008年からドイツ4つの送電区域を1つの系統として、予備力の地域間融通を開始。
- 1次、2次、3次予備力のいずれも域外融通
- International Grid Control Cooperation : IGCC。スイス、オランダ、オーストリー、ベルギー。国外からも調整力の融通
- 調整力融通を行う理由：
広域系統内でcounter activationを回避し(同じ時刻に、別々の管区が、上げ調整力と下げ調整力を別々に応動することを回避)、調整力を最適化
- 上方・下方の逆向きの調整力の同時応答を回避し、最適化する



Map of Grid Control Cooperation and International Grid Control Cooperation

Source) 50Hertz GmbH : <http://www.50hertz.com/en/Markets/Balancing> 31

■調整力にかかる小括、日本への示唆

1. 風力・PV予測誤差と調整力の応答規模の間には、一定の相関がある。
2. 風力・PVの連系容量が拡大すると、予測誤差率は低くとも、誤差規模が拡大し、調整力の投入規模が拡大する
3. 頻度は少ないが、当日市場の閉場時間(実供給の30分前)までに修正できなかった予測誤差は、調整力の応答量に影響を与える。
4. 日本への示唆：卸電力市場の閉場時刻を短縮する(ぎりぎりまで開ける)ことで、調整力の投入を合理化できる。
5. 50Hertz管区では、風力・PVの連系容量は増加したにもかかわらず、調整力の年間総電力量[MWh]は、上げ調整力、下げ調整力ともに、ある程度、抑制されている。
6. ドイツ全域で調整力の地域間融通を実施(GCC、IGCC)が調整力抑制に貢献している。調整力のCounter activationを削減し、調整力の投入を効率化している
7. 調整力の地域間融通を行えば、調整力の総電力量の増加を緩和・抑制できる可能性がある。

◆補足：最近の研究

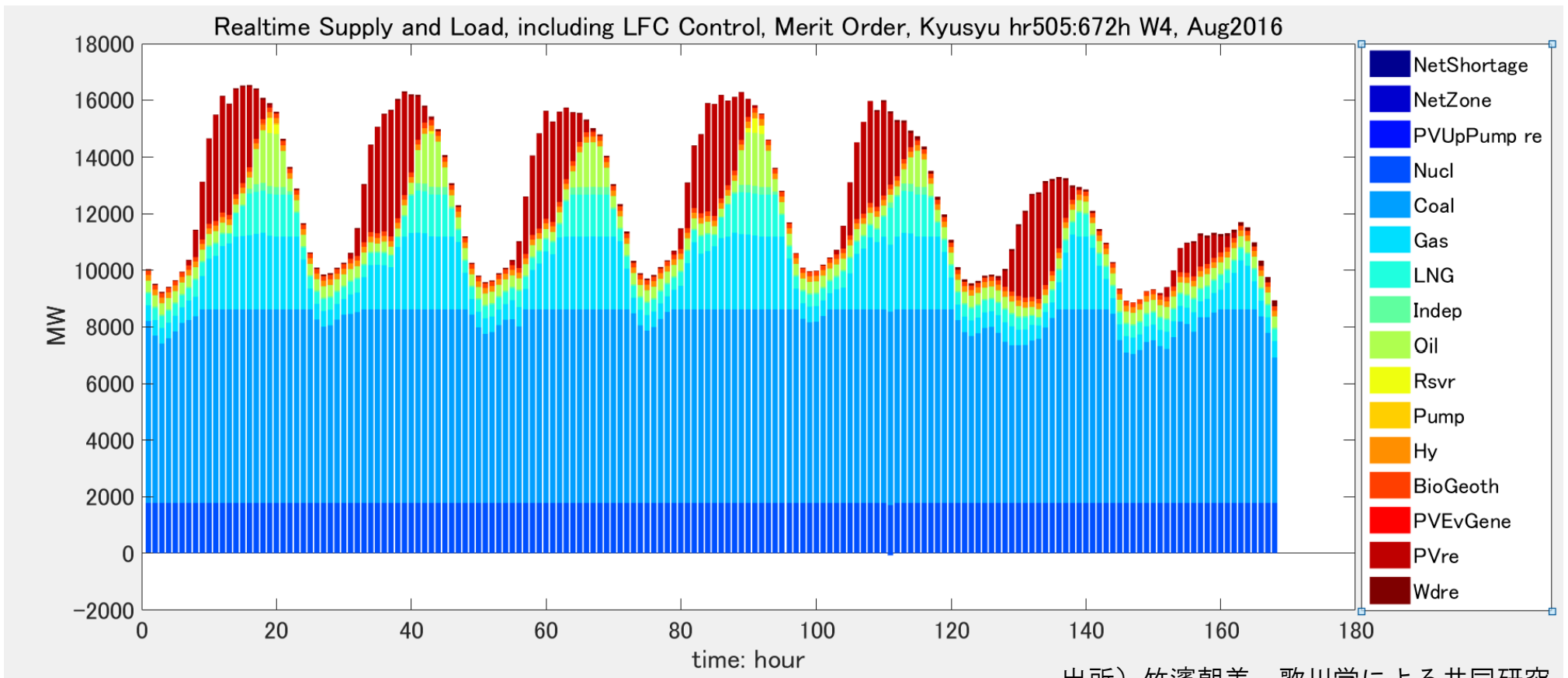
- 西日本について、脱原発／再エネ大量導入に関する短期/中期の電力需給シナリオの検討
- (特に、九州、四国、中国管区について)
- 太陽光を現状の2倍～3倍連系、太陽光の過剰電力を揚水で汲み上げる運用、PVの過剰電力を地域間送電する運用、ヒートポンプによるデマンドレスポンスの活用効果を、需給解析
- 太陽光と風力の簡易な出力予測モデルを作成、再エネ大量導入による調整力の準備規模への影響を分析

Base 1 Scenario: generation capacity in 2016 in **Kyusyu.**

Nuclear 1.8 GW, Coal 7 GW, PV 6.9 GW, **0%** of PV power is Pumped-Up.

Coal plants get partially reduced operation because of Nuclear operation.

九州電力管区の電力需給解析（現状の発電設備容量、現状運用の場合）



出所) 竹濱朝美、歌川学による共同研究

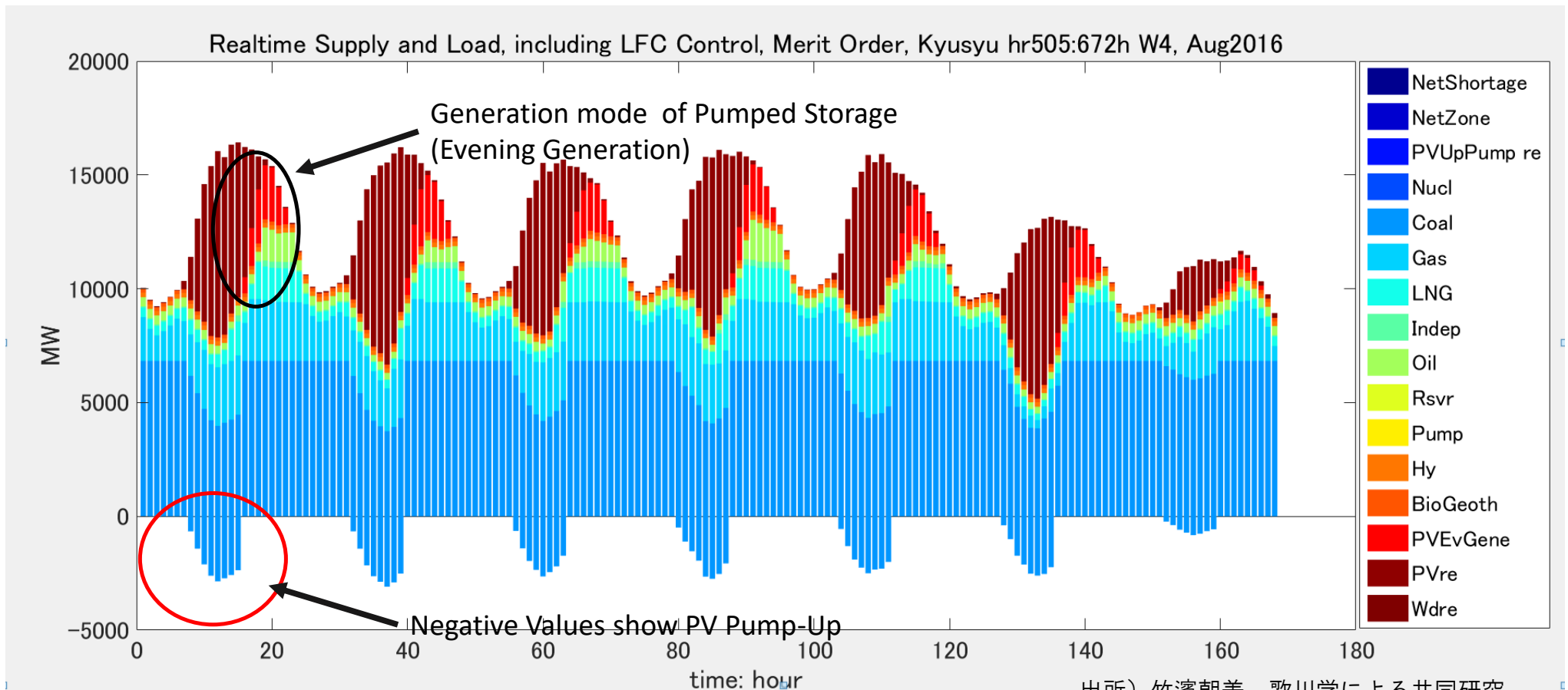
Takehama_Asamu Ritsumeikan Univ. 2017-0802

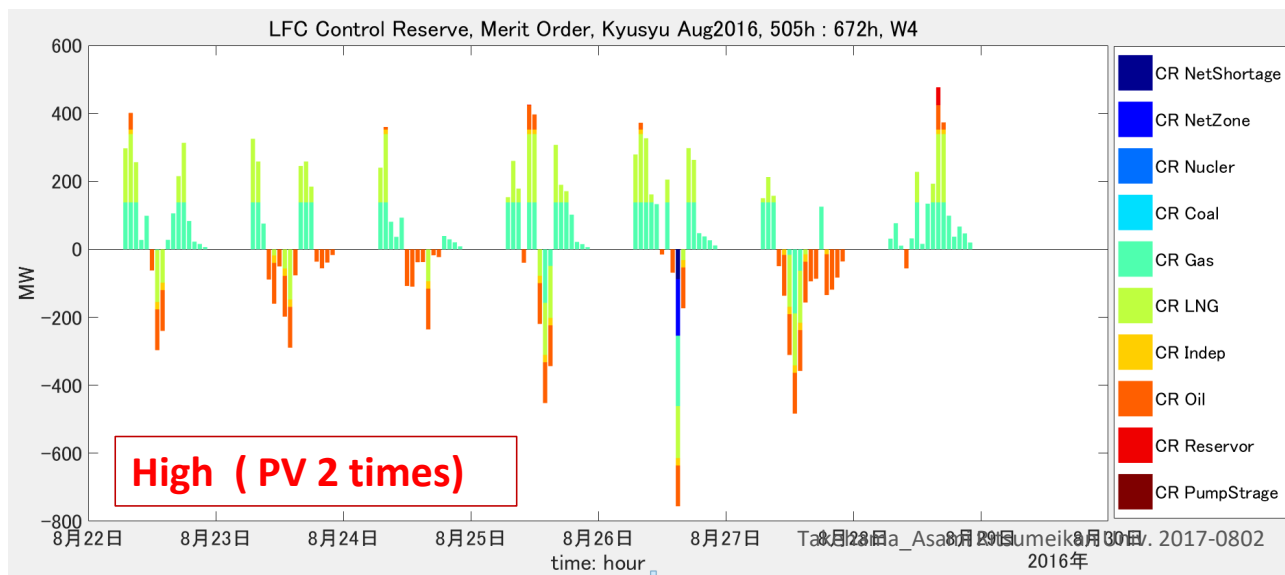
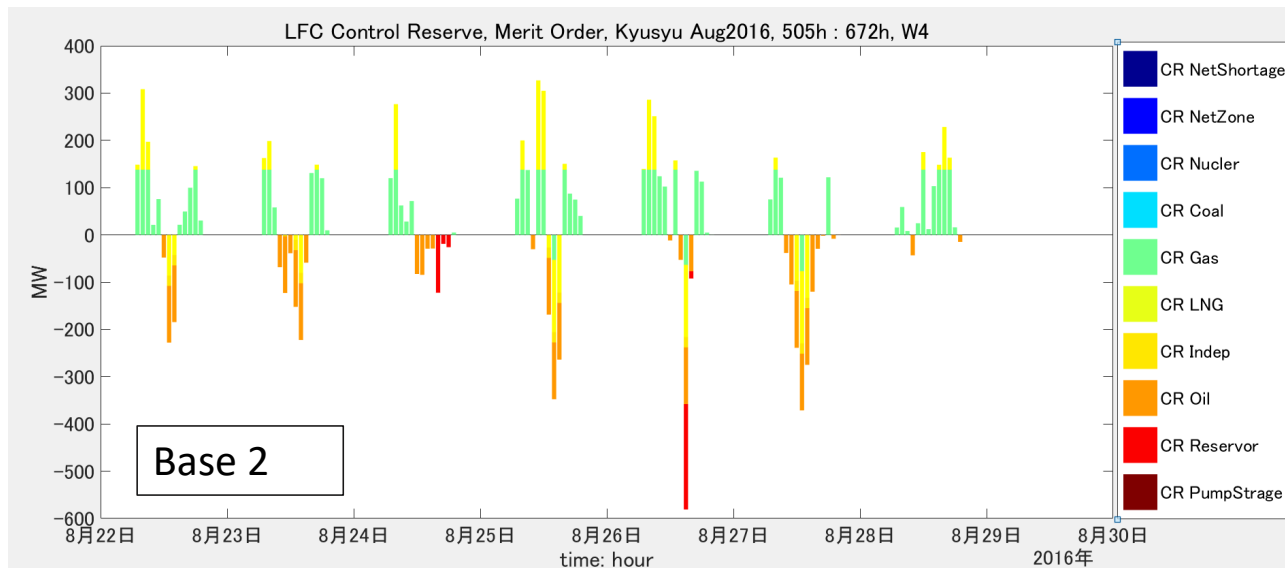
High Scenario, PV Capacity 2 times from 2016.

Nuclear Zero GW, Interzone Control Reserve Activated.

Pumped-Storage: 35% PV Power is Pump-Up in daytime (PV Pump-Up). Generation mode in the evening.

九州電力管区の電力需給解析（太陽光2倍、太陽光の揚水汲み上げ、地域間送電の場合）



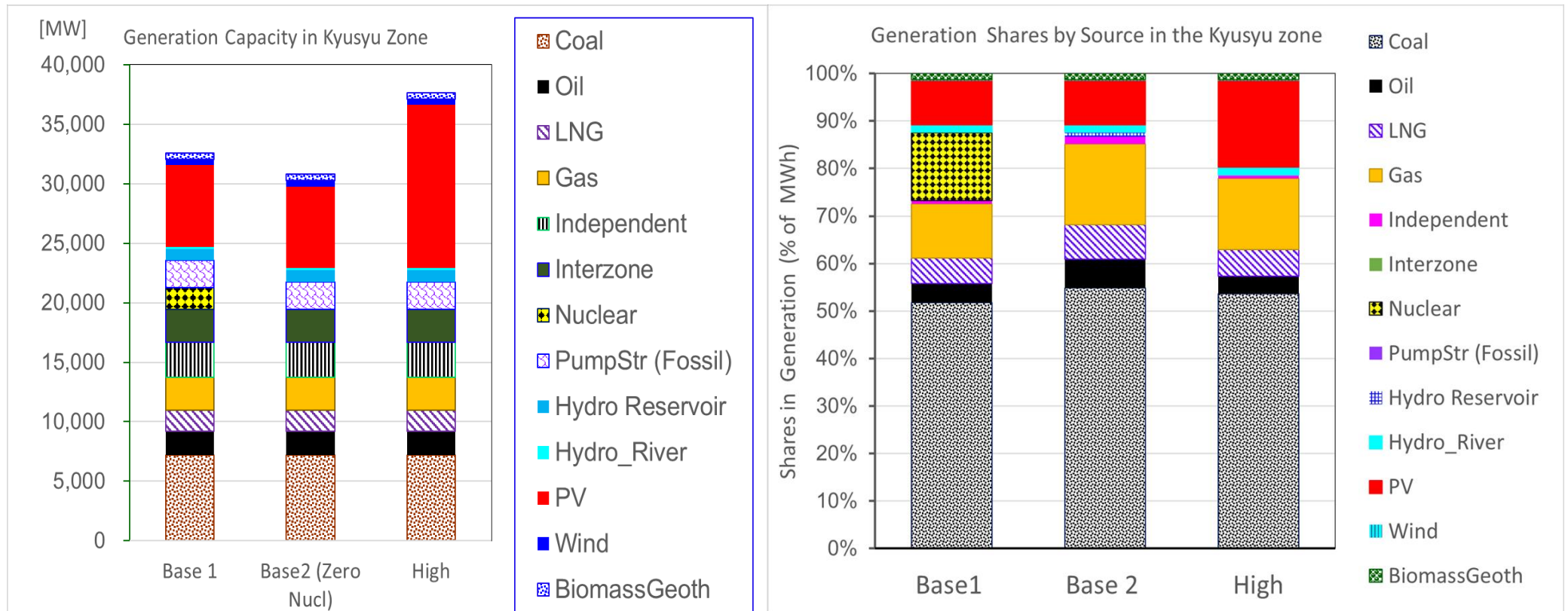


- High Scenario (PV 2 times, 35% PV Pumped Up)
 - Due to large amount of PV feed in, availability of Negative Control Reserve becomes tight.
 - Control reserve activation through Interzone Exchange becomes necessary.

出所) 竹濱朝美、歌川学による共同研究

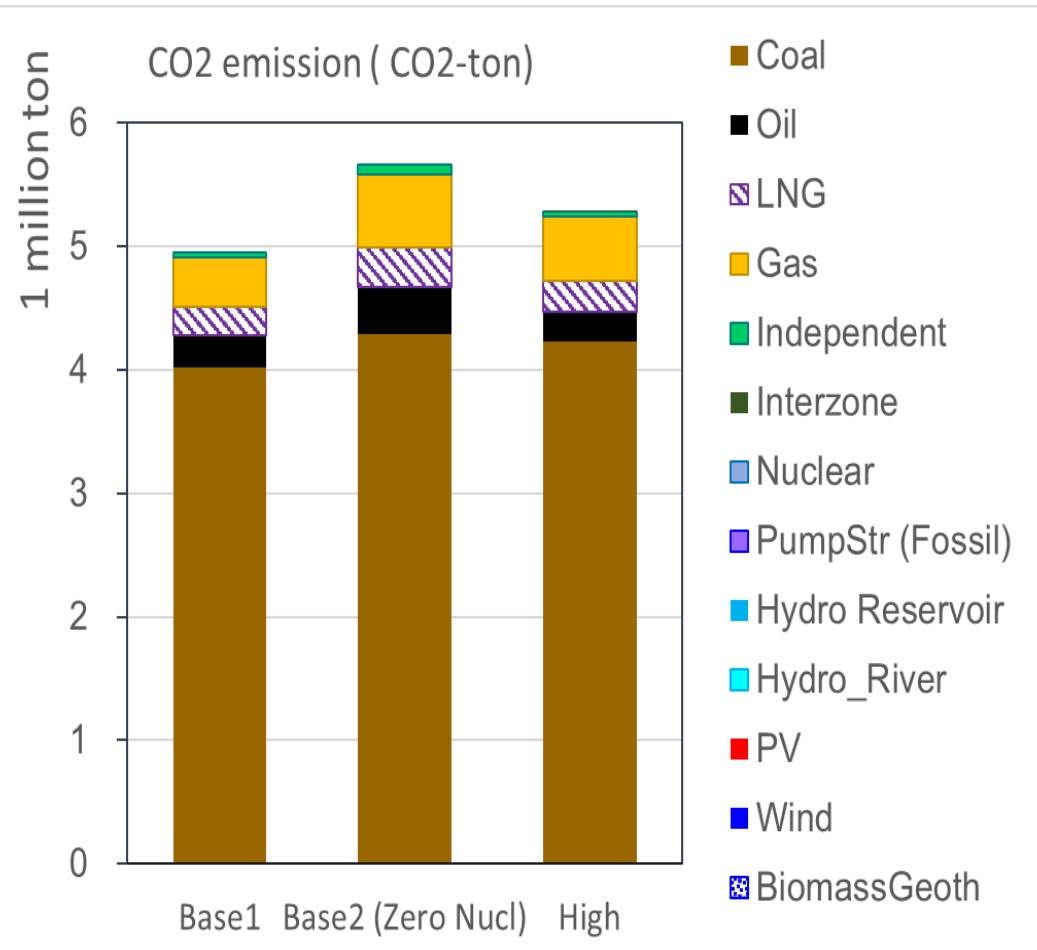
Results of Base 1, Base 2 (Zero Nuclear), High scenarios.

Due to PV capacity 2 times, Oil and LNG generation (MWh) have decreased.



出所) 竹濱朝美、歌川学による共同研究

CO2 emission has decreased by 7% in High Scenario, with compared to Base 2.
However, CO2 reduction from Coal has been stagnated.



CO2 share has decreased in High Scenario.
Oil, LNG, Gas generation have decreased.

	CO2 emission, [%]		
	Base1	Base2 (Zero Nucl)	High
Coal	81%	76%	80%
Oil	5%	7%	4%
LNG	5%	6%	5%
Gas	8%	11%	10%
Independent	1%	1%	1%
Interzone	0%	0%	0%
Nuclear	0%	0%	0%
PumpStr (Fossil)	0%	0%	0%
Hydro Reservoir	0%	0%	0%
Hydro_River	0%	0%	0%
PV	0%	0%	0%
Wind	0%	0%	0%
BiomassGeoth	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

- ・ご清聴ありがとうございました