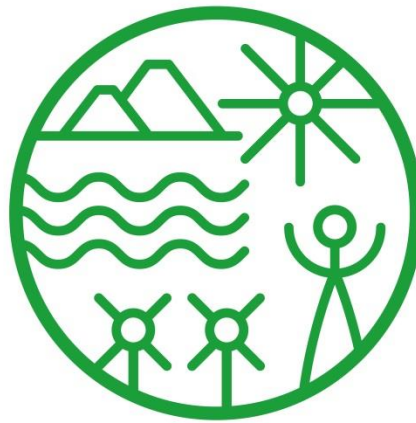




自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

自然エネルギーの導入拡大に向けた 柔軟な系統接続運用

自然エネルギー財団 上級研究員 分山達也



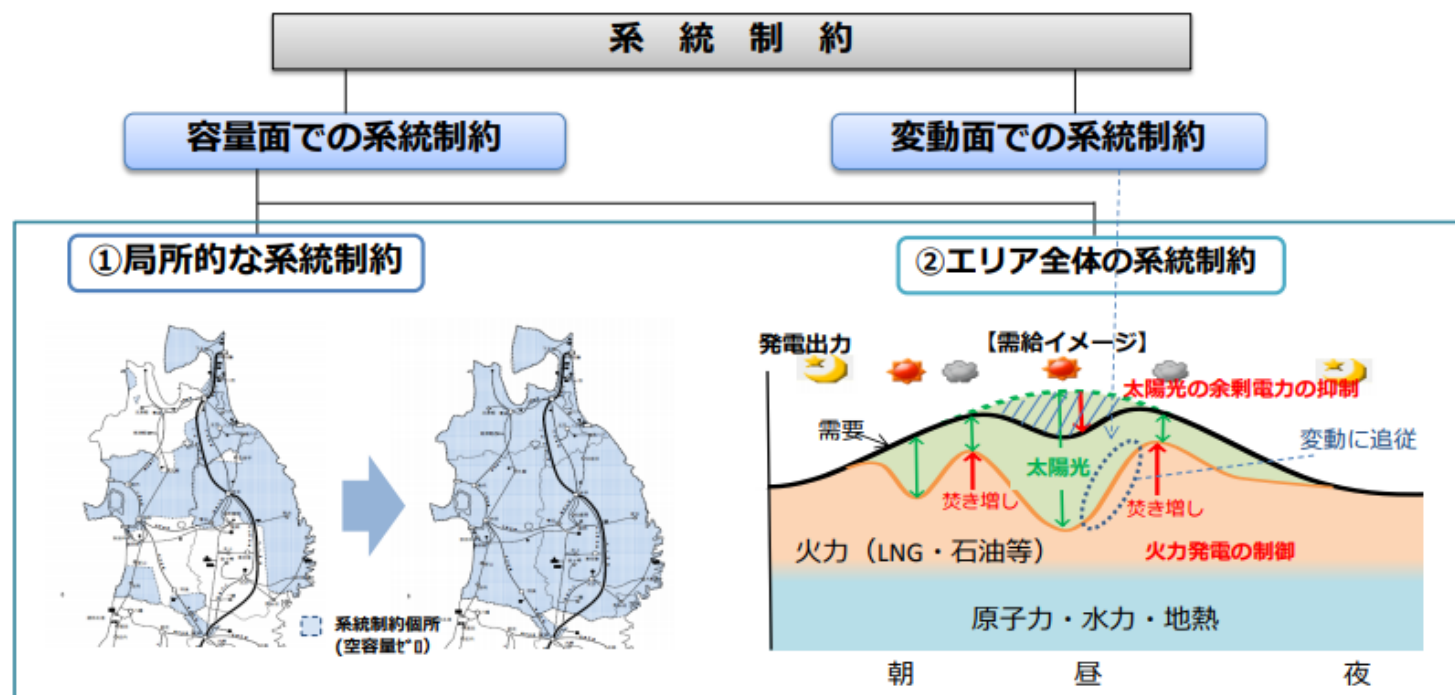
- 系統制約の種類
- 地域内系統の空容量
- 地域内系統の空容量と実際の潮流状況
- これまでの系統接続の考え方
- 従来の系統接続の課題

系統ワーキンググループ(第11回)資料より引用

系統制約の種類について

34

- 系統制約は、容量面での系統制約と変動面での系統制約に大別される。
- 容量面での系統制約は以下の2種類が存在。
 - ①局所的な系統制約 : 連系のために送電線の増強が必要
 - ②エリア全体の系統制約 : 需給一致のために余剰電力の出力制御が必要
- 変動面での系統制約 : 太陽光・風力の出力変動に追随するため、調整力の拡大が必要

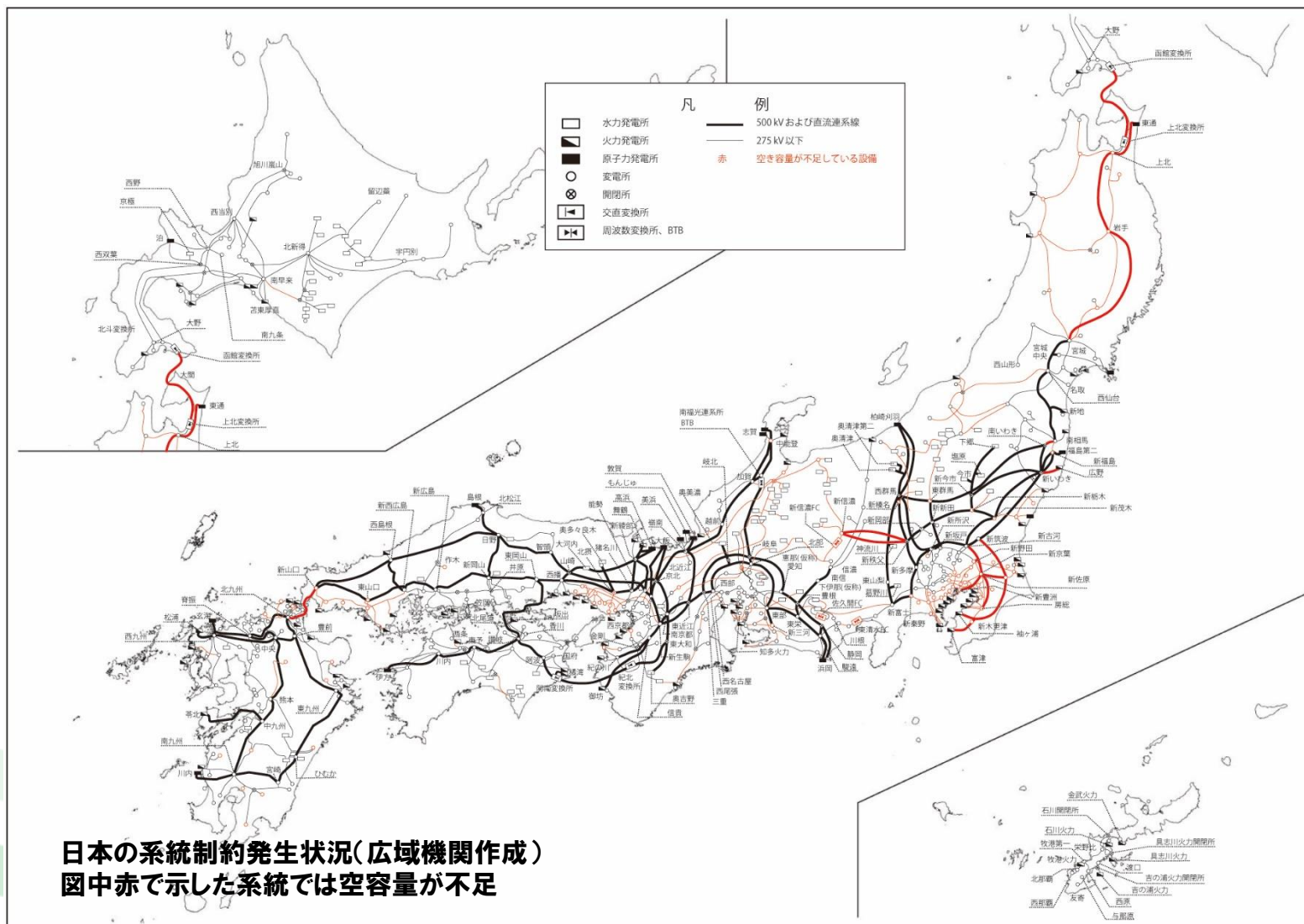


地域内系統の空容量不足



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 例えば、北東北地域では、上位系統(500kVや275kV)の空容量が不足している。空容量が不足する地域では、系統の増強が必要となり、接続の遅れ、追加の費用負担が必要となる。



地域内系統の空容量不足と潮流状況



- 例えば、北東北地域では、上位系統(500kVや275kV)の空容量が不足している。
- その一方で実際の潮流は少ないという指摘もある。

電圧 (kV)	線路名	空容量 (MW)
500	0001線	0
500	十和田幹線	0
500	北上幹線	0
500	青葉幹線	16
500	宮城中央支線	16
500	常盤幹線	16
500	0007線	16
500	相馬双葉幹線	0

電圧 (kV)	線路名	空容量 (MW)
275	0101線	0
275	北青幹線	0
275	北奥幹線	0
275	北部幹線	0
275	0105線	0
275	五戸幹線	0
275	秋盛幹線	0
275	0109線	0
275	早池峰幹線	0
275	0111線	0
275	水澤幹線	0

■ 需要のピーク時でも利用率は著しく低い
— 2016年夏の最大実績時(8月5日15時)の潮流と容量 —

送電線 No.	送電線名	潮流方向 (正方向)	15時潮流 (MW)	運用容量 (MW)	利用率 (%)
1	十和田幹線	上北 → 岩手	-192	9,872	3.9
2	北上幹線	岩手 → 宮城	-321	9,872	6.5
5	北青幹線	上北 → 青森	-56	2,364	4.7
6	北奥幹線	能代 → 青森	381	2,364	32.2
7	北部幹線	上北 → 岩手	15	1,808	1.7
8	大淵幹線	能代 → 秋田	128	3,472	7.4
9	秋盛幹線	秋田 → 雫石	306	1,320	46.4
10	岩手幹線	雫石 → 岩手	290	1,320	43.9
11	秋田幹線	秋田 → 羽後	212	1,320	32.1
12	早池峰幹線	岩手 → 水沢	40	1,492	5.4
13	奥羽幹線	羽後 → 宮城	64	1,320	9.7
14	水沢幹線	水沢 → 宮城	-160	1,320	24.2

(注) 15時潮流の-は逆方向の潮流。利用率は潮流の向きを考慮しないで算出。運用容量は2回線の送電線の設備容量値
(出所) 電力広域的運営推進機関ホームページ掲載データを基に作成

平均利用率: 18.2

出典: 週刊東洋経済2017年9月30日号より。

1. 系統接続における基本的な考え方は「先着優先」

- 旧ESCJの整理では、新たな発電設備の系統アクセスの際には、既存の設備の存在を前提として、既存契約分に制約が生じないように接続検討が行われる。

2. ファーム接続(firm connection)

- 一旦接続された電源は、基本的に最大出力での発電が可能であることが保証される。言い換えると、事故などを除いて、系統の混雑などによって、出力を下げることを求められることはない。

3. 最過酷状況を許容できる系統設備

- 系統条件が最も厳しい断面(最過酷断面)で熱容量超過が起きないように接続や増強が検討される(電源構成、需要、系統構成など)。

4. 系統増強

- 接続ポイントにおいて、空容量が不足する場合は、系統増強が必要となる。

1. 先着優先で既存電源の最大出力での系統利用を保証

- 既存電源による系統利用の空抑えが生じ得る仕組みとなっている。
- 空抑えによって、空容量が減少し、新規の接続がより困難になっている可能性がある。

2. 最過酷断面でも既存設備のファーム接続が可能な系統整備

- 先着優先を維持しながら、発生頻度の少ない最過酷断面でも許容可能な系統整備が行われる。
- 非常に保守的な接続可否の判断となり、過剰な系統整備を招く恐れがある。

3. 系統増強を前提とした系統混雑対策

- 系統運用(電源制御等)を考慮せず、系統増強によって混雑を緩和する。確実に混雑を回避できるが、系統増強費用負担が大きくなる。
- 技術的には、電源制御など系統運用によって、系統増強を避けることも可能

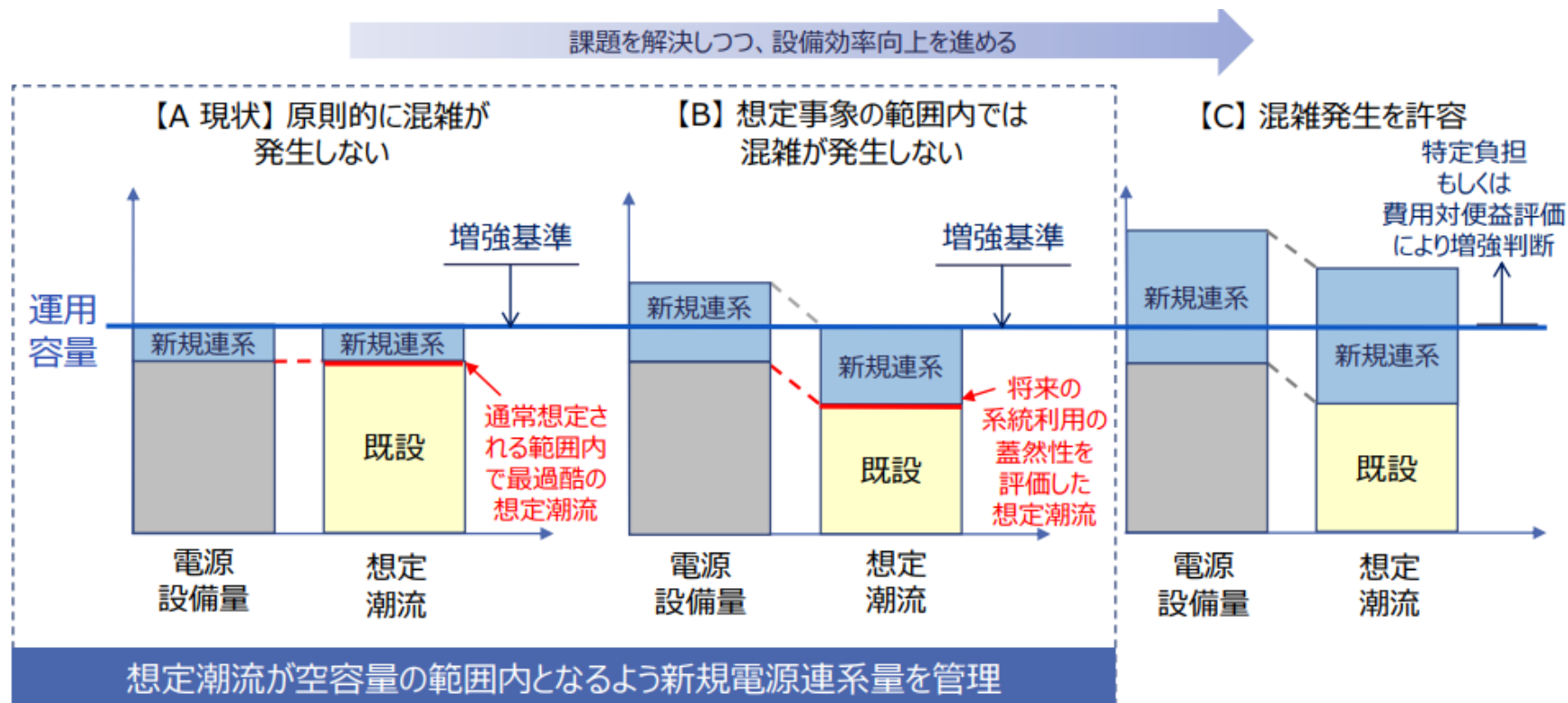
- 広域系統長期方針
- 設備形成の考え方の移行
- B基準への移行にあたっての影響
- C基準への移行の考え方
- 東北北部の系統状況の改善対策

広域系統長期方針(今後の方向性)



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

広域系統長期方針より引用



流通設備効率

系統混雑(出力調整)*の頻度

*想定潮流が運用容量を超える場合は混雑処理

第25回広域系統整備委員会資料より引用

(参考) Bの基準、Cの基準に関する取組の整理

61

第25回広域系統整備委員会資料より

	【Aの基準】 接続前に容量 ベースで設備形成	【Bの基準】 接続前に潮流ベースで設備形成				【Cの基準】 接続後、費用対便益 に基づき設備形成
運用 制約	原則、接続後の電源制約なし (マネージ不要)		コネクト&マネージ			
			事故時のマネージ※1	平常時のマネージ		
取組	—	想定潮流の 合理化	N－1 電制	出力抑制条件付き 電源接続	既存電源を含めた 混雑処理スキーム	
内容	—	想定潮流の合理化・ 精度向上 〔 ・電源稼働の蓋然 性評価 ・自然変動電源の 出力評価 〕	N－1 事故発生時に、 システムにて瞬時に電 源制限（電制）を行 うことを条件に運用容 量を拡大	事業者の合意の上、 系統制約時の出力 抑制を条件に新規 電源接続を認める	新規電源の接続を認 め、既存電源を含めた 混雑処理を行う	
				ただし、事業者 による選択あり		
設備 増強	想定潮流が運用容量超過で増強			同左	主に費用対便益 評価により増強	
混雑 処理	(平常時)	—	新規電源抑制		既存電源も含めた 出力抑制	
混雑 頻度	(平常時)	原則なし		低～中	中～高	

※1 現行の基準(Aの基準)でも事業者の合意の上、N-1 事故時に給電指令により出力抑制を行う場合がある
東北北部地域の電源接続案件募集プロセスで、流通設備の増強工事が完了するまでの間の電源制御
による暫定的な措置は、これに該当

第26回広域系統整備委員会資料より引用

2-1-5. 個別系統の想定潮流の合理化等における前提条件のまとめ

24

前提条件		検討ステップ①（エリア全体での出力評価）	検討ステップ②（個別系統での出力評価）
電源	稼働順	・燃種ごとのメリットオーダー順に稼働 (LNGはConv, CC, ACC, MACCの4種類を考慮)	・同左
	火力 補修停止	・需要断面に応じたエリア全体の補修停止を考慮	・個別系統の実態を踏まえた補修停止を考慮
	その他 考慮事項	・マストラン電源・BOG制約等による運転制約がある電源等は、メリットオーダーの考え方から除外し、稼働で扱う	・同左 ・個別系統の潮流実績を踏まえ、必要により再エネ等を含めて一体的に評価
	原子力	・契約申込電源は稼働扱いを基本として、補修停止を考慮	・最大出力
	水力	・安定的に見込める供給能力（L5等）	・最大実績相当
	太陽光 風力	・安定的に見込める供給能力（L5）※	・最大実績相当（具体的には「（2）自然変動電源の出力評価方法」の検討による）
	地熱 バイオマス	・最大出力	・同左
	連系線	・広域メリットオーダーの考え方をもとに、当該の需給断面での潮流を想定	—

※L5供給力〔電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン：資源エネルギー庁〕

- ◆風力：エリア内の風力発電の供給能力は、過去の発電実績が把握可能な期間について、水力の評価手法と同様に、最大需要発生時（月内は同一時刻）における発電実績の下位5日平均値により評価する。
- ◆太陽光：エリア内の太陽光発電の供給能力は、過去20ヶ年の最大3日電力発生時における発電推計データ（計60データ）から、水力の評価手法を参考に下位5日平均値を算出し、これより自家消費分（算定対象期間は直近の5年間）を減じて評価する。

第26回広域系統整備委員会資料より引用

流通設備効率の向上に向けた当面の取組について

4

■ 今後、コネクト&マネージに関する以下の取組について検討を進めていく。

取組	想定潮流の合理化	コネクト&マネージ	
		N - 1 電制 (N - 1 故障時瞬時電源制限)	ノンファーム型接続 〔 平常時出力抑制条件付き 〕 電源接続
運用 制約	原則、マネージなし	N - 1 故障（電力設備の単一故障）発生時に電源制限	平常時の運用容量超過で電源抑制
設備 形成	・接続前に空容量に基づき接続可否を検討 ・想定潮流が運用容量を超過で増強		・事前の空容量に係わらず、新規接続電源の出力抑制を前提に接続 ・主に費用対便益評価に基づき増強を判断
取組 内容	想定潮流の合理化・精度向上 ・電源稼働の蓋然性評価 ・自然変動電源の出力評価	N - 1 故障発生時に、リレーシステムにて瞬時に電源制限を行うことで運用容量を拡大	系統制約時の出力抑制に合意した新規発電事業者は設備増強せずに接続
混雑 発生	（平常時）なし	（平常時）なし	（平常時）あり
	（故障時）あり ⇒電源抑制※ ¹ で対応	（故障時）あり ⇒電源制限※ ² で対応	（故障時）あり

東北北部の系統状況の改善に向けた対応

16

- 新規電源の系統連系申込みにより、**東北北部**（北部3県（青森、岩手、秋田）及び宮城北部）の**系統の空き容量がゼロ**に。
- 系統状況の改善に向け、発電事業者の**共同負担スキームによる系統の増強**（昨年10月13日に電源接続案件募集プロセスの開始公表）や、**当面の電源の連系可能量を拡大**する等の対応を行う。

＜東北北部エリアの系統状況＞

＜対応案＞



図1 平成28年4月28日付公表



図2 平成28年5月31日付公表

① 共同負担スキームによる系統の増強

- 共同負担に参加する事業者を公募（電源接続案件募集プロセス）したうえで、増強規模・費用・期間等を決定し、系統を増強

② 増強工事完了までの措置

- 系統増強工事には長期間を要するため、系統事故等の必要時には電源制限（出力の抑制）を可能とする条件で暫定的に接続を行う。

1. 現状の系統接続ルール(A基準)では設備利用率が低下する可能性があり、設備利用率向上が課題
2. B基準(想定潮流導入)によって、空容量が拡大する可能性がある
→新規接続に伴う系統増強が回避できる可能性。空いた容量をどう使うか。
3. C基準(コネクト&マネージ)の導入によって、系統混雑リスクを系統運用(電源制御)で回避する方法が導入される。
→理論的にはB基準から、さらに増強なしに接続できる量が増加する。
→まずは新規接続設備の電源制御(事故時→平常時)から
(東北のケース、しかし増強は必須条件)。
→電源抑制の順位、補償をどのようにするか。
→さらに既存電源の電源制御への移行。
→既存電源を含めた、電源抑制の順位、補償の在り方。
4. 電源制御が頻出する場合は、系統増強となる。
→系統増強にふみきる判断基準の整理(費用便益評価)
→現状の電源線募集プロセスとの兼ね合いは。

- ・ 系統が混雑(空容量の不足)すると、系統増強が必要となり、長期の工事と系統負担金が必要となるという課題は、日本と共通である。
- ・ しかし、欧州では、電源制御(C基準相当)によって系統容量を上回る電源の接続を行っている。

1. ドイツの系統混雑と系統接続

2. 英国の系統混雑と系統接続

3. 欧州の系統増強スキーム

- 系統混雑と再給電(Redispatch)
- 系統混雑管理の階層構造
- 出力抑制量
- 混雑管理(再給電・出力抑制)コスト
- ダイナミックラインレーティング

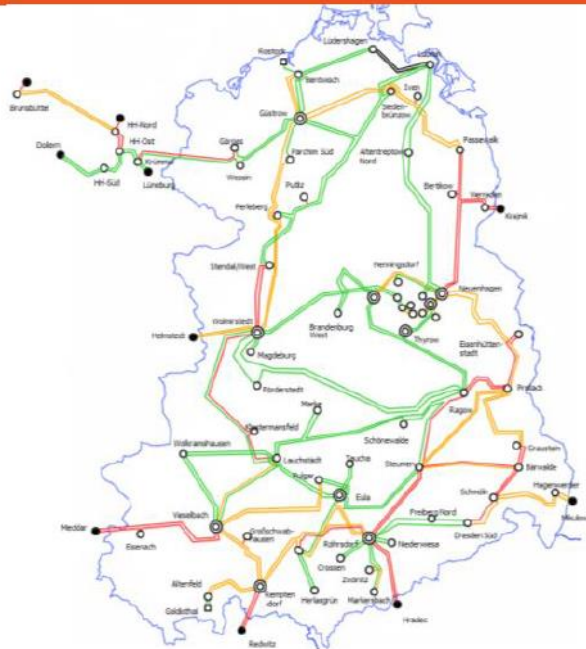
ドイツの系統混雑と再給電(Redispatch)



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 例えばドイツでも、地域内系統の混雑(空容量不足)が発生している。しかし、ドイツでは系統混雑発生時にも新規の発電設備の接続を維持している。
- ドイツでは、地域内系統の混雑発生時に、火力発電の再給電(Redispatch)や太陽光発電や風力発電の出力抑制を実施することで、混雑を解消している。

2014



Load ≤ 50% Load ≥ 70%
50% < Load < 70% No Values

通常

北部で風力発電出力の増加

北から南への送電の混雑の発生

南部の需要家が電力を受け取れない

出力抑制や再給電の実施

系統運用者が系統混雑解消のため、北部の火力や風力の電力を抑制

南部では、北部で減らした発電量を南部の発電所から代替

ドイツにおける再給電の実施の考え方

出典: 下記を基に財団作成

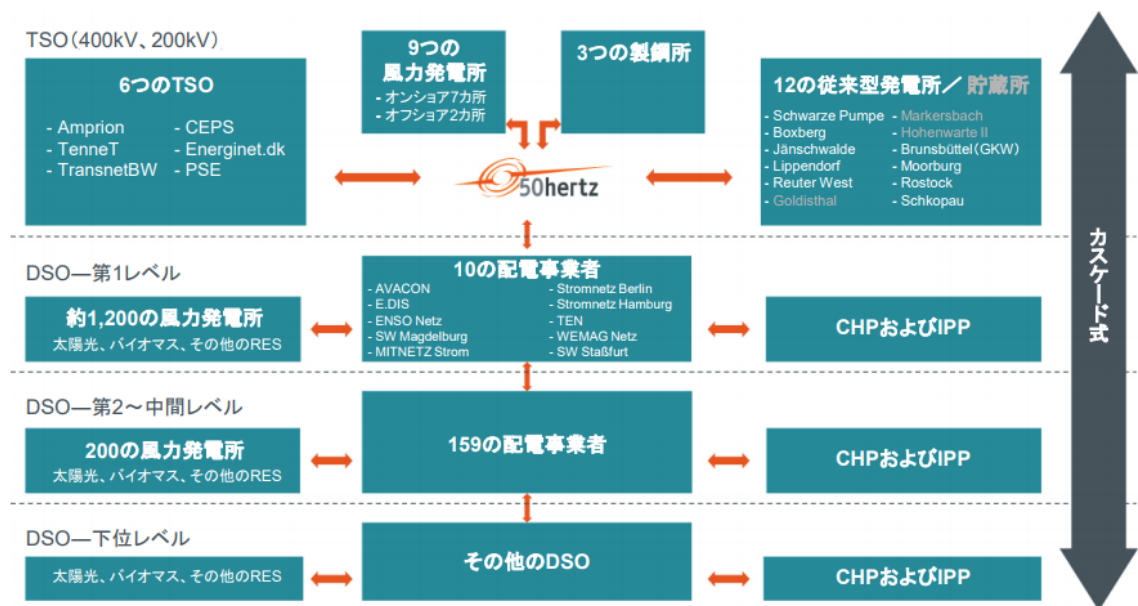
<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/re-dispatch-costs-german-power-grid>

ドイツ50Hertz地域における系統混雑状況

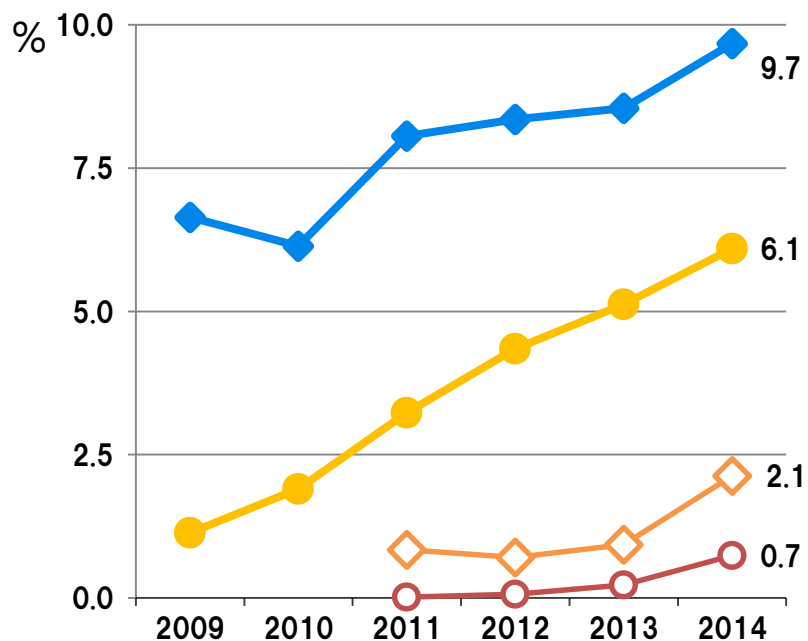
出典: 50Hertz発表資料より

情報交換のプロセス(50ヘルツの例)

- ほとんどの風力／太陽光発電がDSOに接続
- 多層にわたるDSOの構造
- 調整のためのコミュニケーションとデータ交換はカスケード構造で組織される



- ・ドイツでは、出力抑制は主に系統混雑解消のために実施されている。
- ・出力抑制のルールでは、まずエネルギー事業法(EnWG法)に基づき火力などの従来型発電に対する出力制御などを実施する。それでも送電線の混雑が解消しない場合、再生可能エネルギー法(EEG法)によって再生可能エネルギー発電設備を有償で抑制する。



◆ 電力消費における風力比率 ● 電力消費における太陽光比率
◇ 風力発電の出力抑制比率 ○ 太陽光の出力抑制比率

表 ドイツにおける再給電措置実施時間

管轄TSO	時間
Tenne T	5000
50Hertz	3230
Transnet BW	119
Amprion	104

出典: BNetzA, Monitoringbericht 2015

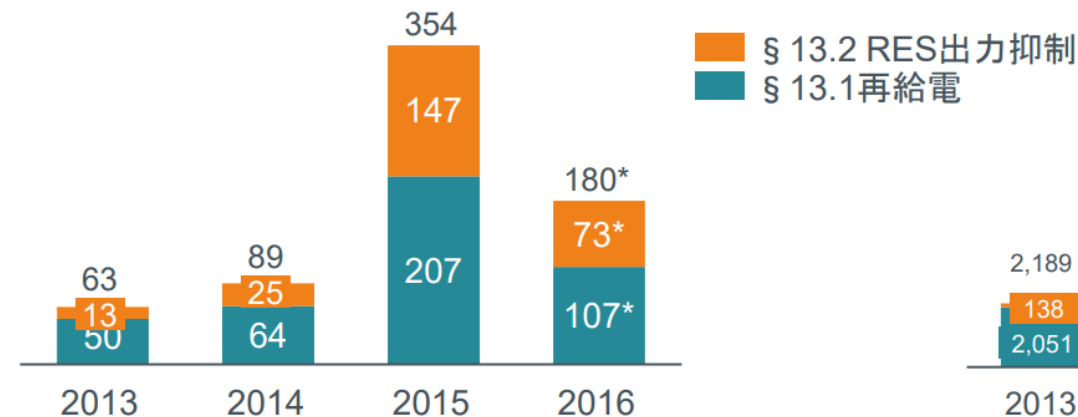
なおドイツ全体では2014年に再給電のコストとして1億8670万ユーロを要している。

図 ドイツの太陽光発電・風力発電比率と出力抑制率

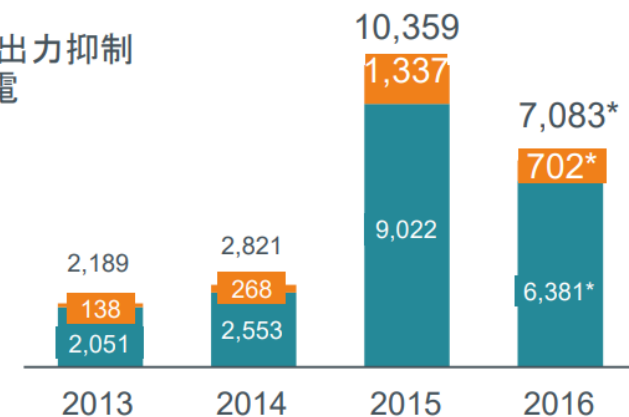
出典: AGE B Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 – 2014_ (11/25/2015) and Bundesnetzagentur Monitoring Bericht 2010–2015より財団作成 ※電力消費量における太陽光発電と風力発電の比率

緊急時における従来型発電所とRESの完全な舵取り 電力システムの安定性:送電線の過負荷を防ぐ介入

給電発電所変更およびRES出力抑制の費用
単位:百万ユーロ



給電発電所変更およびRES出力抑制の量
単位:GWh

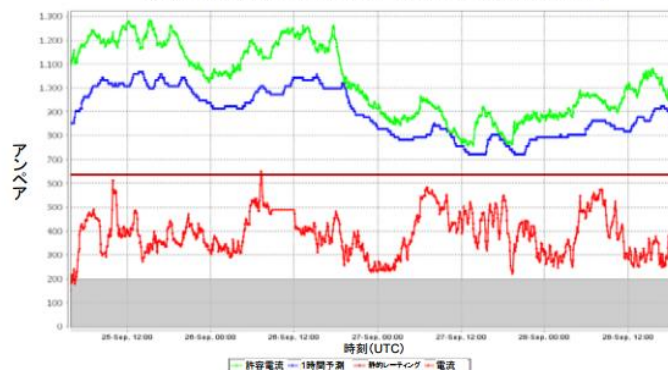


出典:50ヘルツ、2016年12月31日現在(暫定値—確定値は2017年8月31日発表予定)

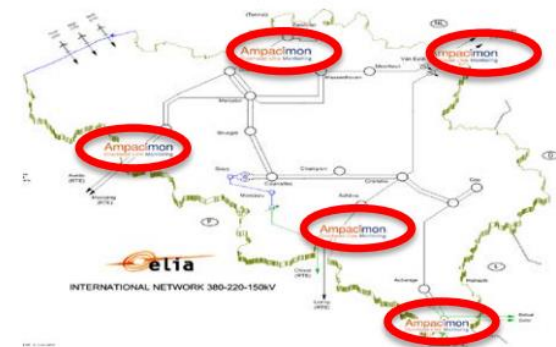
2016年の給電発電所変更とRES出力抑制の費用は、前年に比べ大幅に減少した

技術イノベーション|ダイナミックラインレーティング DLR

送電線許容電流と予測—エリア_150.15送電線
期間:2012年9月1日T00:00:00.000Z~2012年9月30日T00:00:00.000Z



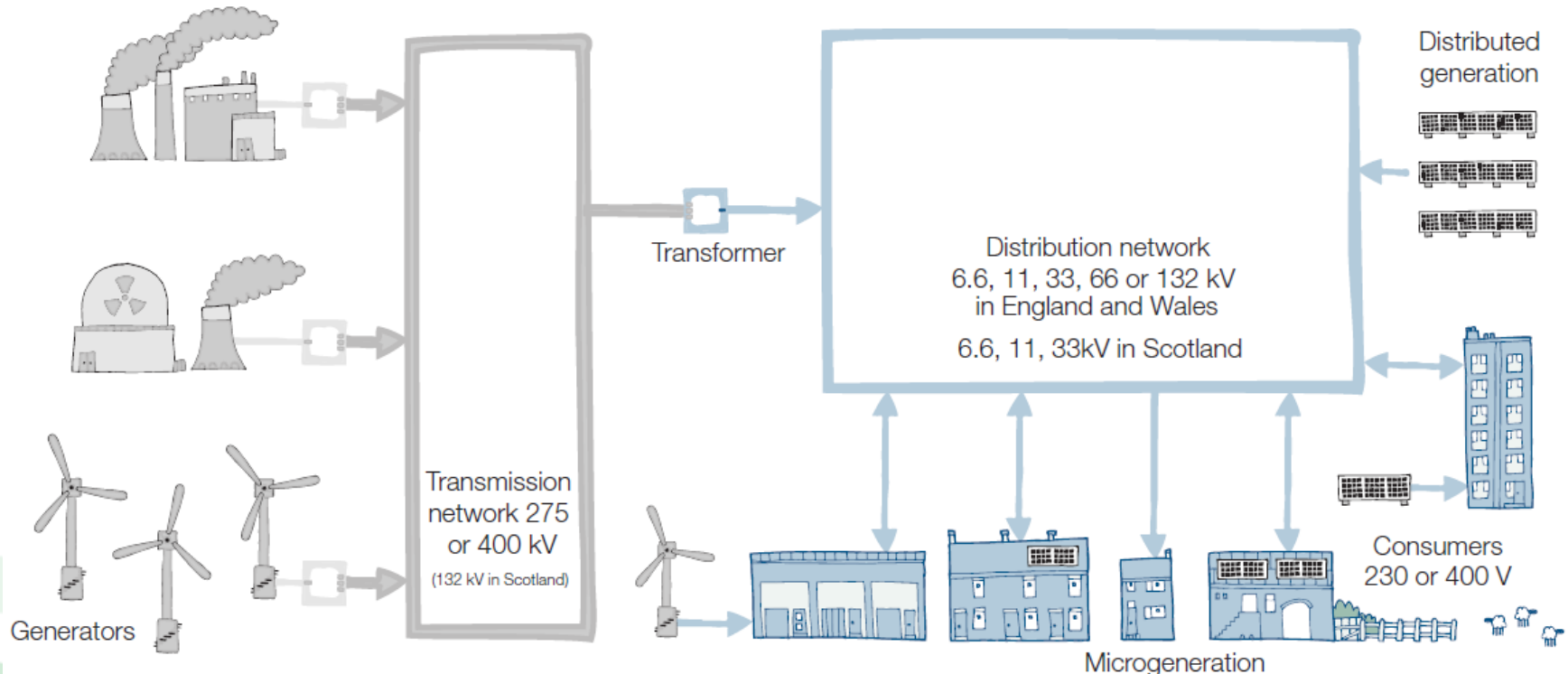
リアルタイム監視用AMPACIMON



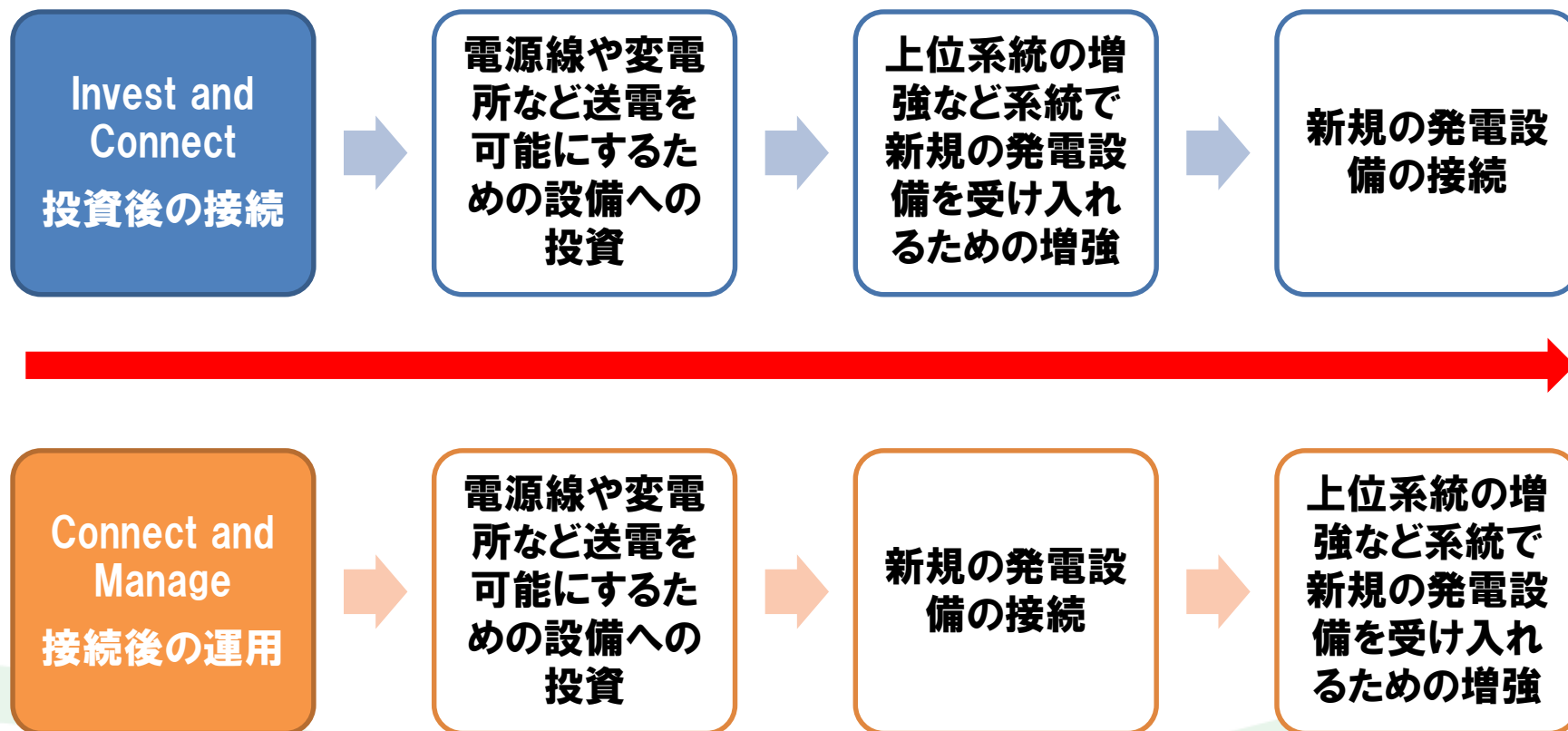
送電線	許容電流 平均利用率	許容電流利用率 P90	許容電流利用率 P95
380.11.V Herderen-Van Eyck	+ 43%	+ 30%	+ 25%
380.23 Meerhout-Van Eyck	+ 47%	+ 30%	+ 25%
380.25 Doel-Zandvliet	+ 106%	+ 74%	+ 68%
380.19 Achene-Lonny	+ 42%	+ 25%	+ 20%
380.80 Avelgem-Avelin	+ 44%	+ 27%	+ 22%

- 送電網接続と配電網接続
- 送電網接続(コネクト & マネージ)
- 市場を活用した混雑解消
- 配電網接続(フレキシブルコネクション)
- ICTの活用(Active Network Management)
- 配電網接続のポイント
- コミュニティパワー接続のポイント

- 送電網接続の増強回避(コネクト&マネージ)
 - 275 または 400 kV (スコットランドでは132kVも)
- 配電網接続の増強回避(フレキシブルコネクション)
 - 132kV以下



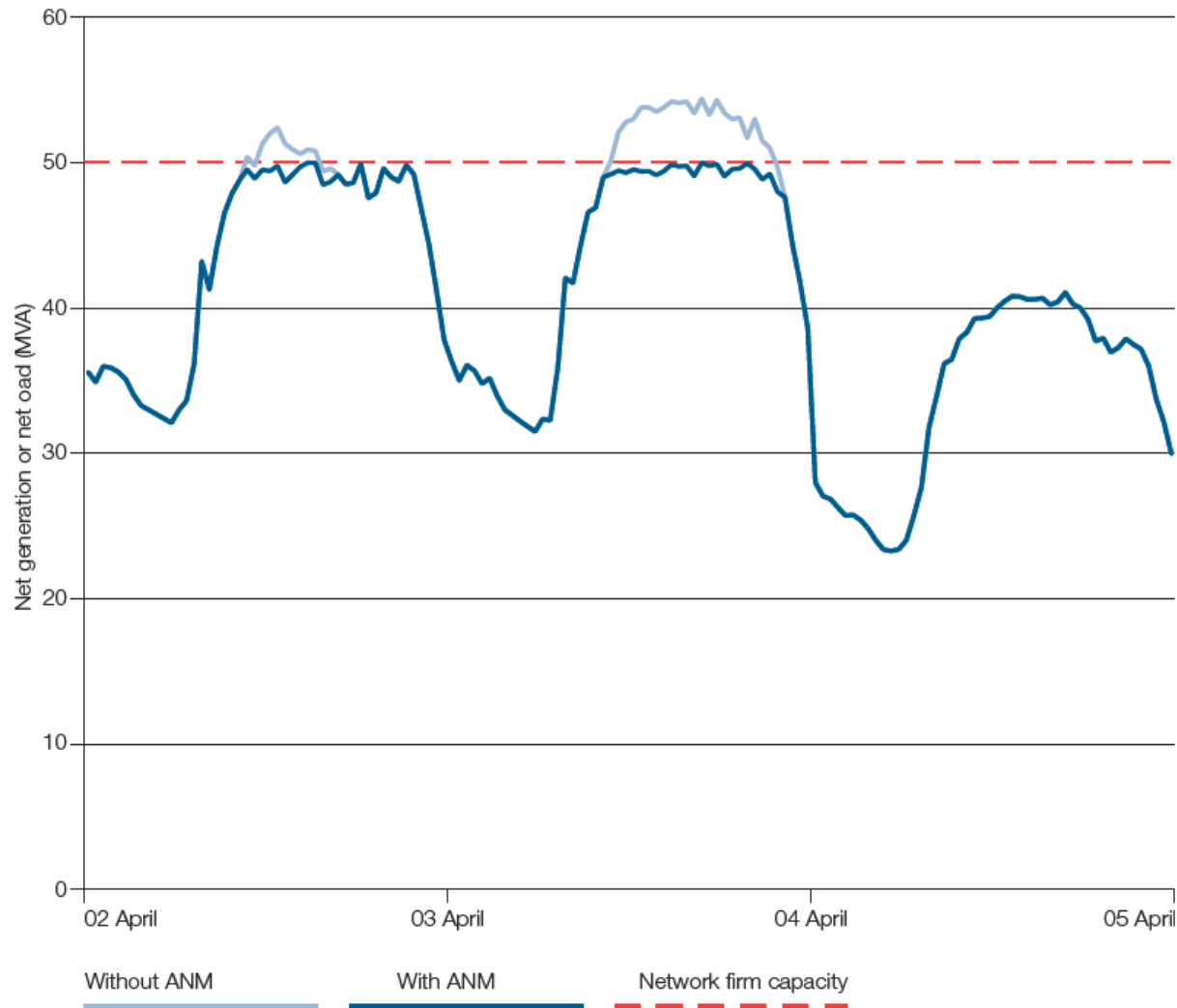
- 英国では2011年より、新たにコネクト&マネージ(Connect & Manage)という系統接続方針を導入している。新規の発電所の接続の申し込みがあり、系統増強が必要な場合にも、電源線の敷設のような系統接続に最低限必要な工事が完了していれば、既存系統の増強を待たずに接続可能となっている。



- 系統運用者であるNational Gridは市場(Balancing mechanism)から発電所出力の調整力を調達し、系統混雑の解消を行う。
- 例えば、英国では北部のスコットランドと南部のイングランド間で北部から南部へ送電を行う際に系統混雑が生じている。この解消のため、系統運用者は例えば供給側であるスコットランドで発電出力を低下させ、需要側であるイングランドで発電出力を増加させる。
- これらの調整力を市場から調達することで、系統混雑を解消している。
- 例えば、スコットランドで化石燃料を用いた従来型発電の出力を抑制する場合は、燃料コストを削減できるためNational Gridに対して削減できるコストを支払う入札が行なわれる(マイナスの入札が行われる)。風力発電の出力を抑制する場合は、燃料費はゼロとなるが、再生可能エネルギー証書制度など(ROC:Renewables Obligation Certificate)から得られるはずだったコストを代替するため、出力の抑制に対して費用を受け取る入札が行われる(プラスの入札が行われる)。
- このような入札の結果から、供給側で出力を抑制する電源は、まずガス火力や石炭火力となる。

- 配電網では、系統空容量が不足する際に、一時的に出力を抑制させることを前提として、系統増強の完了前に系統接続を可能とする。
- Timed
 - 週の特定の日や一日の特定の時間帯など発電が可能となるスケジュールを配電系統運用事業者と定める。
- Intertrip
 - 系統設備のリアルタイムのモニタリングにもとづいて、事故などの発生によって空容量が不足する際に発電出力を抑えることを条件として、接続を行う。
- Active Network Management
 - 系統設備のリアルタイムのモニタリングにもとづいて、接続した発電設備に対して、最大の送電可能量を割り当てる。

Figure 1 Using ANM to keep a network within its firm capacity



出典:Active Network Management good practice guidebookから引用,

http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf

- **接続工事への競争環境の導入**
 - 英国では、接続工事の一部に競争環境が取り入れられており、接続工事は配電事業者が行う競争事業(Contestable work)と非競争事業(Non-contestable work)に区分されている。
- **独立接続事業者(Independent connection Provider)**
 - 配電事業者以外に、独立の民間事業者に接続工事における競争事業の見積もりや接続方法の検討(フレキシブルコネクションなど)を依頼できる。
- **一般的に発電事業者は、接続する電圧レベルの一つ上位のネットワークの増強コストまでを負担する**

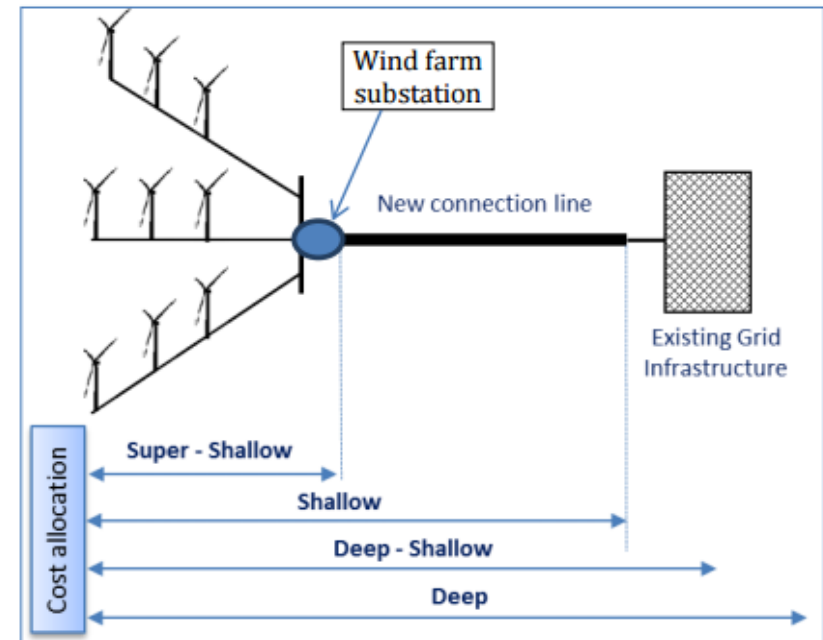
- **コミュニティパワー (Community Energy) の課題**
 - 立地制約、資金調達、系統接続における専門性、スピード、系統接続に要する系統増強(時間・コスト)
- **英国のコミュニティパワーの支援**
 - 前提:コミュニティパワーの戦略策定(Community Energy strategy)
 - スキーム:ジョイントベンチャー、地域への利益配分、土地の分割
 - ファンド:Rural or Urban Community Energy Funds
- **系統接続時の特徴的な取り組み**
 - 系統接続マニュアルの公開、系統容量マップの公開
 - 系統混雑の有無、増強の必要性の検討
 - ファンドや実証事業スキームの活用を検討

- 日本と欧州の系統増強費用負担
- 日本の基幹線増強費用の一般負担と特定負担
- 東北北部の系統状況の改善対策
- 10ヶ年ネットワーク開発計画

日本と欧州の系統増強費用負担

- 日本では連系線や系統接続時のネットワーク側の送配電設備費用は、系統運用者が負担して託送料などで回収される一般負担と、利用する事業者によって負担する特定負担に分けて負担される。欧州ではこれらは基本的に一般負担となる。日本の系統増強では、系統を利用する発電事業者の費用負担が大きい。

国	連系線の費用負担
日本	一般負担と特定負担 一般負担額には上限が設定され、欧州と比較して系統を利用する事業者の負担が大きい
欧州	原則として、一般負担 系統運用者(TSO)が負担し、託送料金で回収



Super-Shallow: Denmark, UK, Norway
 Shallow: France, Germany, Italy, Spain, Belgium and others
 Deep-Shallow: Hungary, **Japan**
 Deep: Sweden, Croatia, Estonia, Latvia, Lithuania

図 系統接続時の費用負担ルール

(参考3-3) 費用負担ガイドラインの概要

42

- 系統の増強に関する費用負担の考え方を整理した「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」を公表（2015年11月）。
- FIT電源については、これまで工事費負担金の全額が特定負担（再エネ発電設備設置者の負担）とされていたが、ガイドラインにより一般負担（受益に応じ特定負担）とすることとなった。
- 託送料金体系との整合性を確保する観点から、電源種別ごとの設備利用率に応じた一般負担の上限額を広域機関が指定・公表。

<費用負担ガイドラインの概要>

電源	増強対象	費用負担
全電源 共通	基幹系統	一般負担 ^(*1)
	基幹系統以外	一般負担及び特定負担 ^(*1,2)

(*1) 一般負担の上限額を超える部分は特定負担

(*2) 以下の観点から、特定負担及び一般負担とすべき額を算定

- ・設備更新による受益
- ・設備のスリム化による受益
- ・供給信頼度等の向上による受益

<一般負担の上限額（一部）>（広域機関ウェブサイトより）

電源種別	一般負担の上限額
バイオマス(専焼)	4.9万円/kW
地熱	4.7万円/kW
原子力	4.1万円/kW
石炭火力	4.1万円/kW
小水力	3.6万円/kW
陸上風力	2.0万円/kW
太陽光	1.5万円/kW

東北北部の系統状況の改善に向けた対応

16

- 新規電源の系統連系申込みにより、**東北北部**（北部3県（青森、岩手、秋田）及び宮城北部）の**系統の空き容量がゼロ**に。
- 系統状況の改善に向け、発電事業者の**共同負担スキームによる系統の増強**（昨年10月13日に電源接続案件募集プロセスの開始公表）や、**当面の電源の連系可能量を拡大**する等の対応を行う。

＜東北北部エリアの系統状況＞

＜対応案＞



図1 平成28年4月28日付公表



図2 平成28年5月31日付公表

① 共同負担スキームによる系統の増強

- 共同負担に参加する事業者を公募（電源接続案件募集プロセス）したうえで、増強規模・費用・期間等を決定し、系統を増強

② 増強工事完了までの措置

- 系統増強工事には長期間を要するため、系統事故等の必要時には電源制限（出力の抑制）を可能とする条件で暫定的に接続を行う。

10 年ネットワーク開発計画 (TYNDP)



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 欧州では、Trans-European Networks (TEN-E) strategyに基づき、欧州の統一電力市場実現に向けた系統整備が行われている。TYNDPでは必要な系統拡大計画のコスト便益分析を実施し、この結果を基に共通利益プロジェクト(Projects of common interest)が選定され、財政的な支援が行われている。



4.3 Main Bottleneck locations and typologies

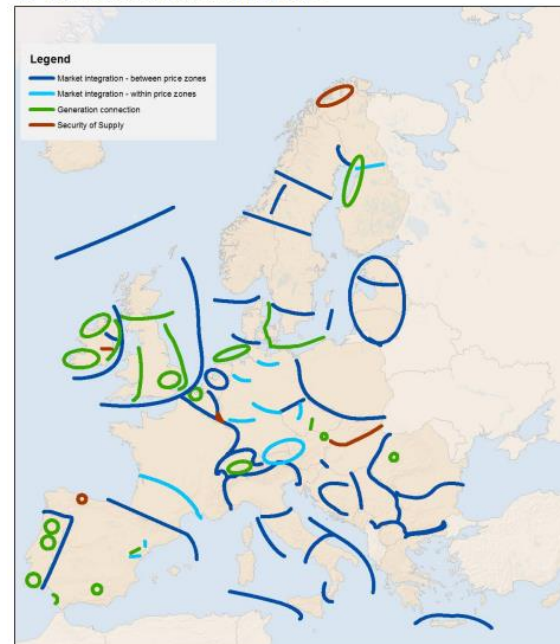
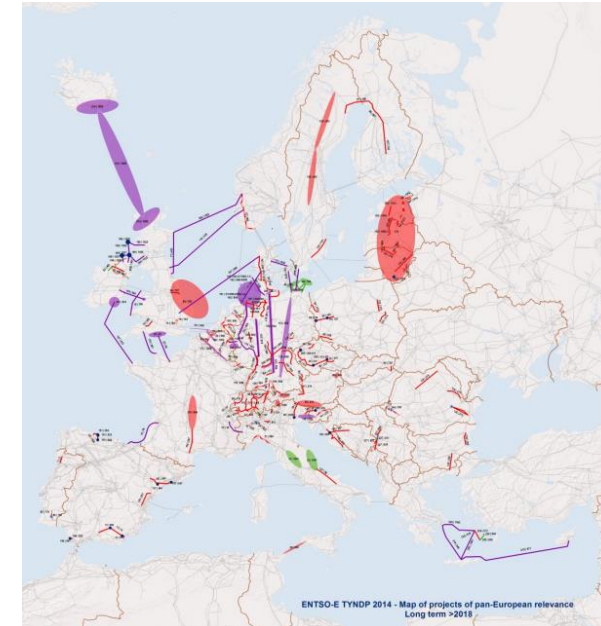


Figure 4-2 Map of main bottlenecks in the ENTSO-E perimeter



ENTSO-E TYNDP 2014 - Map of projects of pan-European relevance Long term >2018

主な系統混雑地域



Legend



長期計画事業(2019年以降)

出典: Ten-year Network Development Plan: TYNDP

<https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>

1. **C基準(コネクト&マネージ、系統混雑リスクを系統運用(電源制御)で回避する方法)はすでに欧州で実績がある。**
2. **欧州事例では、市場や入札を通して経済合理性があるものの火力等から系統混雑時の抑制を開始する。**
 - 日本で抑制順位をどのような合理性の観点から決定するか。
3. **欧州事例では、系統混雑解消のための出力抑制、再給電を補償している。**
 - 補償することで公平性を保って、効率的なものから抑制・再給電できる。
 - 出力抑制に協力する電源を、どのように調達するか(市場、入札)
 - 日本で補償する場合は、どの程度の年間補償費用が想定されるか。
4. **英国では、送電網と配電網の接続が区分された制度となっている。**
 - 日本でも送電網と配電網それぞれに合った接続制度設計が必要ではないか。
 - 英国ではさらに、上位系統の増強費用負担は、一つ上位の電圧レベルまで。
 - 小規模、コミュニティパワー電源の接続障壁を取り除く対策の必要性

5. 系統接続工事への競争の導入

- 英国では、接続工事の一部に競争を導入し、透明性・公平性の向上を図っている。
- 競争市場に、独立接続供給者(Independent connection Provider)が参入。

6. 最新技術の活用による接続可能性の拡大

- ベルギーではダイナミックラインレーティングにより、空容量を時期・時間で拡大。
- 英国ではアクティブネットワークコントロールによって、抑制量を自動化、最小化。

7. 欧州では、TSOが系統増強判断をおこない、費用は一般負担となる。

- 系統増強にふみきる判断基準の整理(費用便益評価)
- 系統増強費用負担の在り方の整理(負担と意思決定権の在り方)

1. 現状の系統接続ルール(A基準)では設備利用率が低下する可能性があり、設備利用率向上が課題
2. B基準(想定潮流導入)によって、空容量が拡大する可能性がある
→新規接続に伴う系統増強が回避できる可能性。空いた容量をどう使うか。
3. C基準(コネクト&マネージ)の導入によって、系統混雑リスクを系統運用(電源制御)で回避する方法が導入される。
→理論的にはB基準から、さらに増強なしに接続できる量が増加する。
→まずは新規接続設備の電源制御(事故時→平常時)から
(東北のケース、しかし増強は必須条件)。
→電源抑制の順位、補償をどのようにするか。
→さらに既存電源の電源制御への移行。
→既存電源を含めた、電源抑制の順位、補償の在り方。
4. 電源制御が頻出する場合は、系統増強となる。
→系統増強にふみきる判断基準の整理(費用便益評価)
→現状の電源線募集プロセスとの兼ね合いは。