

送電線利用の内外比較と 日本への示唆

平成30年1月29日

京都大学特任教授 内藤克彦

問題の六層構造

0 再エネの政策的位置づけ

我が国：電ガ部と省新部の政策の不統一。再エネ導入の国家戦略不在。
欧米：再エネ導入に関する国としての戦略に従い、各部署が統一的に行動。

1 再エネ接続の次元……コネクト

我が国：送配電管理者に接続に伴うグリッド増強費用の制度的手当てなし。
送電契約後の硬直的な送電運用。
グリッドキャパシティ満杯で接続拒否可能。
欧州：送配電管理者の接続に伴うグリッド増強費用回収ルール。
送電管理者の幅広い運用の幅＋最小発電コスト化の原則。
グリッドキャパシティ満杯等で接続拒否禁止。

2 送配電管理の次元……マネージ

我が国：既存発電の送電拒否原則禁止。旧来発電側の出力抑制拒否姿勢。
電線区間・変電所毎に契約最大値が同時に重なった場合の評価。
グリッド維持費とは別に個別に託送料を徴収。
欧米：送電管理者の再給電指令等権限。旧来発電の既得権廃止。全発電平等原則。
物理原則による送電配分。
各時刻毎の実需要、実発電がグリッド全体として収まるか時刻毎に評価。
グリッドに収まらない時の再給電指令等の送電管理者の調整権限。
公共的グリッド維持費として一律公平に「グリッド使用料」を徴収。
(ドイツでは全て一般負担)

3 配(集)電網拡充の次元……需要の少ない再エネ適地の資源活用

我が国:配電管理者に資源開発対応のためのグリッド増強投資の手当てなし。

増強経費は、都度個別にグリッド側が見積もり当該発電負担。

欧州:送配電管理者のエネルギー資源収集のためのグリッド増強積極投資の回収ルール。計画的な整備。

グリッド整備費としてKWH当たりグリッド使用料により広く公平に回収。

配電線・変電所の増強、変電所の双方向化の経費は、グリッド負担。

4 広域融通による需給マッチングの次元……広域的な需給管理

我が国:需給計画は各電力毎に作成。広域機関はとりまとめのみ。

各社の営業域を越えて大需要地において常時国内資源を活用できる体制となっていない。

日々の需給調整は基本的に各電力会社管内。

欧州:TSOの営業域を超えて広域の需給計画。調整力もTSOを超えて融通。

再エネ産地から大需要地に常時エネルギーを送るための広域需給管理システムができている。ENTSO-eなどの実効的な広域調整組織。

日々の需給調整もTSOの領域を超えて広域に処理。

5 広域融通によるエネルギー資源有効活用の次元……積極的な未開資源開発

我が国:送電線の無い遠隔地の再エネ資源開発のスキームがない。

欧州:EU、国家レベルの戦略に基づく、沖合の洋上風力などへTSOが送電線を設けるためのスキームがある。

1. 再エネの接続先……コネク트의改革

我が国では、……電線は私道……利用者全体の公共的負担ルール欠如

●接続に伴うグリッド増強の公共的負担のルールがないために ⇒

○再エネ接続点は電力会社との交渉により、電力会社から指示。風力発電等は、遠方の高圧変電所まで接続線を引き、高圧に昇圧して接続することをしばしば要求される。(グリッド増強を要さない遠方の高圧の地点を接続点として指定)

○再エネ接続に伴う、グリッド側のキャパシティ増強経費は、電力が見積もり再エネ側に請求。

○法律上、グリッド側のキャパシティ不足を接続拒否の理由とできる。

○大規模発電所等に接続される高圧送電線に係るグリッド増強経費は一般負担。配電グリッドに接続される中小分散電源は発電側負担。(公平性の欠如)

○余剰電力を上位グリッドに上げるための変電所双方向化経費も再エネ負担

欧州では、(TSO、DSOに対して)……電線は公道……利用者全体で公共的負担

●接続に伴うグリッド増強の公共的な負担のルールがあるので ⇒

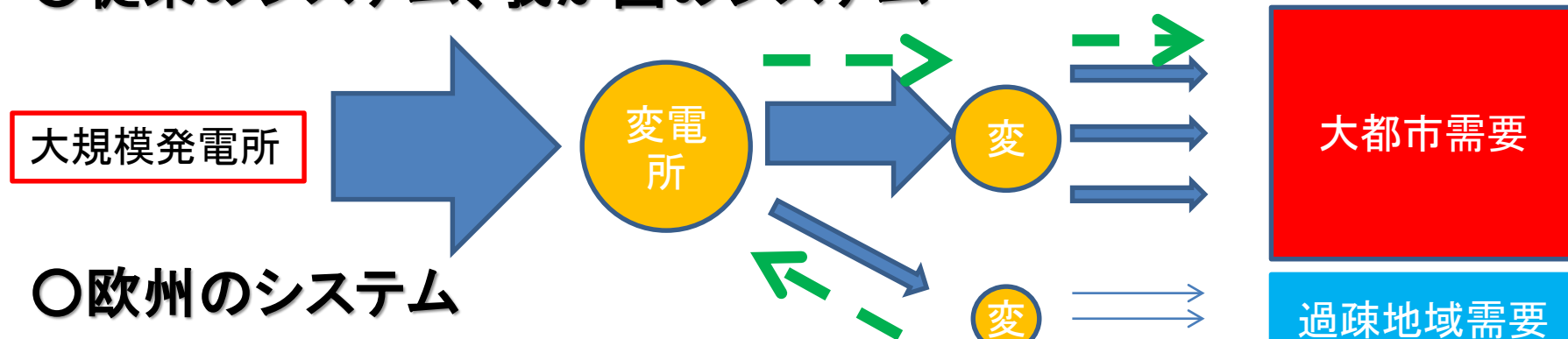
○再エネ接続点は、接続距離、接続電圧の点から再エネに最適な地点へ接続義務。

○グリッド側のキャパシティを増強しなければ接続できない時も接続拒否の禁止。

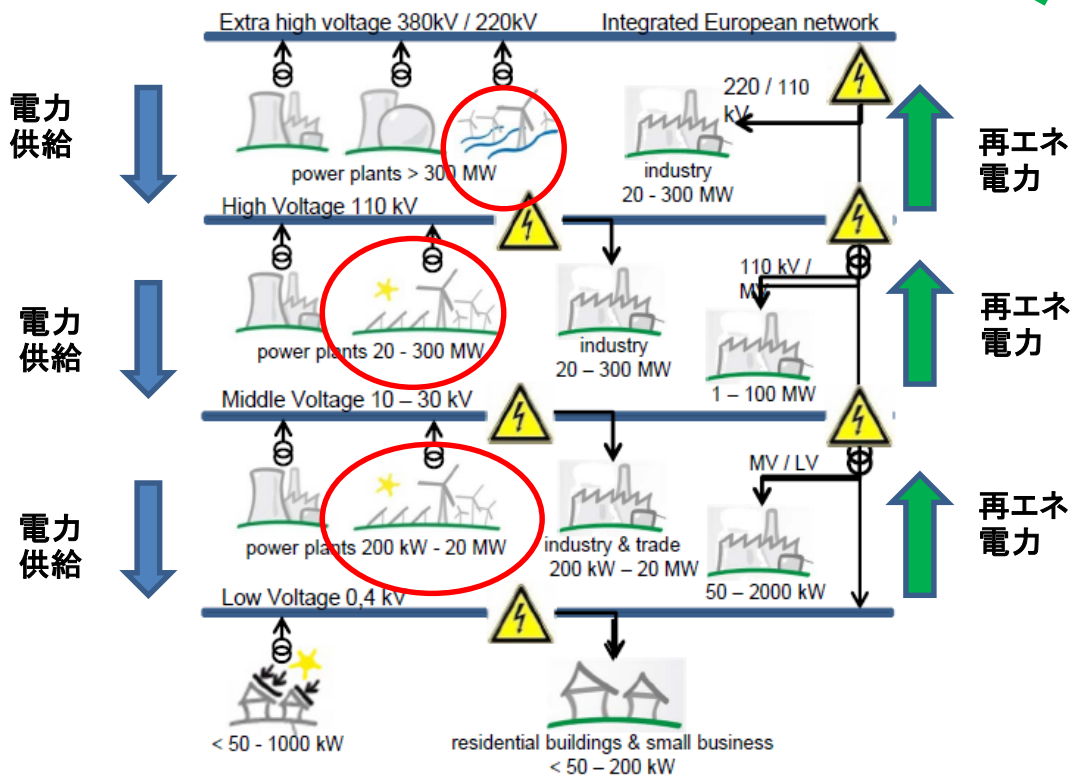
○グリッド側にキャパシティ増強義務。増強費用の負担義務。

○キャパシティ増強に係る負担は、全ての受益者が公平に負担。

○従来のシステム、我が国のシステム



○欧州のシステム



○再エネ適地は、過疎地域が多く、電線等のキャパシティが小さいために、入り口が小さ過ぎて上位系統に上げることができない。

⇒配電キャパシティ増強

ドイツEEGの規定

優先接続 第5条	・グリッドの管理者(送電、配電ともに)は、「直ちに、かつ、優先的に」再エネ発電施設をグリッドの電圧及び最短直線距離の観点から最適な点において接続しなければならない。 ・接続義務は、グリッドの最適化、増強、拡張が不可欠の場合にも適用される。
優先送配電 第8条	グリッド管理者は、「 直ちに、かつ、優先的に 」、再エネから 利用可能な電力の全て を、購入、送電、配電しなければならない。
優先給電 第11条	他の発電施設が接続されている限り、 再生エネに優先順位 が与えられる。
系統増強義務 第9条	グリッドの管理者(間接的に関係する上位系統運営者も含む。)には系統増強義務が課されている。
グリッド管理者の系統増強コスト負担義務 第14条	グリッドの管理者は、グリッドシステムを最適化、増強、拡大するコストを負担しなければならない。

条文は2012年改正EEG、2014年改正EEGにおいても同様の規定。

第5条(2012)→第8条(2014), 第8条(2012)→第11条(2014), 第9条(2012)→第12条(2014), 第11条(2012)→第14条(2014), 第14条(2012)→第17条(2014)

改善案

(1) グリッドキャパシティ増強経費の手当

公道のようにグリッド利用者全体で公平に負担するルール確立。

再エネの接続のために必要なグリッドキャパシティの増強経費は、グリッドカンパニーのグリッドタリフの根拠として参入することを認める。

(2) 再エネの最適点接続義務

再エネをグリッドの電圧及び最短直線距離の観点から最適な点において接続する義務

(3) 再エネのグリッドキャパシティ不足を理由とする接続拒否の禁止

再エネの接続に当たっては、

- ① グリッドキャパシティ管理の合理化
- ② 上位系統へのバンク逆潮
- ③ 他社との広域融通
- ④ グリッドキャパシティの増加
- ⑤ 他発電所の給電指令の調整

の順に検討・対応し、グリッド・キャパシティ不足を持って接続拒否はしてはならない。

2. 送配電線の効率的な利用・・・マネージの改革 ・・・フローベースの送配電容量割当

我が国では、・・・古典的な帳簿管理・・・送電契約後の送電拒否原則禁止。

- 旧来発電の既得権の温存。

- 送電契約の硬直性から来るTSOの再給電指令等の自由度の欠如。

- 送配電容量が直ぐに満杯になり、再エネ接続ができない。

⇒送配電容量の計算は、**契約値上限等の単純な足し算**によるため、直ぐに満杯となる。

- 実利用しなくとも契約上の送配電容量占有**が行われている。(空抑え)

欧米では、・・・リアルタイムの潮流計算

- 旧来発電の既得権廃止。物理的潮流ベースの配分の原則。

- TSOに再給電指令の権限等。

- 送配電線の容量の割り当ては、**時刻毎に計算される実潮流の積み上げ**により行われるので、ほとんどの場所・時間帯で必要容量は確保される。

- 容量充足状態は、需給に応じて毎日時刻別に計算**。(予め公表することは不可。)

⇒毎日、前日市場閉鎖後にその時点での空き容量を公表、当日市場の運営中は、取引の成立の都度空きキャパシティ情報を修正。

- 実潮流が流れない送配電容量の空抑えは禁止**され、未利用容量再配分を義務付け。(インバランス・ペナルティの対象)

我が国は、送電線が満杯で再エネは接続できない



欧米では、我が国とは異なる合理的な送電管理が行われているために、相当量の再エネを接続しても送電線は満杯とはならない。

実は、米国では20年前、欧州でも10年前には、抜本的な送電容量管理の改革が行われている。

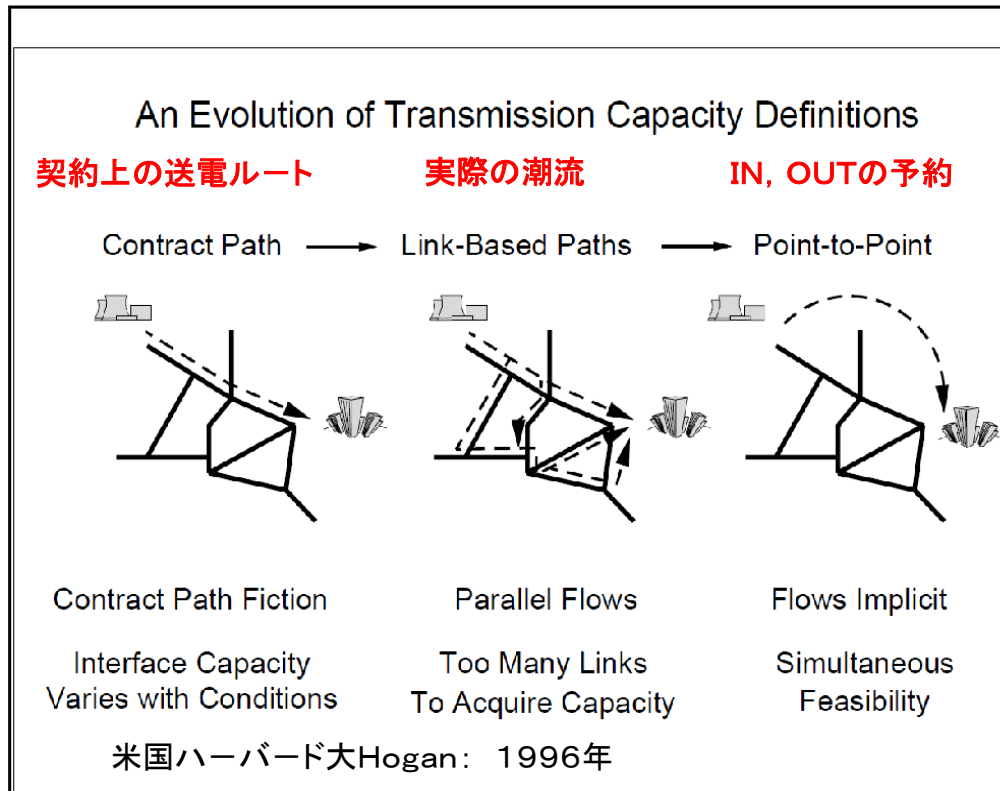
「契約ベース」の送電容量管理



「実潮流ベース(フローベース)」の送電管理

先進国で相変わらず旧態依然たる契約ベースの送電容量管理を行っているのは我が国のみ。このままでは、我が国の関係産業は各国の電力イノベーションの波から脱落する

米国で20年前に行われた改革 その①



The **fictional contract path approach** would not work in theory!

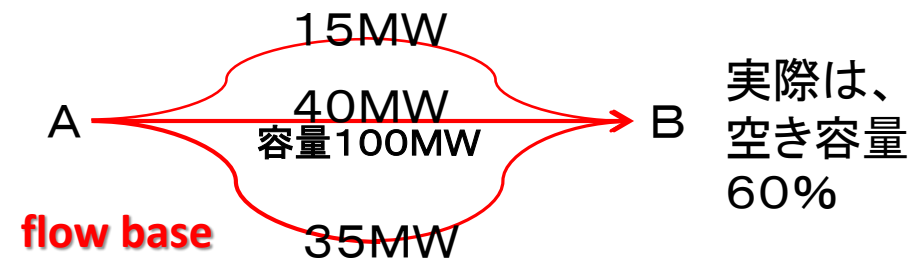
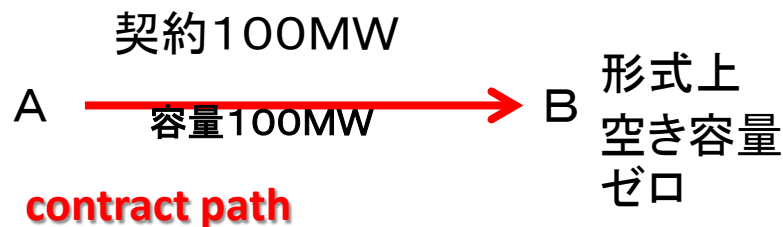
* 実際の潮流は契約上人為的に規定した送電ルートのみには流れるわけではない。



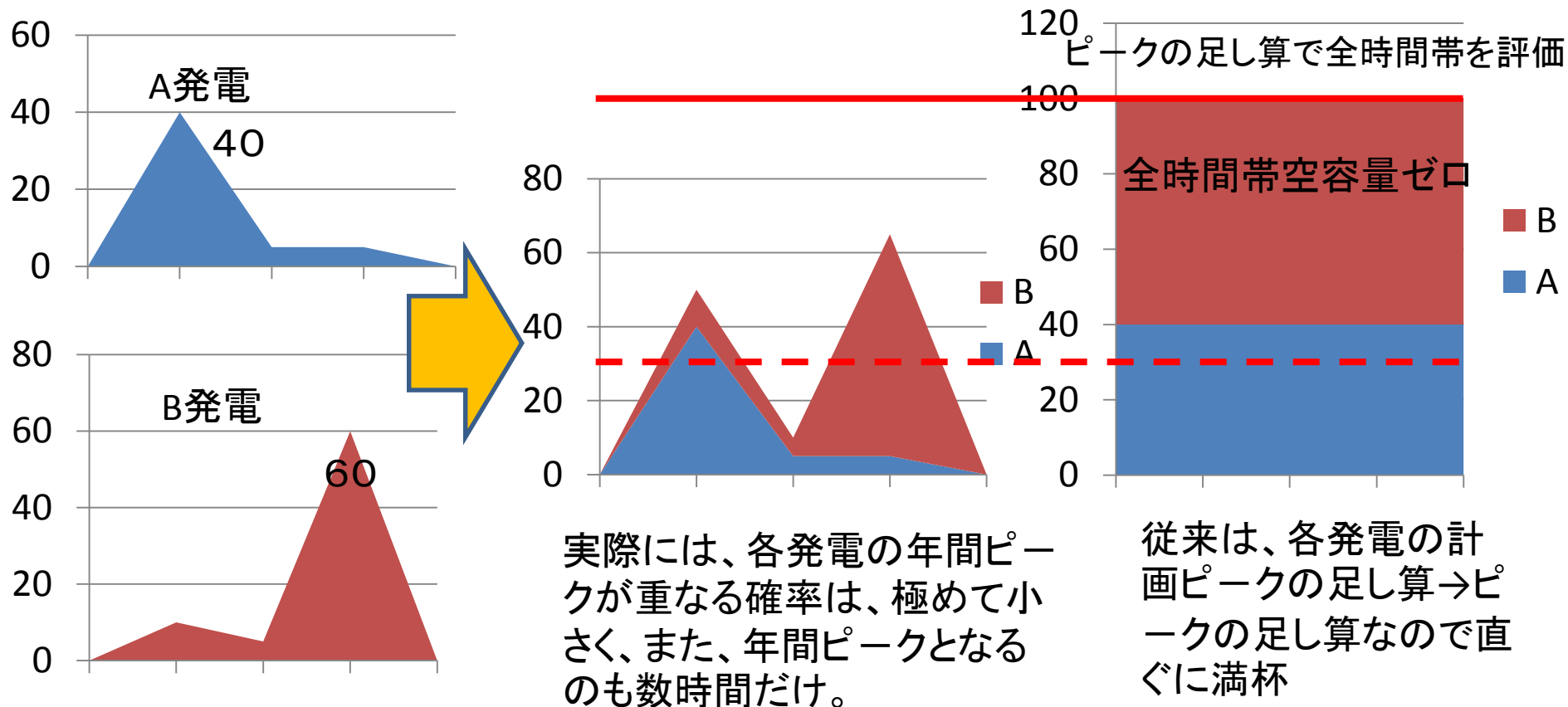
改革①

ルートを一つ人為的に指定した送電容量管理は止めて、物理法則に沿った合理的な管理に変更

人為的に設定した契約上のルートを電力が流れると仮定して容量割当て



米国で20年前に行われた改革 その②



* 全ての発電が同時に最大出力になるわけではない。

時間区分毎の実潮流合計 ≠ 各電源の最大出力の合計

改革②

契約出力ピークのスタティックな机上の足し算ではなく、
時刻毎にリアルタイムで実際に流れる電力、リアルタイムの需要予測・発電
予測に基づくダイナミックな送電容量管理に変更

米国で20年前に行われた改革 その③

Hogan等:

○実潮流では、**グリッドに接続されるあらゆる送受電は相互に影響を与え合うので、どのような送電断面であれ利用可能な送電容量を把握するためにはグリッド全体で起きている全てのことを把握する必要**があり、個別の送電線を切り出して見ても送電キャパシテイは把握できない。

⇒**システム全体の全ての潮流を同時に特定しない限り将来の如何なる瞬間の実際の容量を議論することはできない。**

⇒**区間を区分して容量を議論することはできない。**

⇒このような基礎的かつ物理的な事実から逃れることは出来ず、「Contract Path」に基づき送電容量を定めようとしても行き詰るだけ。



実潮流

①発電 A→B 60KW

②発電 A→B 40KW

③需要 B→C 30KW

④発電 C→B 20KW

C→Bの容量に10KWの余裕

単純足し算の容量計算

①発電 A→B 60KW

②発電 A→B 40KW

容量満杯

* 特定の区間だけ切り出して議論しても意味がない。



改革③

グリッド全体で一挙に容量計算を行うことに変更

米国で考案されたのが、Point-to-Pointの考え方

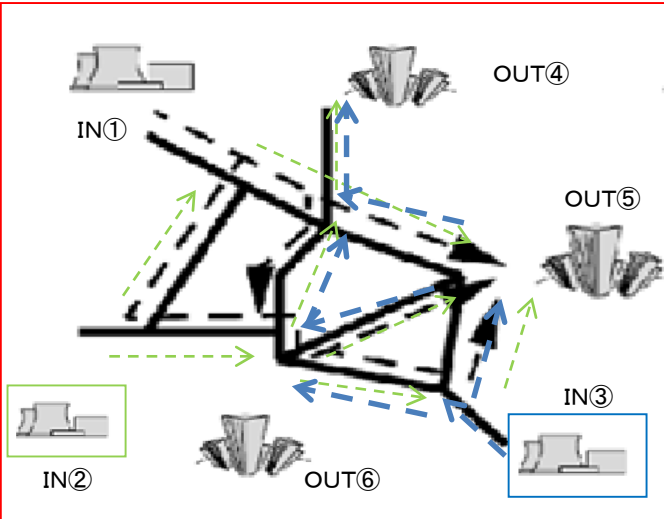
Point-to-Pointの考え方とは何かというと、

欧米におけるグリッド容量管理の基本

- IN(発電)またはOUT(需要)の地点、時間・期間、量をグリッド容量を評価する一定の期間の分を全て揃える。
- これらを同時に入力し、実潮流の送配電シミュレーションを実施し、「N-1ルール」の条件の下で、全てのIN、OUTが送電容量に収まるかどうかを時刻毎にリアルタイムで判定する。
- 収まる場合には、入力されたIN(発電)またはOUT(需要)は、容量内にあるということで、その結果として送電割当が決まる。

注) N-1ルール: 送電線が1ルート使えなくなっても迂回ルートで送電に支障が生じないように容量の余裕を持たせる。

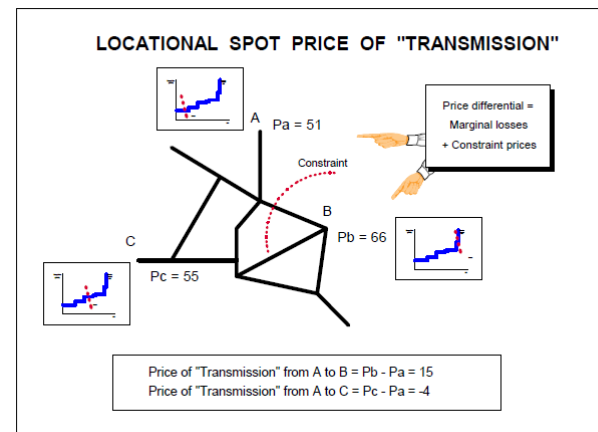
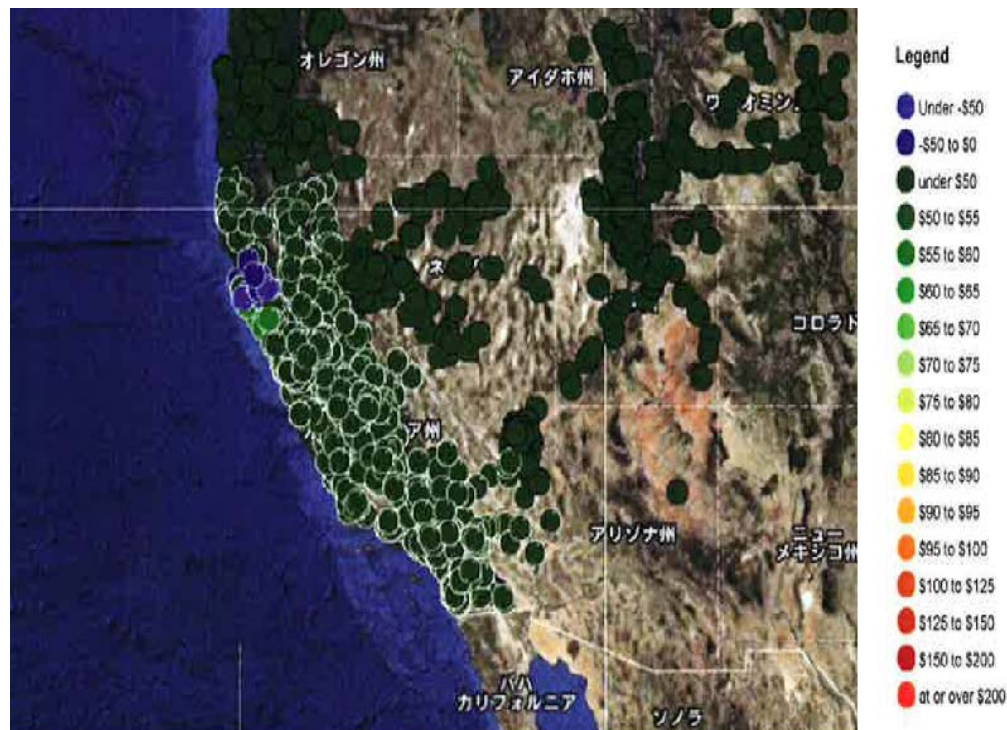
- 収まらない場合は、一部再給電指令(re-dispatch)により調整



	地点	0-1	1-2	2-3	4-5	..	21-22	22-23	23-24
IN	①	0	0	0	○MW		0	0	0
IN	②	0	0	●MW	●MW		●MW	●MW	0
IN	③	△MW	△MW	△MW	△MW		△MW	△MW	△MW
OUT	④	◆MW	◆MW	◆MW	◆MW		◆MW	◆MW	◆MW
OUT	⑤	▲MW	▲MW	▲MW	▲MW		▲MW	▲MW	▲MW
OUT	⑥	□MW	□MW	□MW	□MW		□MW	□MW ¹³	□MW

米国の場合:ノーダル・プライシング

- ・米国では電力市場価格は, 送電グリッドの結節点(ノード)毎に定められる。
- ・NYISO(関電と同規模)の場合, 350ノード。



米国ハーバード大Hogan: 1996年

<http://wwwmobile.caiso.com/Web.Service.Chart/priccecontourmap.html>

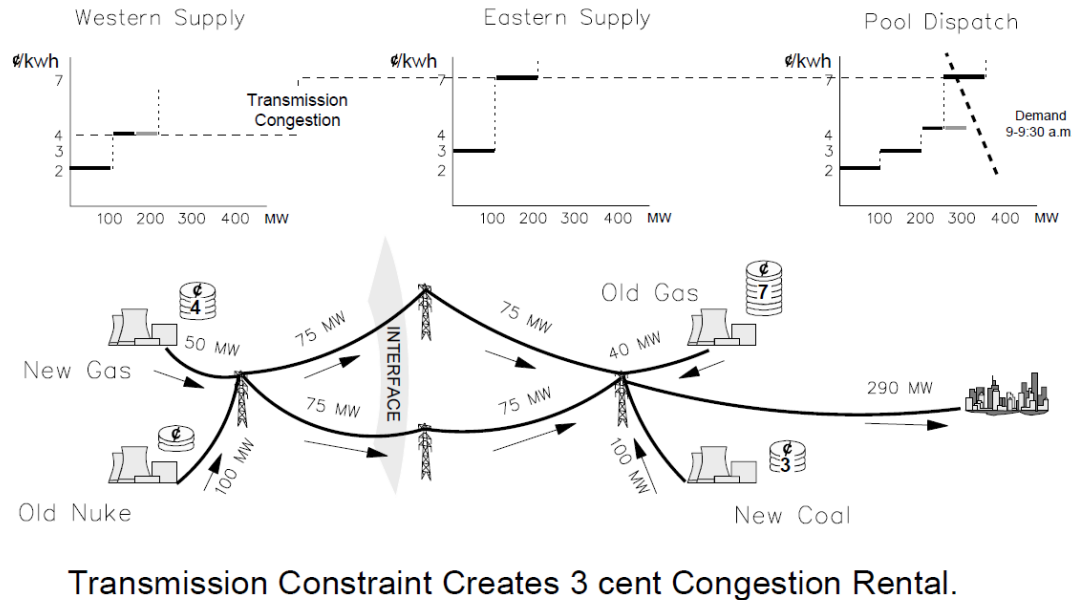
2016/06/17

・NYISO, CAISOの再生可能エネルギー出力抑制: グリッドキャパシティの小さいノードでは, 再生可能エネルギーの発電量の増加に伴い, マイナス価格となる。積極的に出力抑制行う必要はないという見解。

ただし、RPSのクレジット(REC)の価格と市場電力価格の合計がマイナスにならない限り, 発電側が系統から自ら離れることはない。

Figure 18

Morning Demand & Transmission Interface Constraint Yield Congestion; Market Price is 7 cents in the East and 4 cents in the West.



Losses Ignored for Convenience

米国ハーバード大Hogan: 1996年

ノーダルプライシングの場合:FTRによりノード価格差の調整

PJMの場合は、旧来発電の送電既得権の解消の激変緩和策としてFTRを発電に帰属させているようである。

- Point to Pointの送電管理の場合「A→Cの送電」と「AでIN、CでOUT」は等価
- Nodal Pricingの場合、A地点とC地点で価格差がある場合、価格差は混雑料金

価格差のある場合のA→Bの送電の管理



- TSOのCongestion rent収入をCongestion contractにより還元する⇒FTR

発電側にFTRを帰属させる場合(OUTの後に需要に売却)

- 発電A、BはコンジェスチョンコントラクトをTSOと締結することで、混雑料を回収

	IN	OUT	収支	FTR	総合収支
発電A	5×300	-15×300	-10×300		
A販売			15×300		
A:FTR契約				10×300	
A収支			5×300	↓	15×300
発電B	10×1200	-15×1200	-5×1200		
B販売			15×1200		
B:FTR契約				5×1200	
B収支			10×1200	↓	15×1200
C購入			-15×1500		-15×1500
TSO	-5×300 -10×1200 =-13500	15×1500 =22500	9000 (C-rent)	-9000	0

TSOのC-rent → コンジェスチョンコントラクトに基づき発電A、B → 需要点の価格で販売

- 発電にFTRを帰属させると売電価格を全体として押し上げる方向に働くので好ましくないというのが米国での見方。一方で、発電に対する激変緩和の効果もある。

改善案

- (1) 旧来発電の既得権の廃止。(ノードアルプライシングを行う場合は、FTRを用いた激変緩和を行うことも考えられる。)
- (2) 送電契約を柔軟化し、送配電事業者に公平な再給電指令(re-dispatch)等の調整権限を付与。
- (3) 我が国においても他の先進国同様に「Point to Point」の送配電キャパシティ管理を導入。
- (4) キャパシティの計算は、全て、実潮流ベース、リアルタイムで行うようにすべき。
- (5) システム改善の経費の手当を送配電料金に組み込み手当て。

参考 1

米国連邦規制当局:1996年に「**15Proposed Principles for Capacity Reservation Tariffs**」(RM96-11-000, Washington DC, April 24, 1996, extract of pp. 20-25.)を定めている。2.に「全てのPORsとPODsに基づき、同時にグリッドに収まるか計算する」という「Point-to-Pointの考え方」を明示。

FERC's Fifteen Proposed Principles

A capacity reservation tariff might have terms and conditions very much like those for point-to-point service in the Final Rule tariff. These would need to be modified to accommodate former network service customers. It is premature to specify detailed terms and conditions of capacity reservation service in advance of the comments and technical conference. However, we propose certain general capacity reservation tariff principles for comment.

1. Purpose of reservation service

(略)

2. Basic service concept

All firm transmission service would be reserved, and all reserved service would be firm service. Reservations of transmission capacity should permit the customer to receive up to a specific amount of power into the grid at specified [**Points of Receipt**] and to deliver up to a specific amount of power from the grid at specified [**Points Of Delivery**], on a firm basis. **Individual PORs and PODs need not be "paired"** with each other. The customer's capacity reservation would be the higher of either (1) the sum of the reservations at all PORs or (2) the sum of the reservations at all PODs. All nominations for a capacity reservation would be evaluated using the same standard; for example, **the utility could apply a feasibility criterion that states that the grid must be able to accommodate the scheduled use of all capacity reservations simultaneously.**

3.以下略

参考2 EUの送電キャパシティの配分と混雑管理の原則

- 送電混雑は市場参加者個々の契約の選択を含まない方法で解決しなければならない。
- 使われていない送電キャパシティは市場に戻さなければならない。

2009EU規則714 Article14

General principles of capacity allocation and congestion management

1. Network congestion problems shall be addressed with non-discriminatory marketbased solutions which give efficient economic signals to the market participants and transmission system operators involved. **Network congestion problems shall preferentially be solved with non-transaction based methods, i.e. methods that do not involve a selection between the contracts of individual market participants.**

.....**the transmission system operator shall take into account the effect of those measures on neighbouring control areas** and coordinate such measures with other affected transmission system operators as provided for in Regulation.

8. Market participants shall inform the transmission system operators concerned a reasonable time in advance of the relevant operational period whether they intend to use allocated capacity. **Any allocated capacity that will not be used shall be reattributed to the market, in an open, transparent and non-discriminatory manner.**

3. 配(集)電線増強の次元

……配電線から集電網への改革

我が国では、……私道の拡張の論理

●我が国には、第三者による資源開発対応のためのグリッド増強投資のための制度的手当が無い⇒

○再エネ接続の都度、当該グリッド側のキャパシティ増強経費は、電力が見積もり当該再エネ側に請求。

○大規模発電所等の接続される高圧送電線に係るグリッド増強経費は一般負担。配電グリッドに接続される中小分散電源は発電側負担。……公平性のない政策

欧州では、(TSO、DSOに対して)……公道整備はみんなで負担

●欧州では、グリッド管理者が再エネ等の将来の増加を見越して計画的にグリッド増強投資ができるよう制度的に担保⇒

○再エネ増強とペースを合わせた計画的・先取りのなグリッド増強・最適化。

○グリッド側にキャパシティ増強義務。増強費用の負担義務。

○キャパシティ増強に係る負担は、公平にグリッドタリフとして徴収。

多くの国で100%最終受益者としての需要側負担

ドイツEEGの規定

優先接続 第5条	・グリッドの管理者(送電、配電ともに)は、「直ちに、かつ、優先的に」再エネ発電施設をグリッドの電圧及び最短直線距離の観点から最適な点において接続しなければならない。 ・接続義務は、グリッドの最適化、増強、拡張が不可欠の場合にも適用される。
優先送配電 第8条	グリッド管理者は、「直ちに、かつ、優先的に」、再エネから利用可能な電力の全てを、購入、送電、配電しなければならない。
優先給電 第11条	他の発電施設が接続されている限り、再生エネに優先順位が与えられる。
系統増強義務 第9条	グリッドの管理者 (間接的に関係する上位系統運営者も含む。)には 系統増強義務が課されている。
グリッド管理者の系統増強コスト負担義務 第14条	グリッドの管理者 は、グリッドシステムを 最適化、増強、拡大するコストを負担 しなければならない。

条文は2012年改正EEG、2014年改正EEGにおいても同様の規定。

第5条(2012)→第8条(2014), 第8条(2012)→第11条(2014), 第9条(2012)→第12条(2014),
第11条(2012)→第14条(2014), 第14条(2012)→第17条(2014)

Regulation – How it works in detail

German regulation formula

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot (VPI_t / VPI_0 - PF_t) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

EO_t	Revenue Cap for the year t
$KA_{dnb,t}$	Permanently non-controllable costs for the year t
$KA_{vnb,0}$	Currently non-controllable costs from cost audit & benchmarking
$KA_{b,0}$	Controllable costs from cost audit & benchmarking
V_t	Allocation factor for the year t

VPI_t	Consumer inflation index for the year t
VPI_0	Consumer inflation index for the base year
PF_t	Productivity factor for the year t
EF_t	RES growth factor for the year t
Q_t	Quality element for the year t
VK_t	Volatile costs for the year t
VK_0	Volatile costs from cost audit & benchmarking
S_t	Regulatory account settlement for the year t

Duration of regulatory period 5 years
→ t ranges from 1 to 5

キャパシティ増強経費は**EF(再エネ拡大係数)**としてグリッドタリフの規制式に組み込まれている。

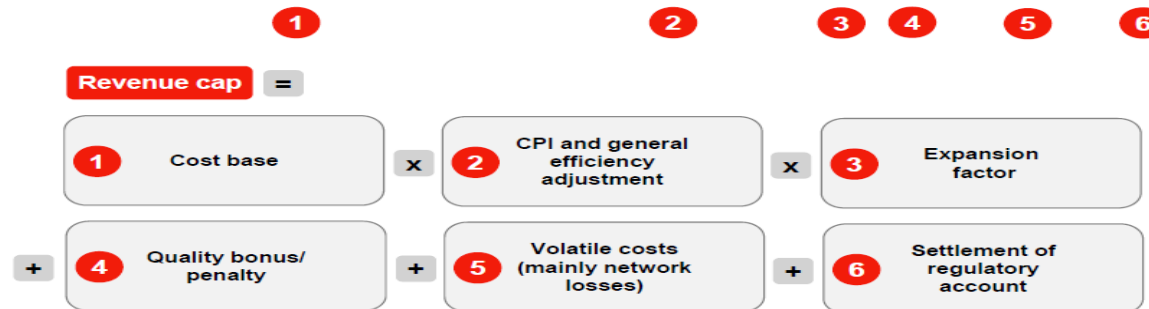
Formula enshrined in law

e-on

Regulation – Formula

German regulation formula decomposed

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot (VPI_t / VPI_0 - PF_t) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$



* ARegV (Anreizregulierungsverordnung) = Ordinance for incentive regulation

Multiple levers to be managed

e-on

Table 4.1. Main characteristics of TSO tariffs in Europe

	Sharing of network operator charges		Price signal		Are losses included in the tariffs charged by TSO?	Are system services included in the tariffs charged by TSO?
	Generation	Load	Seasonal / time-of-day (1)	Location		
Austria	43%	57%	No	No	Yes	Yes
Belgium	7%	93%	XXX	No	Not included for grid >=150 kV	Tariff for ancillary services
Bosnia and Herzegovina	0%	100%	No	No	No	No
Bulgaria	0%	100%	n/a	n/a	Yes	Yes
Croatia	0%	100%	X	No / post stamp	Yes	Yes
Cyprus	0%	100%	N/A	N/A	Yes	Yes
Czech Republic	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Denmark	5%	95%	No	No	Yes	Yes
Estonia	0%	100%	Yes	No	Yes	Yes
Finland	18%	82%	X		Yes	Yes
France	2%	98%	- / XXX	No	Yes	Yes
Germany	0%	100%	No		Yes	Yes
Great Britain	TNUoS 27% BSUoS 50%	TNUoS 73% BSUoS 50%	XX	TNUoS locational, BSUoS non-locational	No, recovered in the energy market	Included in BSUoS tariff
Greece	0% (TUOS and Uplift charges)	100% (TUOS and Uplift charges)	X	No	No, recovered in the energy market	Included in Uplift charges
Hungary	0%	100%	No	No	Yes	Yes, recovered by specific tariff, Tariff for ancillary services
Iceland	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Ireland	25%	75%	No	Generation only	No, recovered in the energy market	Yes
Italy	0%	100%	No	No	No	Yes
Latvia	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Lithuania	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Luxembourg	0%	100%	No	No	Yes	Yes
FYROM	0%	100%			Yes	Yes
Montenegro	0%	100%	X	No	Yes	Yes
Netherlands	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Northern Ireland	25%	75%	XXXX Load	Generation	No	No
Norway	40%	60%	XXX	xxx	Yes	Yes
Poland	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Portugal	9%	91%	XX	No	No, included in energy price	No, included in energy price
Romania	19%	81%	No	Generation and Load	Yes	Yes
Serbia	0%	100%	X	No	Yes	Yes
Slovak Rep.	3%	97%	No	No	Yes	Yes
Slovenia	0%	100%	XX	No	Yes	Tariff for ancillary services
Spain	10%	90%	XXX	No	No, they are recovered through the energy market	No, they are included in the energy price
Sweden	39%	61%	No	Yes	Yes	40% of primary reserve
Switzerland	0%	100%	No	No	No, there is a separate tariff for losses	No, there is a separate tariff for ancillary services

OTSOの収入はTSOタリフより

・TSOタリフは「発電側ではなく需要側に課す」のが欧州では基本

・TSOタリフ: 平均1.2円/kwh (2015年)

・利用KWH単位の負担が基本

	2015	Δ 2015/2014
Average European UTT	9.40 €/MWh	+ 2.54 %
• Due to TSO Costs	7.98 €/MWh	+ 1.24 %
• Due to Non-TSO Costs (*)	1.42 €/MWh	+ 9.80 %

改善案

(1)我が国においても、グリッド管理者が配点網⇒配集電網への転換が、計画的に行えるよう、計画的なグリッド増強・最適化投資ができるよう送配電料金システムで手当てする必要がある。

(2)我が国においても他の先進国同様に送配電キャパシティの増強義務を設け、再エネの増加とグリッドの増強のペースのマッチングを図る必要がある。

(3)送配電料金は、KWH単位で受益者の公平な負担

4. 広域融通による需給マッチングの次元

我が国では、……各社ごとの対応

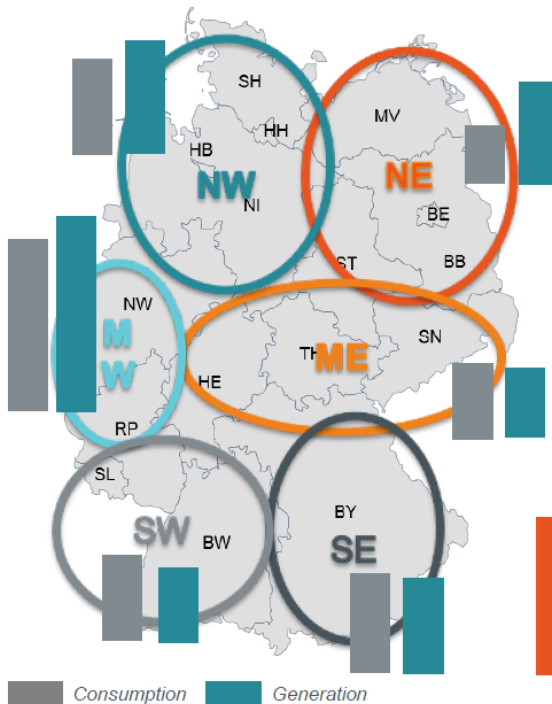
- 送電管理者間の連携組織が十分に発達していないので⇒
- 基本的には、各電力会社管内で日々の需給計画作成・需給調整が行われている。
会社間連携線は、緊急時の相互融通と他管内立地自社発電施設の送電に利用。
間接オークションの導入により、会社間は一部改善。
計画的に地方電力管内の再エネ資源を大需要地で利用する体制となっていない。
- 各電力会社の管内においても、管内全体で必ずしも十分に需給調整が行われていない場合がある。余剰電力をバンク逆潮により上位系統に上げて管内の大需要地に送電し、全体で需給調整する体制が必ずしも十分に構築されていない。

欧州では、……ネットワーク全体として広域対応

- ENTSO-eを法的に位置づけ、TSO間の連携を確保⇒
- 再エネの変動に伴う日々の需給調整をTSOのエリアを超えて広域で実施。
TSO間の連携も含め、国全域で実潮流の送電計算を行う。
- 国の枠を超えて広域で需給調整を実施。
欧州全域で同時に実潮流の送電計算を行い、広域の送電管理を実施。
- TSO間の調整⇒再給電指令⇒出力抑制(5%以内、補償)
- TSO間、国際間の送電管理のために必要な技術的事項をENTSO-eで協議
- TSOが連携して広域の送電増強計画の策定

- 欧州は、国際間の連携ができるから有利との議論があるが、我が国の電力会社は、東電はスペイン、北海道電力はデンマークと類似の規模で、我が国全体としてミニ欧州程度の規模。

Energy balance in 2013 (Volumes in TWh) acc. to Federal Statistical Office



2013		
	Consumption [TWh]	Generation [TWh]
NW	87,0	102,0
NE	52,0	91,9
MW	155,8	186,8
ME	68,9	62,4
SW	77,6	67,9
SE	89,0	86,4

B 2030		
	Consumption [TWh]	Generation [TWh]
NW	88,2	150,8
NE	49,0	105,5
MW	170,1	129,5
ME	74,7	72,9
SW	88,0	49,7
SE	93,8	55,2

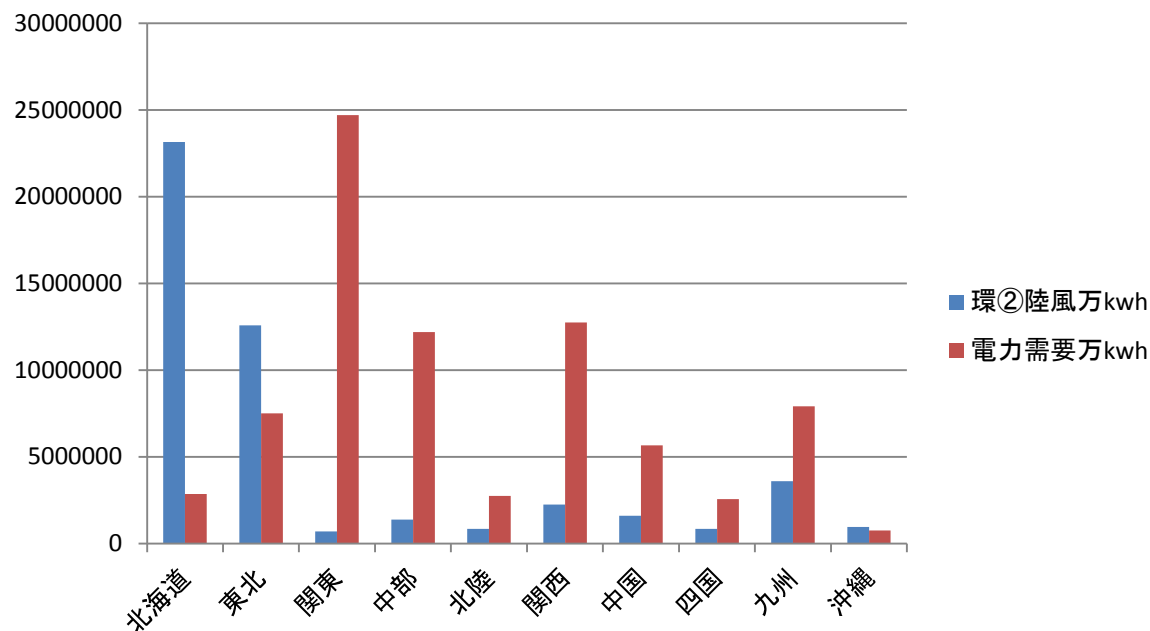
Southern Germany imported
~12 TWh electricity for industry, commerce
and households in 2013.

ドイツでは、TSOの枠を超えて、北部の北海・バルト海沿岸の風力資源を中・西部の大需要地帯で活用。

陸上風力のポテンシャル(環境省シナリオ2)と各社の電力需要

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
環②陸風万kw	13217	7188	404	793	481	1284	920	484	2058	545	27374
環②陸風万kwh	23156184	12593376	707808	1389336	842712	2249568	1611840	847968	3605616	954840	47959248
電力需要万kwh	2859208	7505708	24707519	12196694	2751792	12751616	5671884	2575460	7920966	764867	79705714
陸風/需要	8.098811	1.67784	0.028647	0.113911	0.306241	0.176414	0.284181	0.329249	0.455199	1.248374	0.601704
電力シェア	3.587206	9.416775	30.99843	15.30216	3.45244	15.99837	7.116032	3.231211	9.937764	0.959614	100

注) 風力発電量は利用率を一律20%と仮定して算出



○我が国では、再エネ適地と大需要地を結ぶことを考えていない

- ・仮に地産地消型で風力適地の東北・北海道の全ての電力需要を風力で賄ったとしても、再エネ導入率寄与は全国の13%にしかない。

- ・電力需要の60%以上を占める中央三社に再エネ電力を大量に送らない限り、欧州並み再エネ比率の達成は無理。

グリッドキャパシティ増強に際しての広域的検討義務

- 10年計画では、隣接国との連携、新たな投資計画を考慮する。2016改定で、蓄エネ、エネルギーユニオンレベルの考慮を追加。
- 最終的にはグリッド投資コストを関係タリフで手当て。

DIRECTIVE 2009/72/EC

Article 22

Network development and powers to make investment decisions

1. Every year, **transmission system operators shall submit to the regulatory authority a ten-year network development plan based on existing and forecast supply and demand after having consulted all the relevant stakeholders.** That network development plan shall contain efficient measures in order to guarantee the adequacy of the system and the security of supply.
3. **When elaborating the ten-year network development plan, the transmission system operator shall make reasonable assumptions about the evolution of the generation, supply, energy storage, consumption and exchanges with other countries, taking into account investment plans for regional and Union-wide networks.**
8. Where the **regulatory authority** has made use of its powers under the first subparagraph of paragraph 7, **the relevant tariff regulations shall cover the costs of the investments in question.**

米国の計画的なグリッド増強

Order No. 890 (2007年)

- ・ **新規参入者, 州政府等**も含む全ての関係者に送電計画策定プロセス, 関係情報をオープン。関係者全員の参加の下に計画策定。

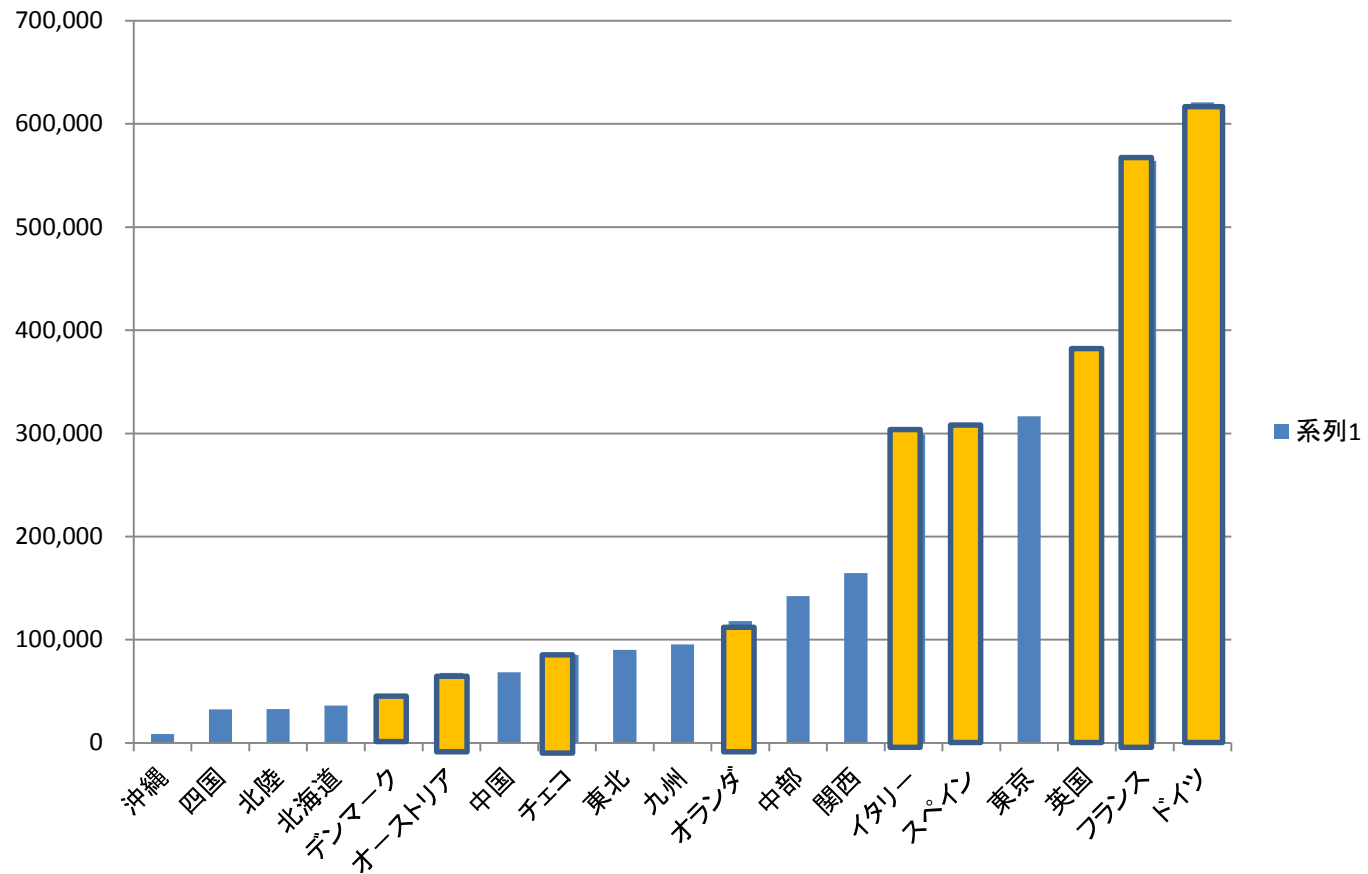
Order No. 1000 (2011年)

- ・ **州を越えた広域の送電計画の策定義務**。費用負担、連邦タリフの計画も含む。

Order No. 890の趣旨に沿って新規参入者等も含み策定。

- ・ **NYISO**：州際の市場取引がある卸売市場の場合には、州内の送電線のみの計画であってもOrderNo. 1000の対象となる。完全に独立しているのはテキサスのみ。

2010年の電力供給量比較(gwh)



●TSOは、隣接のTSOとの協力・連携の義務

Directive 2009/72/EC Article 40 Tasks of transmission system operators

1. Each **transmission system operator shall be responsible for:**

(a) ensuring the long-term ability of the system to meet reasonable demands for the transmission of electricity, operating, maintaining and developing under economic conditions secure, reliable and efficient transmission systems with due regard to the environment , **in close cooperation with neighbouring transmission system operators and distribution system operators and transparency ;**

(b)(c)略

(d) managing electricity flows on the system, **taking into account exchanges with other interconnected systems.**

Bidding Zones in Europe

Germany and Austria form a common bidding zone, electricity can be traded without any congestion costs.



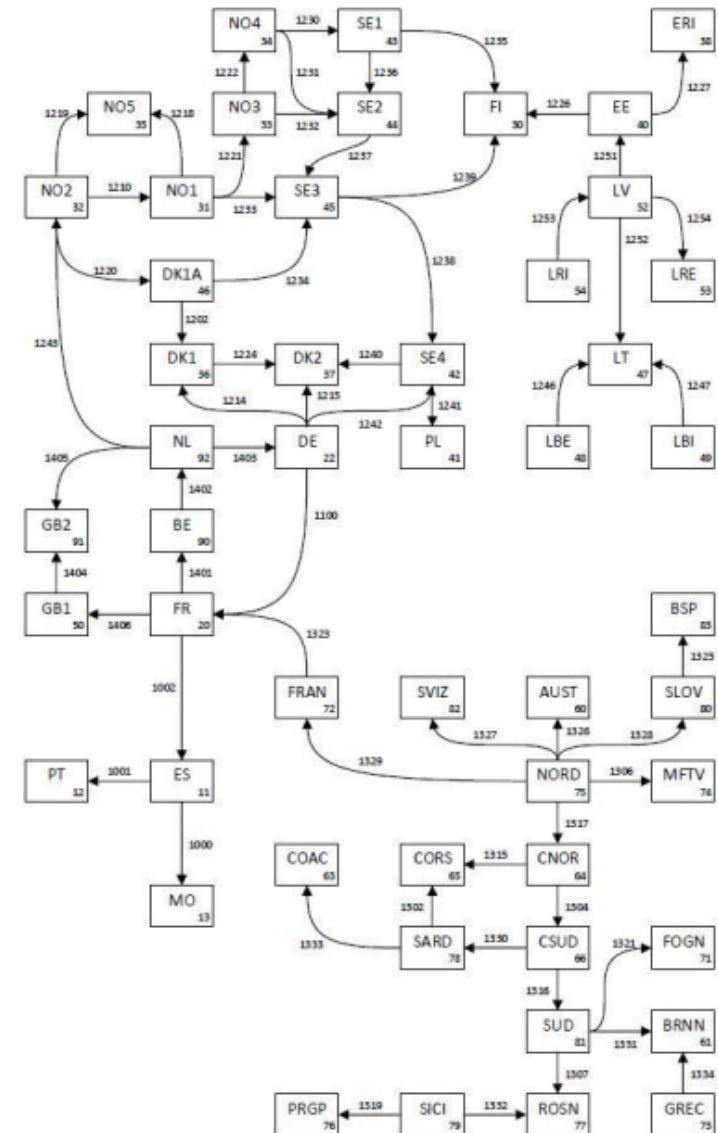
欧州広域の連系計算アルゴリズム

○TSO管内で計算⇒Bidding area 内TSOの連携
⇒Bidding area 間の連携

○Pan-Europeanで実潮流ベースの
Point to Point の送電計算
○全欧州からの市場調達

**欧州23か国で同時に
送電計算が行われる。**

Euphemia



Entso-eの設置

- EU内のTSOの連合組織としてEntso-eの設立
- TSO間のやり取り、共通の技術的細則、EU全体のグリッド増強10年計画

2009EU規則714（2016年改正）

Article 25 European network of transmission system operators for electricity

1. Transmission system operators shall cooperate at Union level through the ENTSO for Electricity, **in order to promote** the completion and functioning of the internal market in electricity and **cross-border trade and to ensure the optimal management, coordinated operation and sound technical evolution of the European electricity transmission network.**

Article 26 Establishment of the ENTSO for Electricity

Article 27 Tasks of the ENTSO for Electricity

1. The ENTSO for Electricity may shall have the following tasks :
- (a)略(b) to adopt a non-binding **Union-wide ten-year network development plan, every two years;**

出力抑制の原則

●カーテイルメントは補償されなければならない。

2009EU規則714 Article14

General principles of capacity allocation and congestion management

2. Transaction **curtailment** procedures **shall only be used in emergency situations** where the transmission system operator must act in an expeditious manner and **redispatching or countertrading is not possible**. Any such procedure shall be applied in a non-discriminatory manner. Except in cases of force majeure, **market participants who have been allocated capacity shall be compensated for any curtailment**.

DIRECTIVE 2009/28/EC

16条 グリッドへのアクセス及びグリッドの運営

⑤再生可能エネルギーの出力抑制を最小化させる義務

TSO、DSOの出力抑制、リディスパッチの原則

- 出力抑制は、緊急時かつ再給電指令等が困難な場合のみ許容される。
- 出力抑制・リディスパッチを最小限とし、再エネ等のキャパシティの5%を超えてはならない。
- 出力抑制・リディスパッチが最小限になるように送配電管理しなければならない。
- 出力抑制、リディスパッチは補償されなければならない。

2009EU規則714 Regulation Article 12 2016年改訂
Redispatching and curtailment

改善案

- (1) 我が国においても、日々、各時間の需給調整は、各電力会社のエリアを超えて実潮流ベースで広域的に行われるようにする。
- (2) 出力抑制は、広域調整、再給電指令を行ってもなお必要なときにのみ、緊急的に行うようにする。出力抑制の上限設定、補償の規定を設ける。
- (3) 各送配電会社間の連携のための組織を強化する。
- (4) 我が国においても国内全体で、少なくとも東日本、西日本全体で需給調整を図るように、需給計画、送電計画の策定に当たって、
 - ①各電力会社間のエリアを超えて広域的に国内電力資源の有効利用を図る計画を策定
 - ②各電力会社管内の需給計画は、①と広域的な需給調整を前提として策定するようにする。
- (5) 第三者による新規の発電所立地計画が、需給計画、送電計画に反映されるよう、計画策定に当たって幅広いステークホルダーの参加を求める。
- (6) 各社の送電計画の達成の経費をグリッドタリフで手当する。

5. 広域融通によるエネルギー資源有効活用の次元

・・・積極的な未開発資源の開発

我が国では、・・・全国戦略なし

- 我が国には、送電線の無い遠隔地における再エネ資源開発のスキームがない⇒
- かつて水力発電は貴重な国産資源として国は計画的に開発。近年の再エネに関しては、国産資源として積極的・計画的に開発しようとする姿勢が見られない
- 僻地に立地する新たな再エネ資源を需要地と接続する送電線⇒
 - ・電力会社の水力・地熱発電の類の接続は、総括原価に含め一般負担
 - ・風力・太陽光発電は、発電側に負担させようとする⇒計画断念

欧州では、・・・安全保障等の観点から戦略的に確保

- 積極的な再エネ資源開発のためのEU、国のレベルの制度がある⇒
- 再エネ資源の適地の積極的开发
 - ・ドイツ: 北海、バルト海の洋上風力適地からドイツ中南部の需要地への送電
- 僻地に立地する新たな再エネ資源を需要地と接続する送電線⇒
 - 基本的にはTSOに整備義務。
 - EUや国のレベルで計画的に送電線整備推進。
 - 整備コストはグリッドタリフで考慮。

NORDSEE

Dänemark

Flan

5002

12°-Seemilengzone

Amrumbank West
301,3 MW

Nordsee Ost
295,2 MW

Meerwind Süd/Ost
288 MW

Global Tech I
400 MW

Vaag Mølle
402 MW

Island Windpark Borkum
200 MW

Borkum Riffgrund 1
312 MW

Borkum Riffgrund 2
348 MW

Riffgat
115,4 MW

Sandbank
210 MW

Can Tyck
210 MW

Butendijk
258 MW

BARO Offshore 1
400 MW

alpha ventus
60 MW

Hilgoland

Gode Wind 2
252 MW

Gode Wind 1
337 MW

Nordgründe
119,7 MW

Nordsee One
332,1 MW

Norddack

Wilhelmshaven

Emden

Niederlande

Bremen

Bremerhaven

Cuxhaven

The map illustrates the Baltic Sea (Ostsee) and the surrounding landmasses. Key locations marked include Lübeck, Hamburg, and Berlin in Germany, and Poland (Polen) to the east. The Baltic Sea is shown in light blue, and the North Sea (Nordsee) is in a darker blue. The Arkona Becken Südost (360 MW) is highlighted in orange, and other wind farms like EnBW Baltic 1 (40.1 MW) and EnBW Baltic 2 (288 MW) are marked with green icons. The map also shows the Baltic Sea (Ostsee) and the North Sea (Nordsee).

LEISTUNG DER OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN NORD-/OSTSEE

Kategorie	Leistung (MW)
MIT NETZANSCHLÜSSUNG	3.552
INSTALLIERT OHNE NETZANSCHLÜSSUNG	324
IM BAU	1.486
INVESTITIONSENTSCHEIDUNG VORHANDEN	810

Legende:

- Deutsches Hoheitsgebiet (südlich der Dänemark)
- Vollständig eingetragenen
- Schwimmende Windkraftanlagen
- Im Bau
- Nicht in den Bauentscheidungsverfahren
- Source: BfE
- Planungs- und Bauverfahren
- Bauverfahren

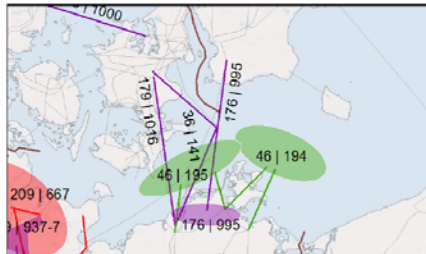
ENTSO-eの10年計画にPCIプロジェクトとして位置づけ、積極的に推進



Project 46: Offshore Wind Baltic Sea

Description of the project

Grid connections of offshore wind farms (using AC-technology), connecting offshore wind farms in the Baltic Sea to the German transmission grid in Bentwisch, Lüdershagen and Lubmin. According to German law, the grid connection has to be constructed and operated by the TSO (50Hertz Transmission).

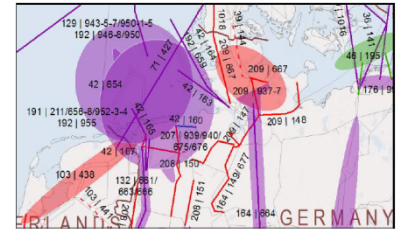


Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
194	OWF Cluster Baltic Sea East (DE)	Lüdershagen/Lubmin (DE)	Grid Connection of offshore wind farms (using AC-technology). According to German law, the grid connection has to be constructed and operated by the TSO (50Hertz Transmission).	3000	Design & Permitting	2031	Investment on time	The investment is split into different stages with different commissioning dates (starting in 2017) depending on the predicted installed capacity of offshore wind. For further informations see the national "Offshore Grid Development Plan"
195	wind farm cluster Baltic Sea West (DE)	Bentwisch/Lüdershagen (DE)	Grid Connection of offshore wind farms (using AC-technology). According to German law, the grid connection has to be constructed and operated by the TSO (50Hertz Transmission).	1500	Design & Permitting	2032	Investment on time	The investment is split into different stages with different commissioning dates (starting in 2026) depending on the predicted installed capacity of offshore wind. For further informations see the national "Offshore Grid Development Plan"

Project 42: OWP TenneT Northsea part 1

Description of the project

Germany is planning to build a big amount of offshore wind power plants in the Northsea. The OWP will help to reach the European goal of CO2 reduction and RES integration. This project is for the connection of the OWP with the German grid.



Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
160	Offshore-Wind park Nordgründe (DE)	Inhausen (DE)	New AC-cable connection with a total length of 32km.	111	Under Construction	2016	Delayed	Delay due delay of wind farms
163	Cluster HelWin1 (DE)	Büttel (DE)	New HVDC transmission system consisting of offshore platform, cable and converters with a total length of 133km. Line capacity: approx. 576 MW.	576	Under Construction	2014	Investment on time	Progress as planned.
164	Cluster SylWin1 (DE)	Büttel (DE)	New line consisting of underground +subsea cable with a total length of 206 km. Line capacity: approx.864MW.	864	Under Construction	2015	Delayed	
165	Cluster DolWin1 (DE)	Dörpen/West (DE)	New line consisting of underground +subsea cable with a total length of 167 km. Line capacity: 800MW.	800	Under Construction	2014	Delayed	
167	Cluster BorWin2 (DE)	Diele (DE)	New HVDC transmission system consisting of offshore platform, cable and converters with a total length of 205km. Line capacity: 800MW.	800	Under Construction	2015	Delayed	
654	Cluster DolWin2 (DE)	Dörpen/West (DE)	New HVDC transmission system consisting of offshore platform, cable and converters with a total length of 138 km. Line capacity: 900 MW	900	Under Construction	2015	Investment on time	Progress as planned.
655	Cluster DolWin3 (DE)	Dörpen/West (DE)	New HVDC transmission system consisting of offshore platform, cable and converters with a total length of 162 km. Line capacity: 900 MW	900	Under Construction	2017	Investment on time	Progress as planned.

REGULATION (EU) No 347/2013 CHAPTER II PROJECTS OF COMMON INTEREST

改善案

(1)各電力会社間のエリアを超えて広域的な国内再エネ電力資源の開発を図るための政策を整える。

(2)第三者による新規の発電所立地計画が、需給計画、送電計画に反映されるよう、計画策定に当たって幅広いステークホルダーの参加を求める。

(3)各社の未利用再エネ資源開発に係る送電計画の達成の経費をグリッドタリフで手当する

(4)洋上風力等の新たな資源開発のための送電線整備は、国が積極的に支援する。

まとめ

1 再エネ接続の次元

- (1)再グリッドキャパシティ増強経費の手当
- (2)エネの最適点接続義務
- (3)再エネのグリッドキャパシティ不足を理由とする接続拒否の禁止

2 送配電管理の次元

- (1)旧来発電の既得権の廃止
- (2)送電事業者に公平な再給電指令の権限
- (3)「Point to Point」の送配電キャパシティ管理を導入すべき
- (4)キャパシティの計算は、全て、実潮流ベース、リアルタイムで
- (5)システム改善の経費の手当を送配電料金に組み込み手当て

3 配電線増強の次元

- (1)グリッド投資経費を送配電料金に組み込み、集電網への計画的なグリッド投資を図る
- (2)送配電キャパシティの増強義務を設ける
- (3)送配電料金は、KWH単位で公平な負担

4 広域融通による需給マッチングの次元

- (1)日々の需給調整は、各電力会社エリアを超えて実潮流ベースで広域的に
- (2)出力抑制は、広域調整、再給電指令の後、緊急的に行う
- (3)送電会社間の連携組織の強化
- (4)広域的に電力資源を活用する電力会社エリアを超えた広域需給・調整計画
- (5)需給計画・送電計画策定への幅広い関係者の関与
- (6)各社の送電計画をグリッドタリフで担保

5 広域融通によるエネルギー資源有効活用の次元

- (1) 広域的な国内再エネ等資源開発のための政策
- (2) 計画策定に当たって幅広いステークホルダーの参加
- (3) 各社の送電計画の達成の経費をグリッドタリフで手当
- (4) 洋上風力等の新たな資源開発のための送電線整備は、国が積極的に支援

最後に蛇足…… 一般送配電事業者と今後とも意見交換して行く場があると良いですね

御静聴ありがとうございました。