

再生可能エネルギー普及と インフラ利用

京大再エネ講座主催シンポジウム
基調講演資料

2018年1月29日
京都大学大学院経済学研究科
再生可能エネルギー経済学講座
特任教授 山家公雄

目 次

1. 再エネ拡大とその背景
2. 国内再エネ普及を妨げる要因
3. 最大課題としての接続問題
4. 現行運用ルールとその課題
5. ルール改正の考え方
6. 提言案（基調講演版）

1. 再エネ拡大とその背景

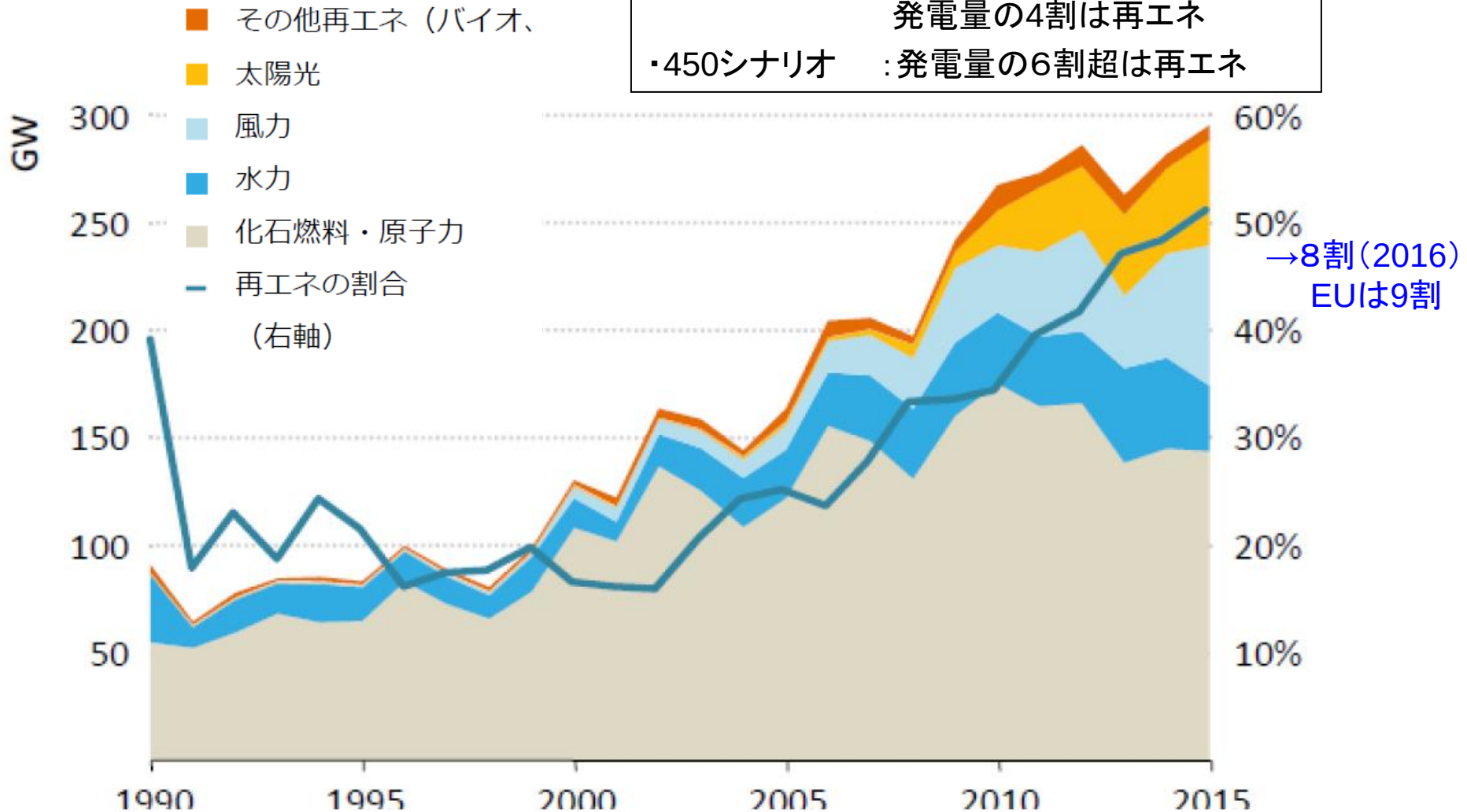
- 再エネ等分散型資源普及は時代の流れ。
3E+Sの便益が大きく、ニーズは高い。
 - * セキュリティ: 自給、燃料費削減
 - * 環境: CO2削減、発電ロス解消
 - * 産業・技術・コスト(中長期的に低くなる)
 - * 安全・防災
- 世界的な大きなトレンドであることが日々明らかに。
- 国内でも事業計画は多い。
 - * ポテンシャル大
 - * 計画ベースで2030年最大目標を上回る

電源開発を圧倒的にリードする再エネ

-世界の発電設備導入量、再エネ割合の推移-

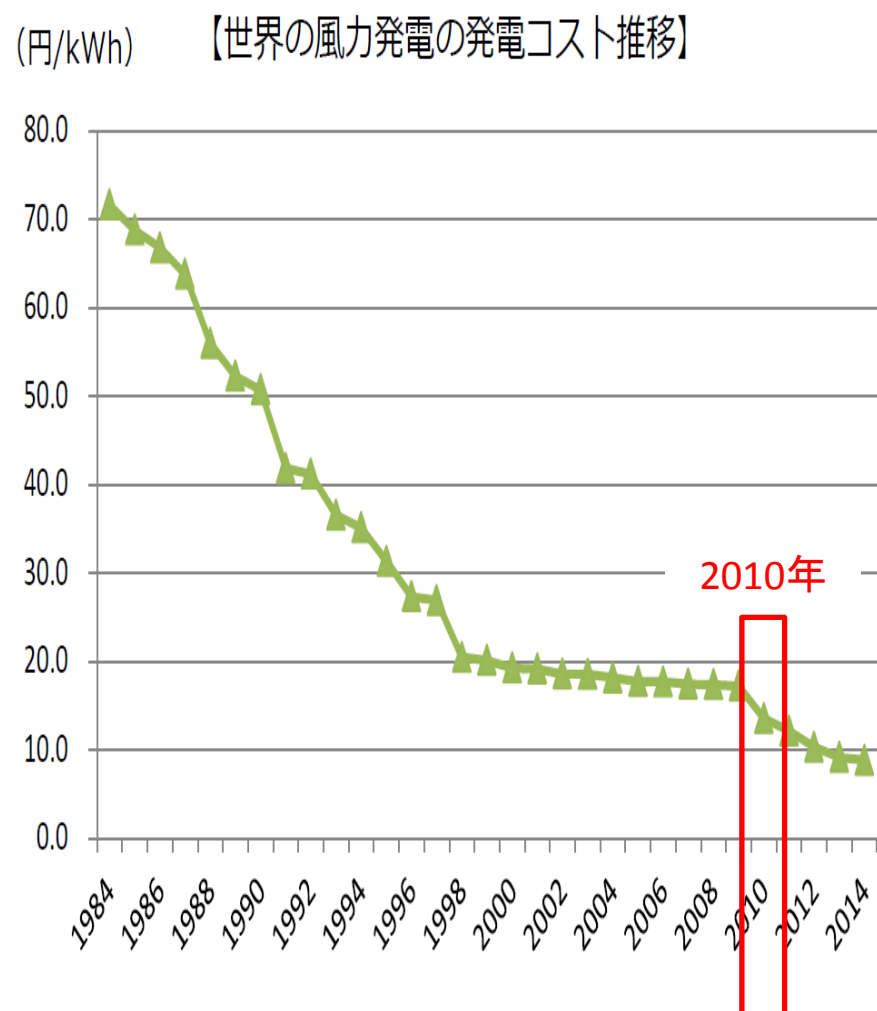
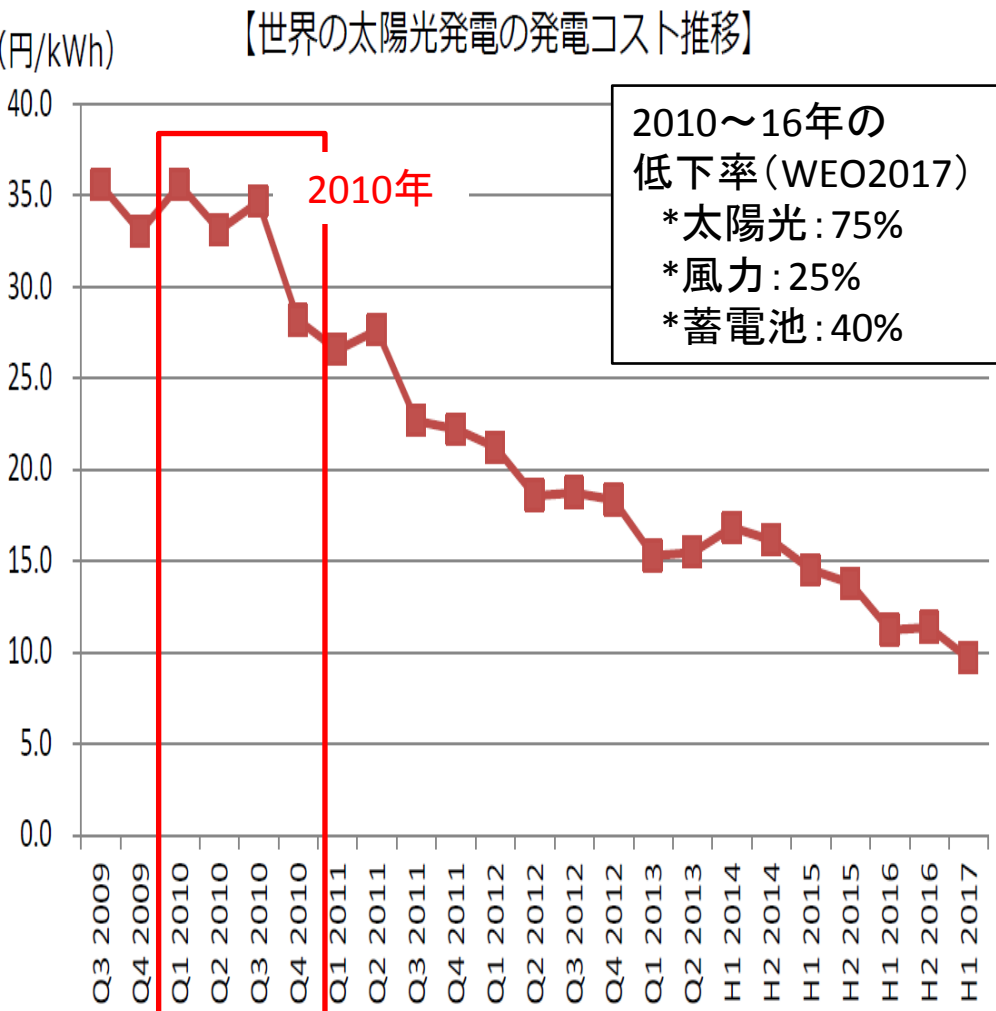
【IEAの2040年の予想】

- ・新政策シナリオ: 容量増加分の2/3は再エネ
発電量の4割は再エネ
- ・450シナリオ : 発電量の6割超は再エネ



(出所)資源エネルギー庁、「再エネ大量導入委員会」資料(5/25/2017)に加筆

低下する太陽光、風力発電コスト



出典：Bloomberg new energy financeより

為替レート：日本銀行基準外国為替相場及び裁定外国為替相場

(平成29年5月中において適用：1ドル=113円、1ユーロ=121円)

(出所)資源エネルギー庁、「再エネ大量導入委員会」資料(5/25/2017)

蓄電池付き再エネ<石炭

Xcel-Energyのコロラド州での募集

【2016年Xcel-Energy社のコロラド・エネルギー提案】
 ・石炭力2基廃止し、風力100万kW、太陽光70万kW、天然ガス70万kWを募集(計240万kW)
 ・これによりミックスは再エネ55%に

Generation Technology	Bids	Bid MW	# of Projects	Project MW	Median Bid		Pricing Units
					Price or Equivalent		
Combustion Turbine/IC Engines	30	7,141	13	2,466	\$ 4.80		\$/kW-mo
Combustion Turbine with Battery Storage	7	804	3	476	6.20		\$/kW-mo
Gas-Fired Combined Cycles	2	451	2	451			\$/kW-mo
Stand-alone Battery Storage	28	2,143	21	1,614	11.30		\$/kW-mo
Compressed Air Energy Storage	1	317	1	317			\$/kW-mo
Wind	96	42,278	42	17,380	\$ 18.10		\$/MWh
Wind and Solar	5	2,612	4	2,162	19.90		\$/MWh
Wind with Battery Storage	11	5,700	8	5,097	21.00		\$/MWh
Solar (PV)	152	29,710	75	13,435	29.50		\$/MWh
Wind and Solar and Battery Storage	7	4,048	7	4,048	30.60		\$/MWh
Solar (PV) with Battery Storage	87	16,725	59	10,813	36.00		\$/MWh
IC Engine with Solar	1	5	1	5			\$/MWh
Waste Heat	2	21	1	11			\$/MWh
Biomass	1	9	1	9			\$/MWh
Total	430	111,963	238	58,283			

欧州電力大手の再エネ導入、原発50基分

(日経新聞1/5/2018、抜粋)

【フランクフルト＝深尾幸生、パリ＝白石透冴】

欧州の電力大手が太陽光や風力発電といった再生可能エネルギーへのシフトを進めている。各社が新設を発表した施設の発電能力は合計で5千万キロワットを超える。出力ベースで原子力発電所50基分以上に相当する規模だ。「脱化石燃料」の流れが加速する背景には、技術革新による低コスト化がある。

発電能力を示す発電設備容量で欧州首位の仏EDFは2030年までに、再生エネの発電能力を16年比で7割増の5千万キロワットに増やす。同社は「30年までの設備投資金額の3分の1を再生エネに投じる」と発表した。約3千万キロワット分の太陽光発電所を20～35年に建設し、風力発電所などの新設も進める。

同2位のイタリア、エネルは20年までの3年間で83億ユーロ(約1兆1千億円)を投じ、再生エネの発電能力を780万キロワット増やす。スウェーデンのバッテンファルは再生エネの発電能力を25年までに約3.5倍に増やす計画だ。このほかの欧州電力大手も再生エネ設備の増強を打ち出し、大手9社で増える発電能力は5700万キロワットに達する。-----

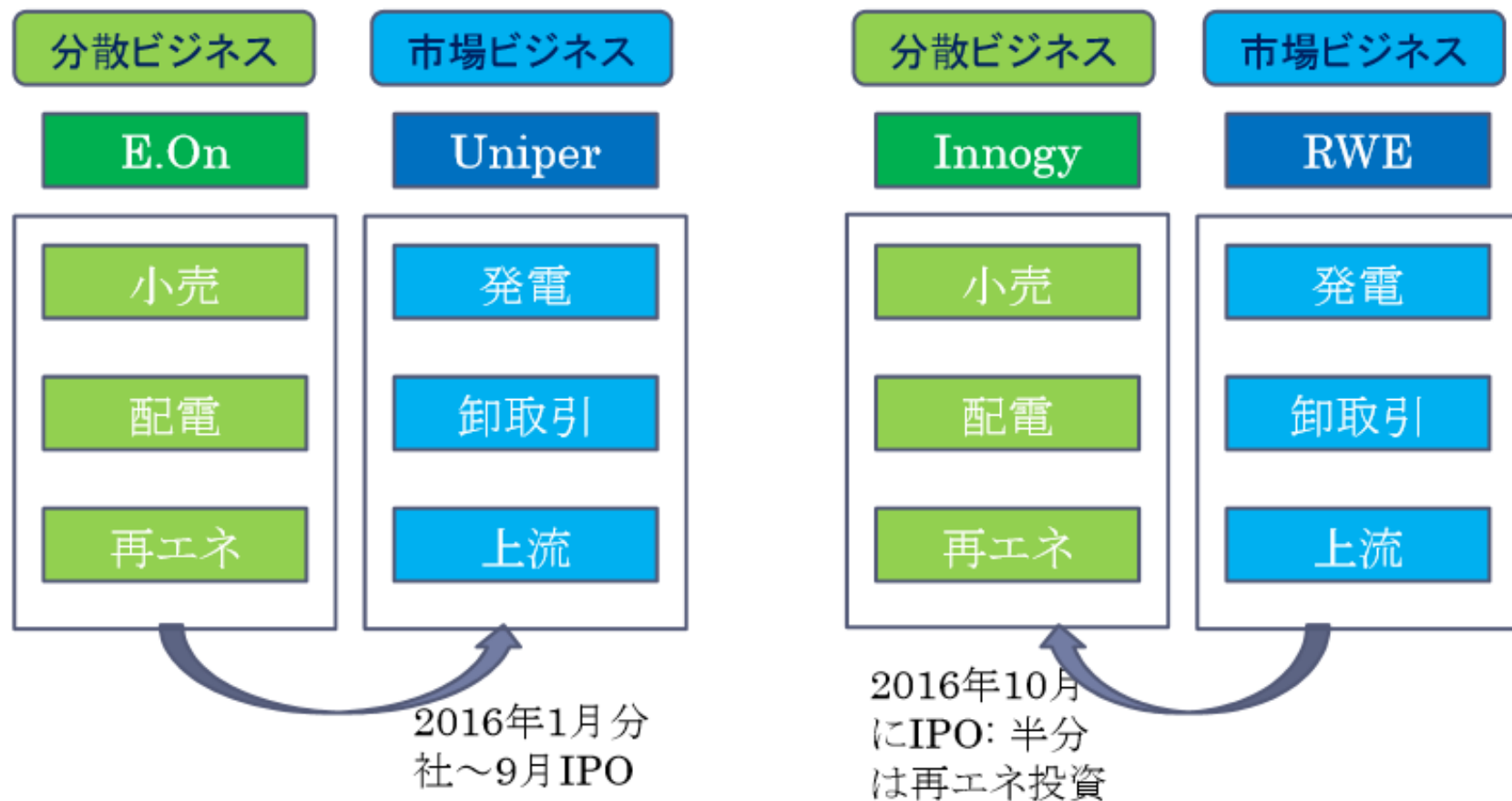
欧州連合(EU)の欧州議会は近く、最終エネルギー消費に占める再生エネの比率を30年に最低27%に引き上げる法案を採択する。15年実績の17%から大幅な引き上げだ。

最終エネルギー消費は自動車のガソリンや暖房のためのガスも含む。30年目標の27%は、電気を起こす方法の割合を示す「電源構成」に換算すると50%前後で、30年に電源構成の22～24%を再生エネで賄うとする日本の計画を大幅に上回る。

だが欧州各社はむしろ27%という目標が「低すぎる」とみている。エネルなど6社は「より意欲的な目標が必要」と提言した。理由に挙げたのが「再生エネはすでにもっともコスト競争力が高い」ことだ。-----

欧州エネルギー企業の経営改革

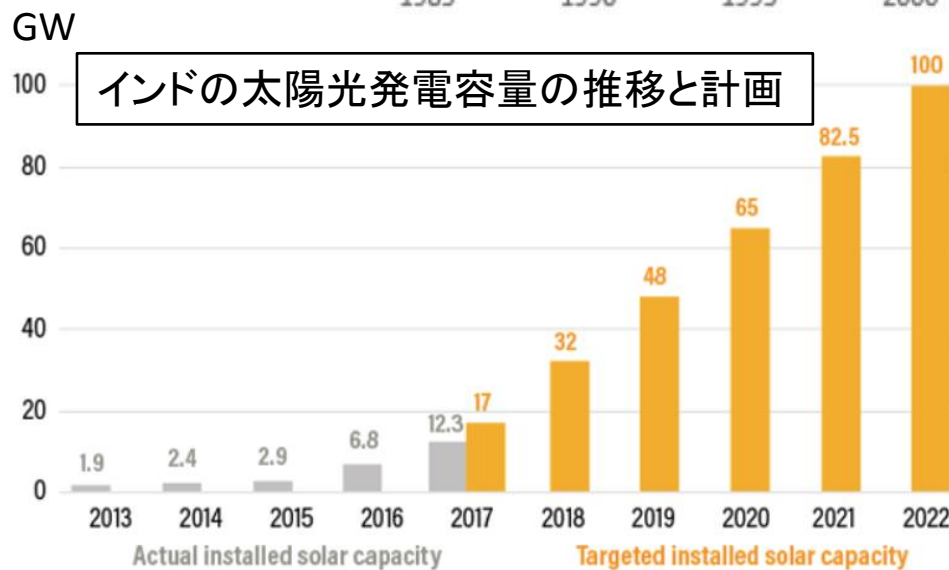
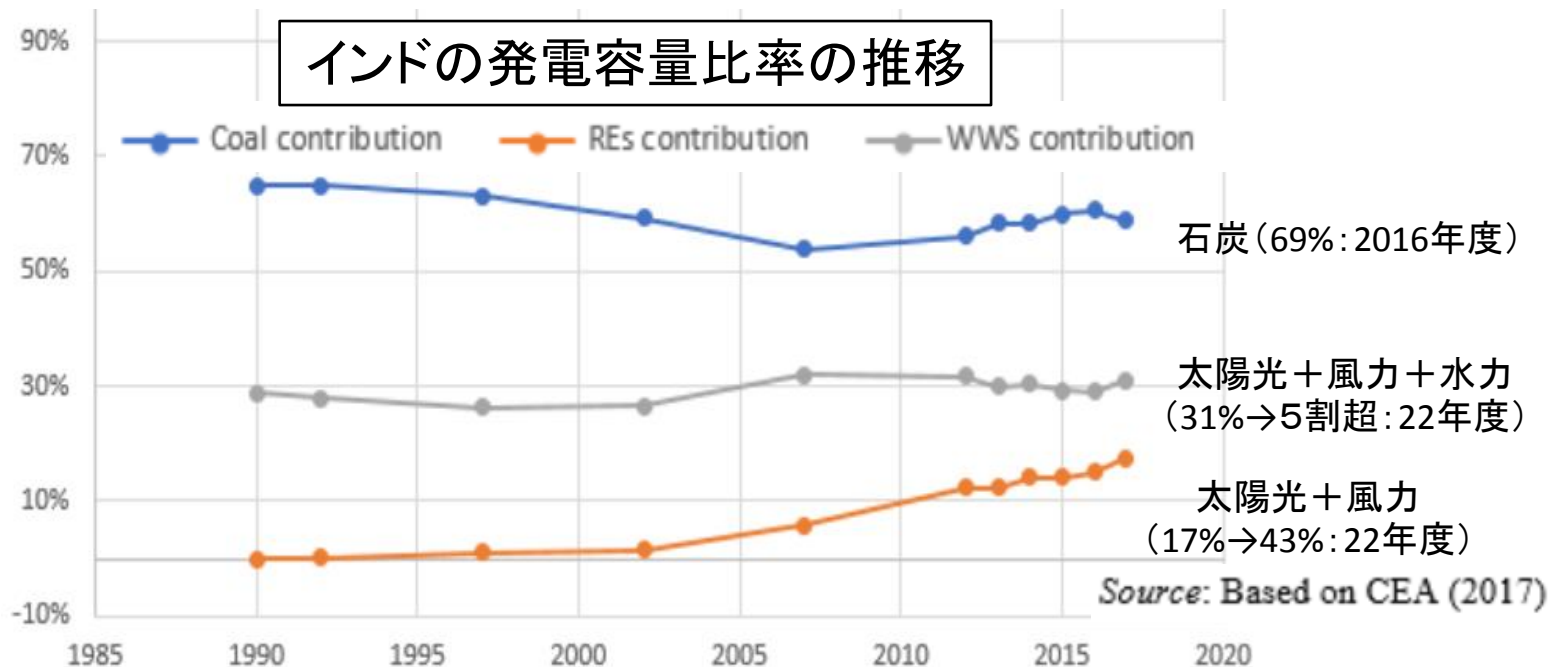
～E.OnとRWEの分社化～



両社は分散ビジネスを分離し、低炭素戦略を明確化

(出所) スプリントキャピタルジャパン(株)

インドのグリーンシフト: 2022年再エネ設備5割に



2030年電力ミックス(2015/7)とFIT認定量

長期見通電力ミックス



ミックスとFIT認定量(2017/3末)」対比表

(単位)百万kW

再エネ種類	FIT認定量 2017/3末	MIXmax (2030年)
太陽光	8,445	6,400
風力	697*	1,000
水力	112**	4,931
地熱	9	155
バイオマス	1,242	728
合計	10,505	13,214

* 風力:環境アセス中を含むと1000を超える。加えて北東北の募集案件1250、北海道の募集案件240がある。

**水力:中小水力のみ

(出所)資源エネルギー庁、一部作成

2. 国内再エネ普及を妨げる要因

しかし、現状制度上の制約があり普及を妨げている。

- 送配電分離が途上
- 市場取引整備が途上
- 立地環境整備が途上
 - * 系統接続
 - * 環境アセス 等

3. 最大課題としての接続問題

空容量ゼロ、高い接続費用、低い利用率

- ・現状最大の課題は系統に接続できないこと：空き容量ゼロ
 - ・所用費用を支払えば接続可能だが、負担が大きい。
 - *接続費用：電源（引込み）線建設、系統増強
 - ・系統増強は基本的に開発者負担（特定負担）。
 - *上位2系統は一般負担も導入されたが、
再エネは特定負担が重い
 - ・出力抑制発生頻度が不透明で、接続後の稼働予見性に欠ける
⇒開発現場からの悲鳴多数
 - ・一方、（基幹系統）実潮流ベースでは設備利用率は低い、
国民負担が大きい
 - ・IoT時代となり設備効率が飛躍的に向上する可能性。
競争力の源泉
- ⇒系統運用・接続ルールの見直しが不可欠

東北電力管内の送電空き容量 2016年5月末に北東北ゼロに

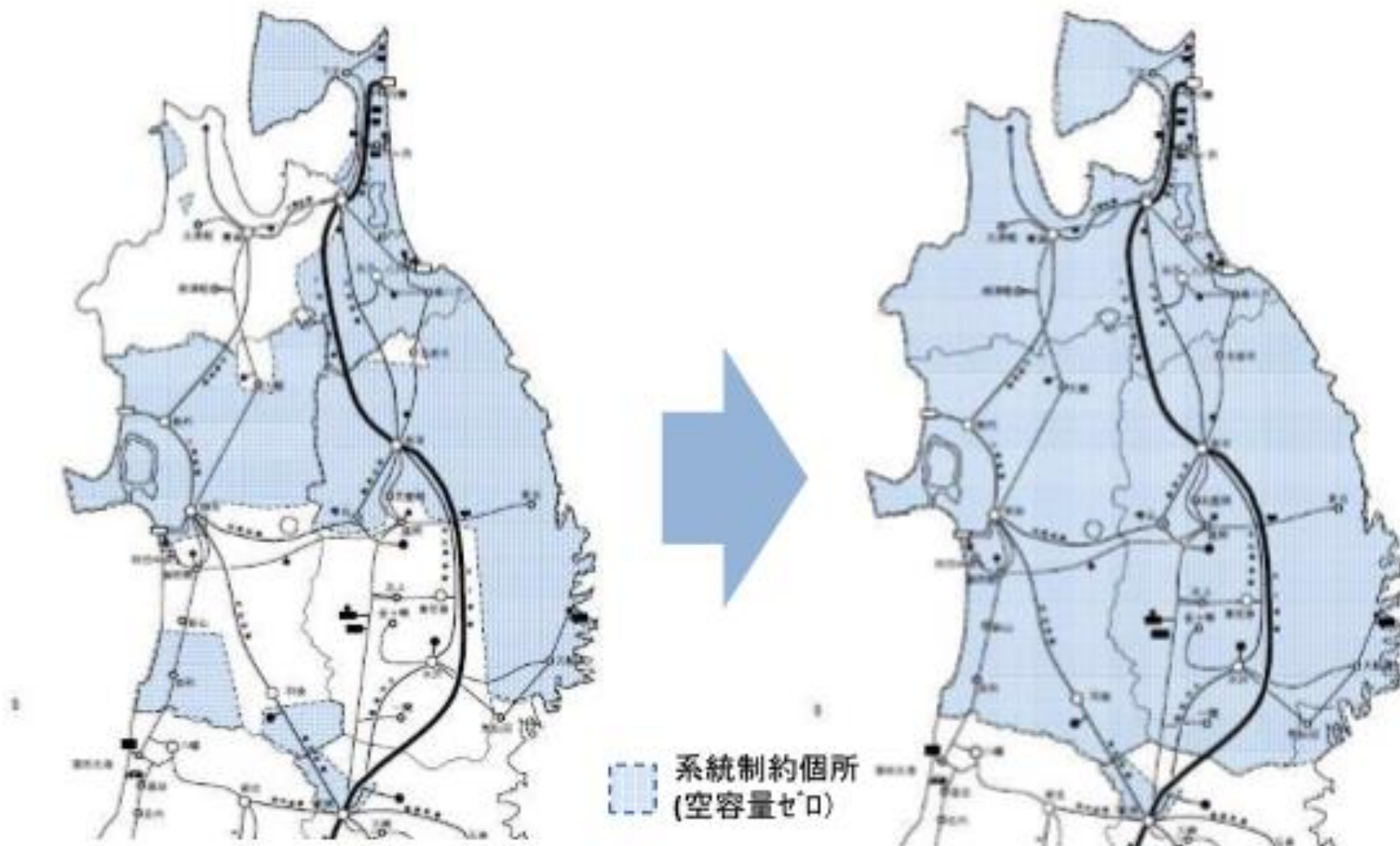


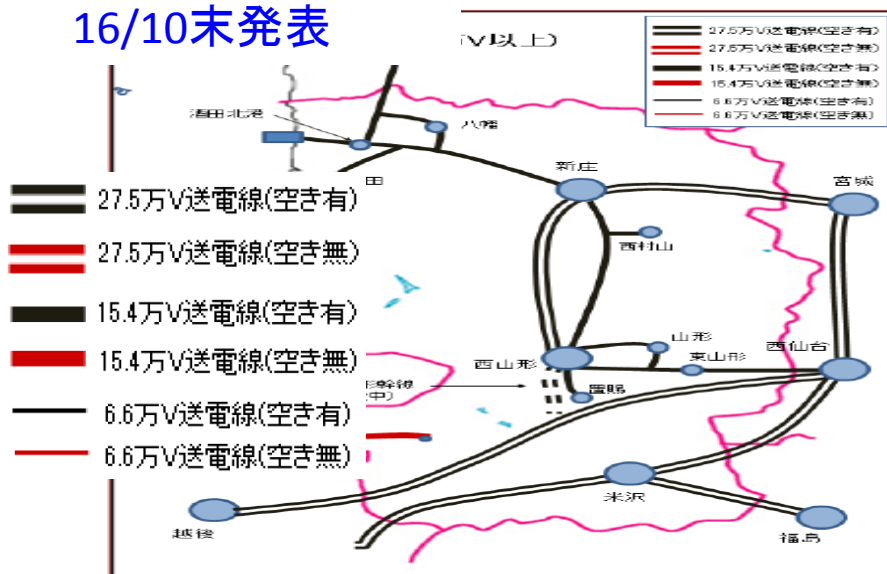
図1 平成28年4月28日付公表

図2 平成28年5月31日付公表

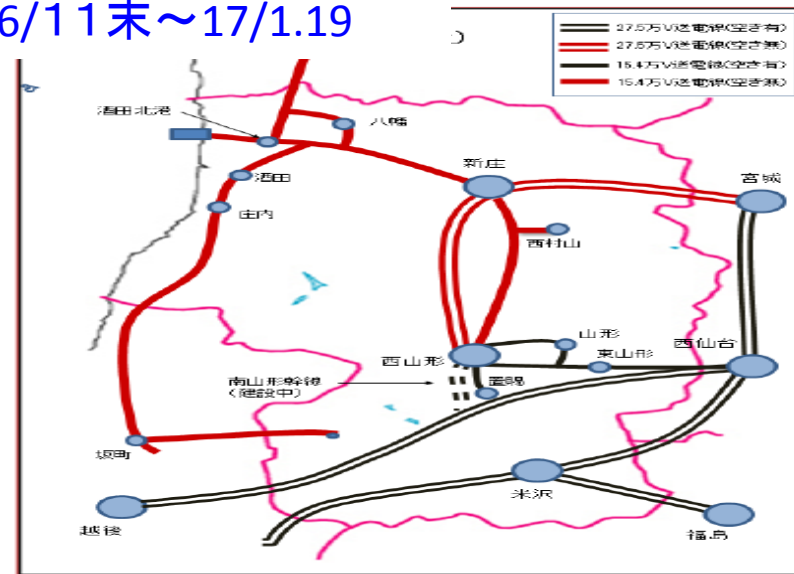
(出所)東北電力

山形県の系統空き容量：2016年11月末ゼロからの顛末

16/10末発表

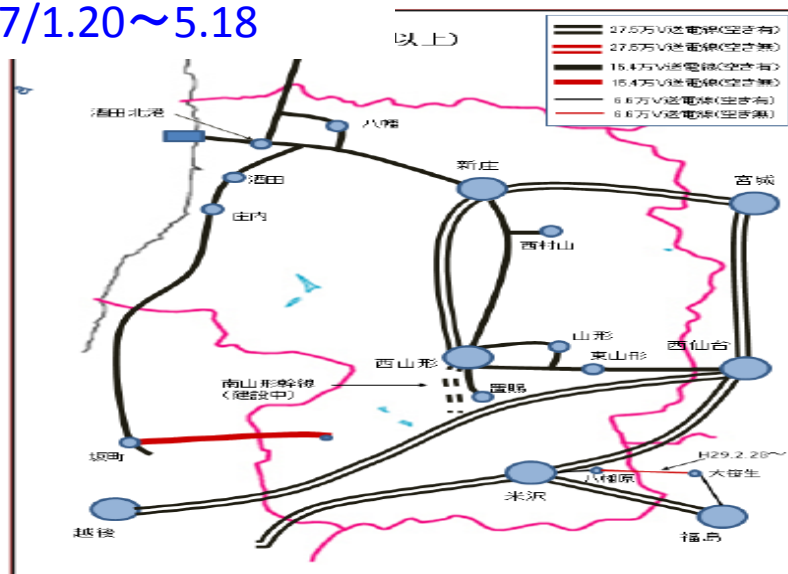


16/11末～17/1.19



○本県北部エリア(庄内、最上、北村山、西村山)の系統空き容量がゼロに

17/1.20～5.18

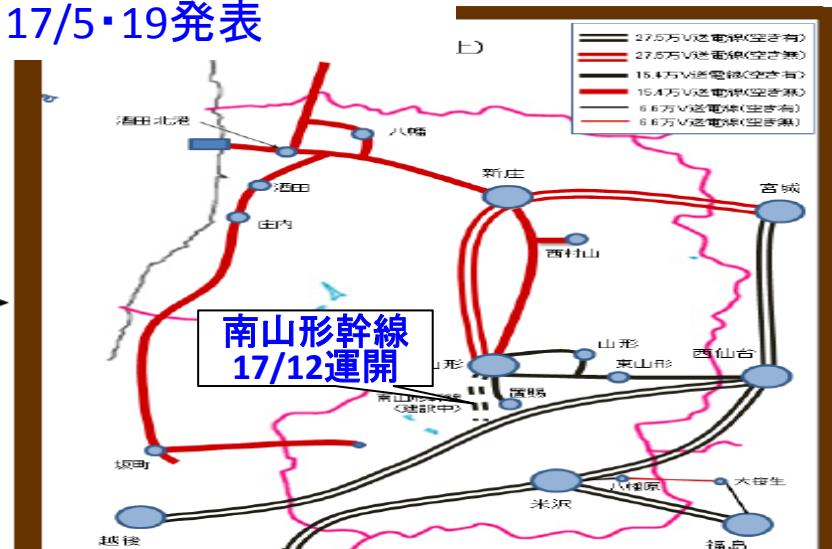


○接続枠を確保していた事業者のキャンセルにより一時的に回復

○H29.2.28からは、米沢市八幡原と福島市を結ぶ送電線(6.6万kV)の空き容量がゼロに

(出所)山形県

17/5・19発表



南山形幹線新設の目的(2016/6着工):山形県・秋田県南部沿岸地域への供給ルートを多重化し、同地域における電力のさらなる安定供給を図る

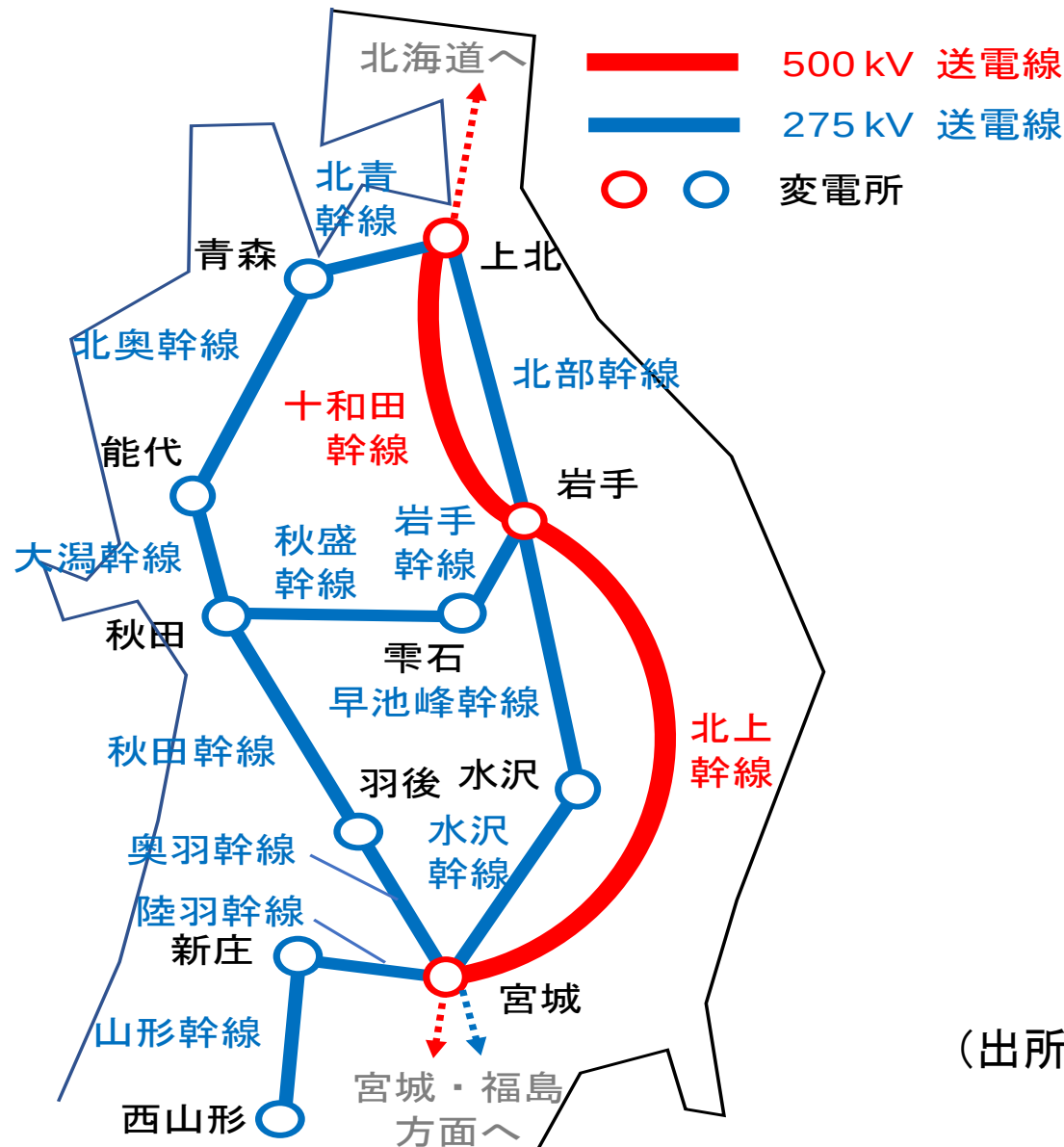
地域内基幹送電線の利用率計算

-利用率は低く、空き容量は多い-

- ・地内基幹送電線は、上位2系統は電力広域的運営推進機関OCCTOのwebにて実潮流、最大運用量が公開(30分毎の平均値)。
- ・京大再エネ講座は、2016年9.1～2017年8.31の1年間の北海道、東北地区の設備利用率(空き容量比率)を計算
 - *設備利用率＝実潮流/運用容量
 - *実潮流：実際に流れた電力量(30分平均値)
 - *運用容量：熱容量、作業停止等を考慮に入れた利用可能量
- ・その結果、両地域において利用率は非常に低いことが判明。
 - *北海道：1.9～15.3% (単純平均：10.6%)
 - *東北：2.0～18.2% (単純平均：8.8%)

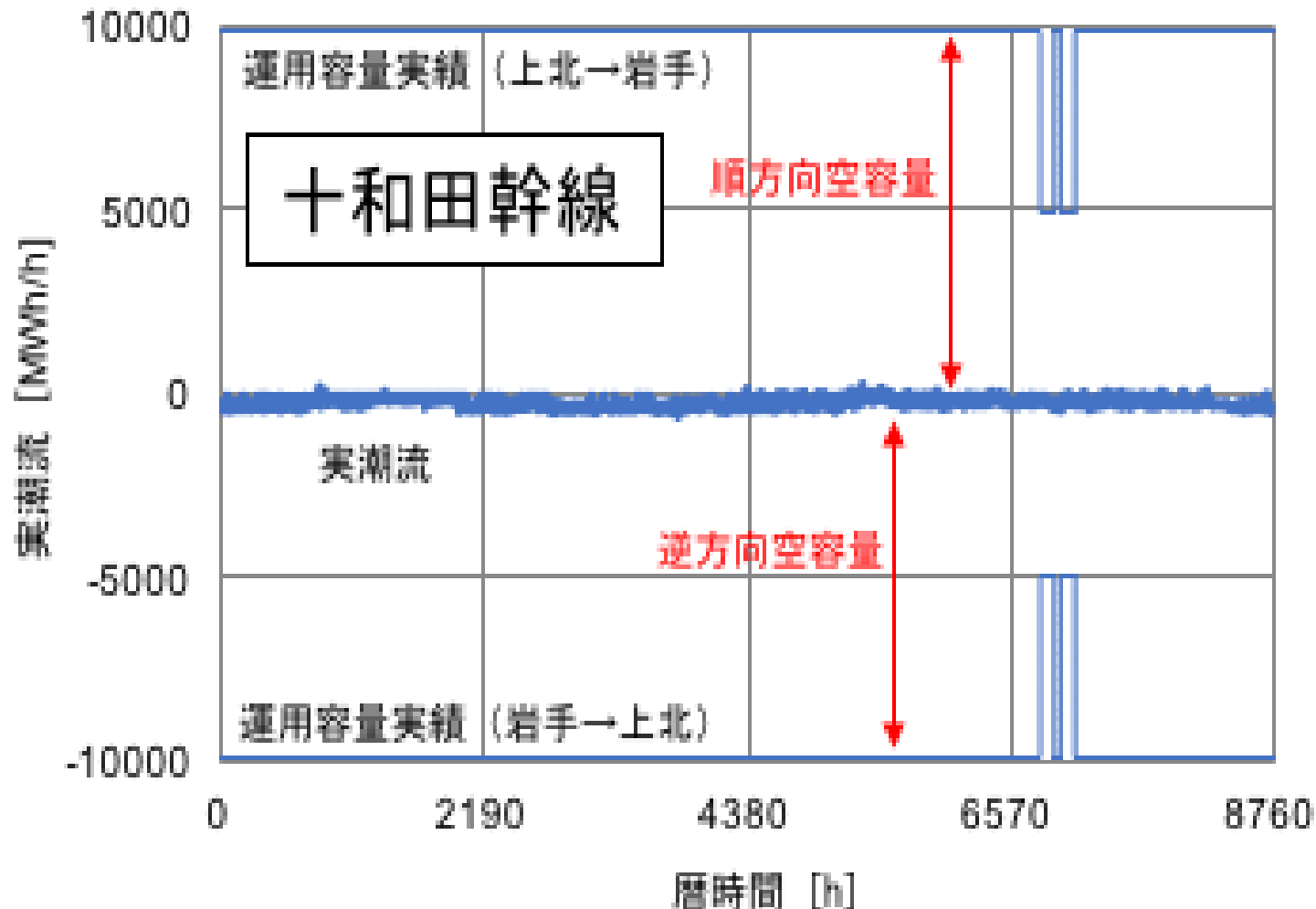
東北4県分析対象線路の電氣的・地理的配置

北東北3の上位2系統の空き容量は基本ゼロ



(出所) 京都大学安田・山家

十和田幹線の時系列データ (2016年9月1日～2017年8月31日)



(注)・データは電力広域的運営推進機関OCCTO公表

・「実潮流」: 実際に流れた電力量(30分平均値)

・「運用容量」: 熱容量、作業停止等を考慮に入れた利用可能量

主要幹線の空容量および利用率比較

(東北地方抜粋2016年9月1日～2017年8月31日)

線路			空容量 MW	運用容量 (MW)	設備利用率 (平均)	同左 (最大)
階級	幹線名	潮流方向				
500kV	十和田	上北～岩手	0	9,872	2.0%	8.5%
	北上	岩手～宮城	0	9,872	3.4%	10.6%
	青葉	宮城～西仙台	20	9,408	6.8%	20.6%
275kV	北青	上北～青森	0	2,500	7.5%	24.3%
	北奥	能代～青森	0	2,500	18.2%	30.5%
	北部	上北～岩手	0	1,808	3.2%	20.2%
	大潟	能代～秋田	0	3,618	14.5%	35.2%
	秋盛	秋田～雫石	0	1,544	15.9%	69.5%
	岩手	雫石～秋田	0	1,544	16.4%	73.8%
	秋田	秋田～羽後	0	1,544	11.4%	38.0%
	早池峰	岩手～水沢	0	1,748	3.4%	22.8%
	奥羽	羽後～宮城	0	1,446	6.7%	43.8%
	水沢	水沢～宮城	0	1,544	11.8%	36.3%
	陸羽	宮城～新庄	0	3,094	4.4%	23.8%
	山形	新庄～西山形	0	2,714	4.8%	18.3%

(注)・「潮流方向」: 左→右が順 ・「空き容量」: 電力会社公表値

・「運用容量」: 年間の最大値

・「設備利用率(平均)」: 実潮流(30分累計)/運用容量累計

・「設備利用率(最大)」: 実潮流(30分最大値)/最大運用容量

(出所) 京都大学安田・山家の¹⁹
資料を山家が一部加工

接続コストは急激に高騰

- ・再エネ適地は空き容量ゼロとされ、接続には系統増強が不可欠に。
- ・接続費用は、原則開発者が負担(特定負担)。
- ・上位2系統に係る増強費用は、一部一般負担が導入されたが、太陽光、風力は特に重くなる運用(※)。
- ・「個別協議」にて負担や運転条件が提示。
- ・この結果、単位当たり接続費用は高騰し、尋常でないレベルが頻出し、開発が困難に。

(参考) 接続費用の推移(陸上風力の場合)

*かつてはkW当り3000～5000円程度

*現状は、1～2万円(FIT委員会の前提1.56万円)

*東北北部募集プロセスでは、10万円程度

*北海道蓄電池募集では、蓄電池費用だけで4～6万円

(※) 一般負担の上限値

(単位: 万円/kW)

バイオ(専)	地熱	原子力 LNG	石炭 バイオ(昆)	小水力	水力	洋風 石油	陸風	太陽光
4.9	4.7	4.1	4.1	3.6	3.0	2.3	2.0	1.5

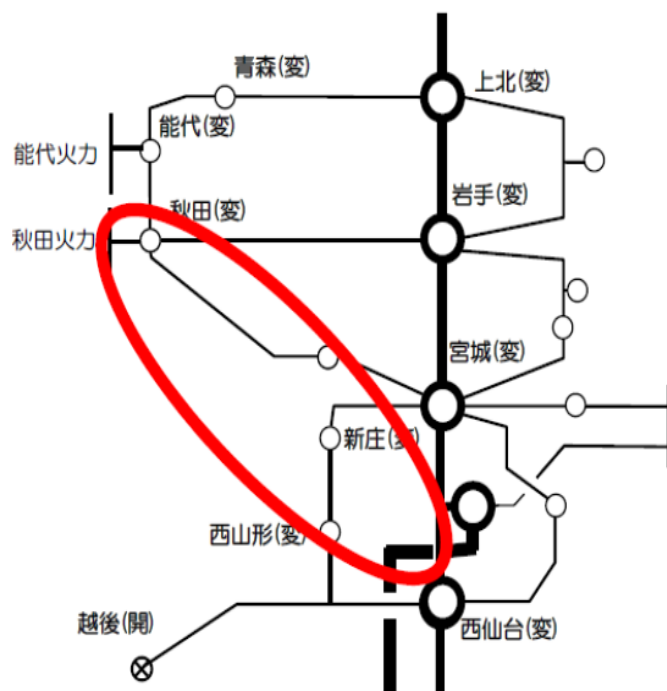
東北北部募集プロセスにみる接続問題

- ・秋田～西仙台まで50万Vルートの大規模増投資を10年かけて実施。募集280万kWに1550万kW応募。
- ・既存昇圧主のルート変更(?)等で350～450万kWに引き上げ。投資趣旨。募集対象地域、コストは不変。

募集要領(H29.3.9)

入札対象工事(概要) 募集量:280万kW

秋田地区から西仙台変電所までの50万Vルート構築



系統増強コスト: 4万円～5万円/kW

第13回 系統WG資料(H29.12.12)

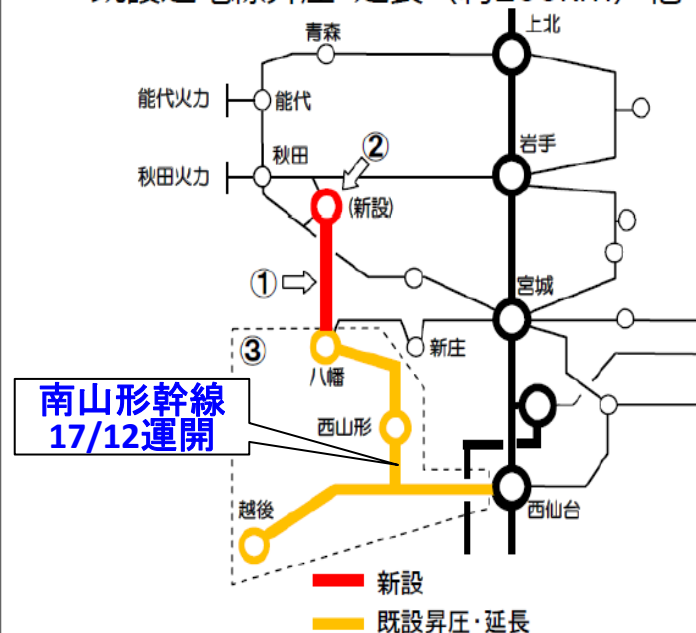
入札対象工事(案)の概要 接続可能:350～450万kW

①50万V送電線整備(約100km)

②50万V変電所新設

③その他関連工事

既設送電線昇圧・延長(約260km) 他



南山形幹線
17/12運開

出典: 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ (第13回)
資料1「東北北部エリア電源接続案件募集プロセス系統対策の検討状況について(東北電力)」より

2017/08 応募:344件、1545万kW

一陸風446、洋風786、太陽165、火力120他

風力発電送電費用が壁(日経新聞、抜粋)

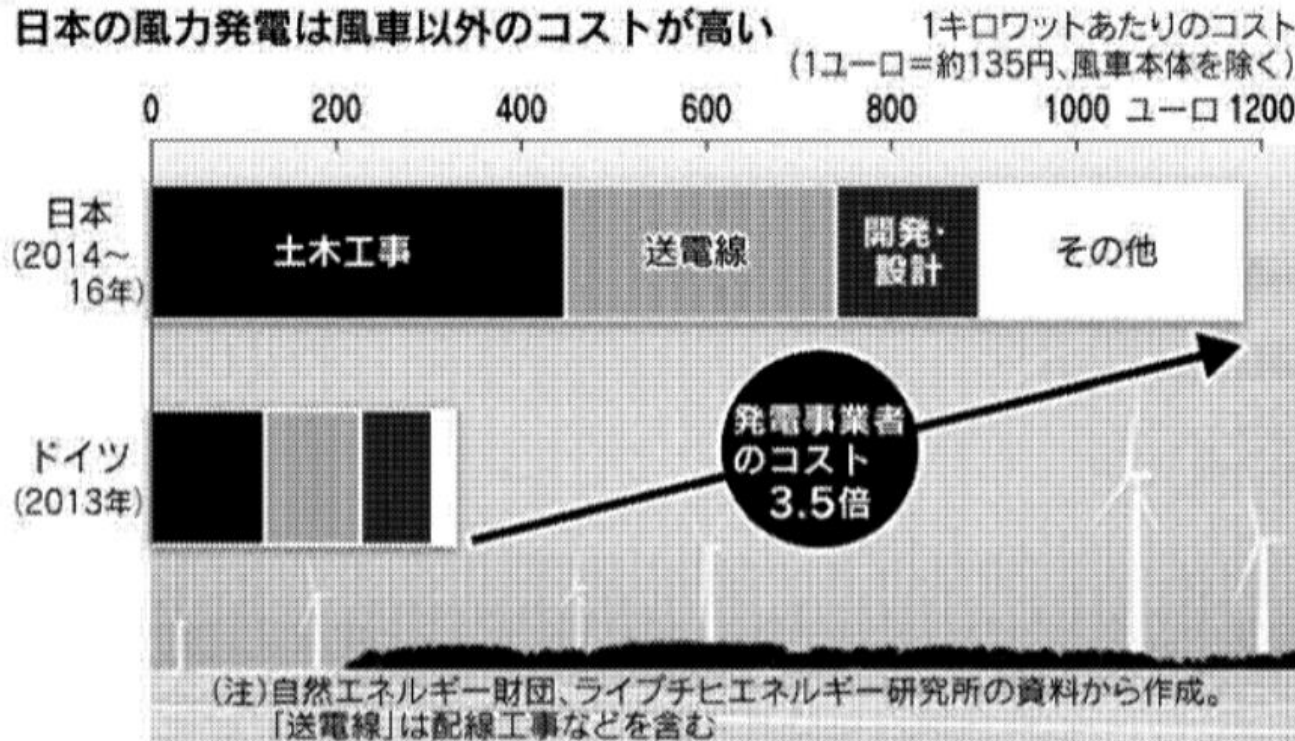
「最近さらに費用が上がった。計画を断念するケースが出かねない」。風力発電大手エコ・パワ―(東京・品川)の真鍋修一取締役は言う。東北地方で行われる入札の見積価格が要因だ。

再エネの接続申し込みが急増した東北電力は16年、基幹送電線の増強を決め、接続したい発電事業者を17年に募った。280万キロワットという大規模の入札を18年2月に実施することにした。

しかし、東北電が入札に先立って昨年夏に示した見積もりにも各社は驚いた。「我々は送電事業者じゃない」。岩手県で風力発電所を開発する大手の担当者は憤る。送電線の投資も必要で負担額は想定の上だった。別の風力発電大手幹部も

「1キロワット1万〜2万円程度だった工事負担金が10万円ぐらいに跳ね上がったイメージ」という。

日本の風力発電は風車以外のコストが高い



(出所) 日本経済新聞
(1/7/2018)

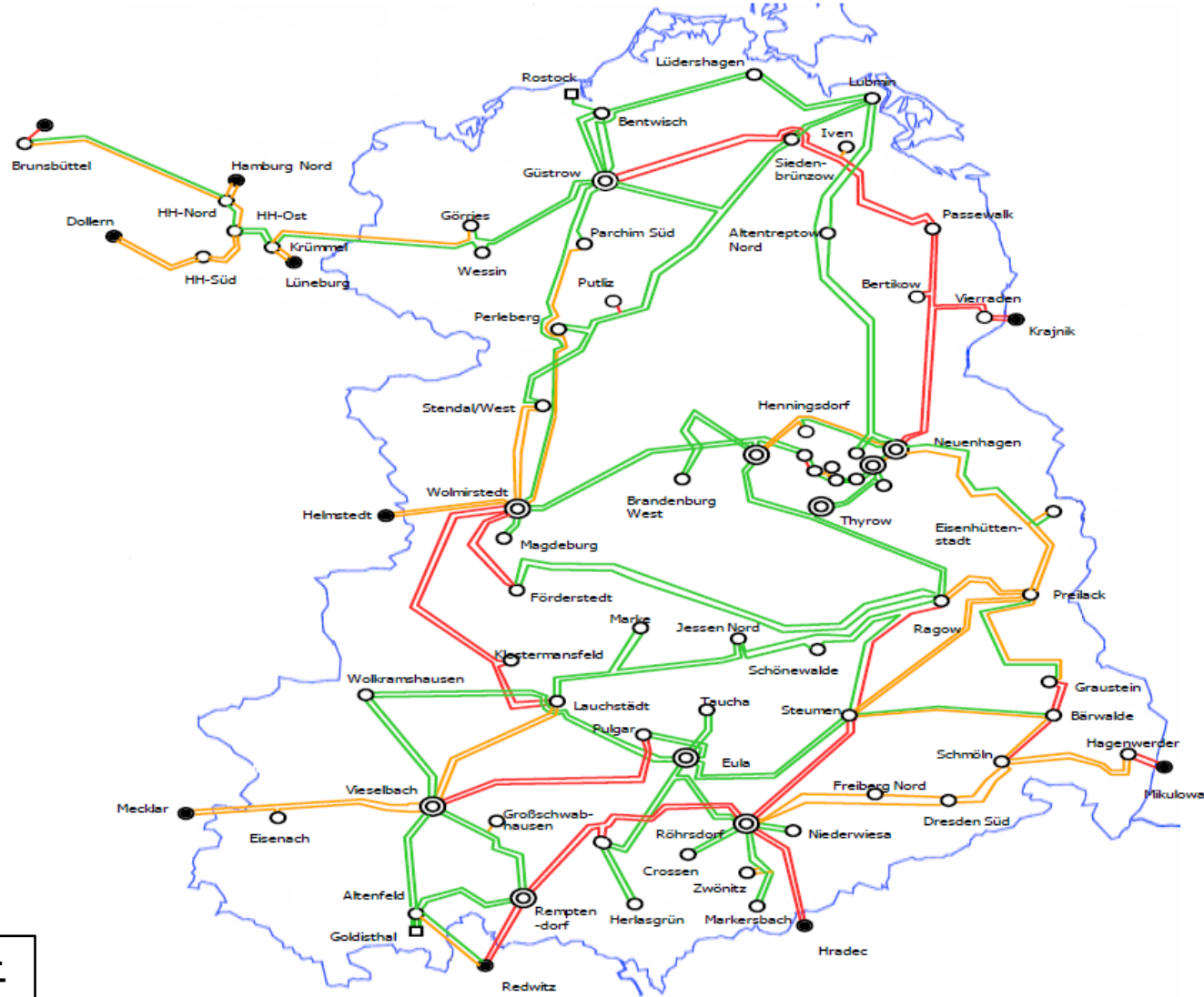
(出所) 日本経済新聞
(1/7/2018)

4. 現行運用ルールとその課題

4-1. 先着優先、余裕ある設備形成、差別性

- ・現状では、接続契約済み電源(既存電源)は定格までの運転は保証される、流通設備に混雑は生じないとの前提で運用(先着優先ルール)。
 - *既存電源は、稼働中・計画中を問わず、基本的に定格出力での運転を想定。
 - *既存電源は、契約ルートで流れると想定(そうでないと事前に数値化し難い)。
- ・流通設備は、電線(ライン)、変電設備(バンク)が一つ余裕を持たせて形成(N-1)。
 - *1ルートは2回線あり、最大5割の利用率。
 - *但し、多重化・ループ化のルート形成により実際の利用率は5割より高くなる(2重化で75%)。
- ・このルールでは、新規計画が多くなると、特に設備利用率の低い分散型電源のニーズが高まると、短期間で空容量ゼロとなる。
- ・投資判断やコスト負担において、新規事業者と既存事業者との間に著しい不公平が存在し、中立であるべき送電事業としては問題が大きい。

ドイツの送電会社50Hertzの送電線利用率(2016年)



年間5時間以上

Load $\leq 50\%$

50% < Load < 70%

Load $\geq 70\%$

No values

事故時送電限界近く

事故時送電限界

(出所) 50Hertz

4-2. 日本版コネクト&マネージ、インフラ料金

- このような状況下、政府や広域機関において送電線の有効利用を図るべく、「コネクト&マネージ」の議論が進捗中。
- これは、まずは接続を認めたうえで、局所的に混雑が発生する場合は混雑対策を打つが、それでも必要な場合は投資を行うという考え方。
- 大きな一歩として評価できるが、先着優先・契約ベースを前提としているようであり、意味ある解決策となるかは不明。
- 一方、系統運用の実施者であり所有者である送配電会社は、情報と運用ノウハウをもつキーセクターであり、コネクト&マネージの担い手。
- 混雑処理を含む需給調整や設備投資に要する費用の回収が基本的な行動誘因。

*EUでは相応の報酬率、「再エネ拡張」もポイント

- しかし、「託送費用引き下げの雰囲気」がある現状では、積極的な行動要請に当惑している状況。

日本版コネクト&マネージのイメージと疑問

<従来>

- 現状、電源がフル稼働、需要は最小の潮流を想定。

<想定潮流の合理化>

- エリア全体の需給バランス、長期休止電源や自然変動電源の均し効果などから電源の稼働の蓋然性評価等を実施。需要と出力の差が最大となる断面（最大潮流の断面）を評価し生じる容量を活用。

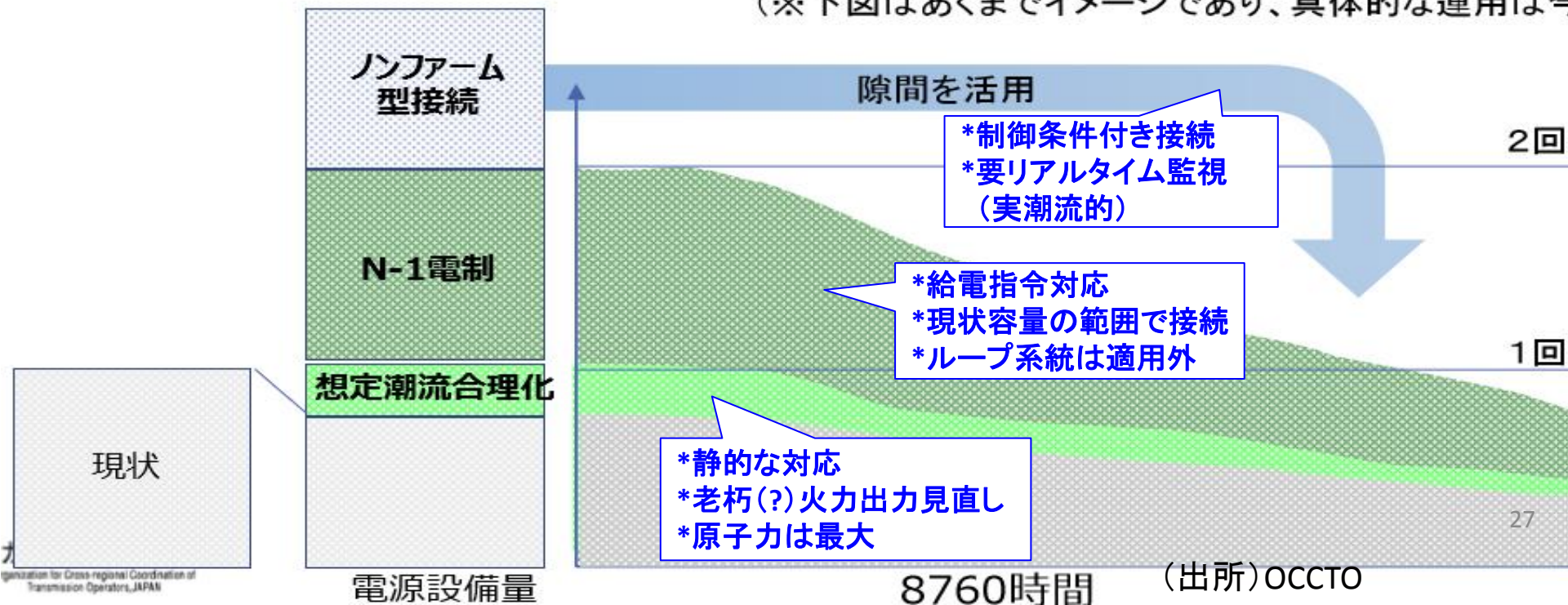
<N-1電制>

- 従来、系統の信頼性等の観点から、N-1故障（1回線）発生時でも、送電可能な容量を確保。「N-1電制」では故障時には電制を行うことで、この容量を活用する。

<ノンファーム型接続>

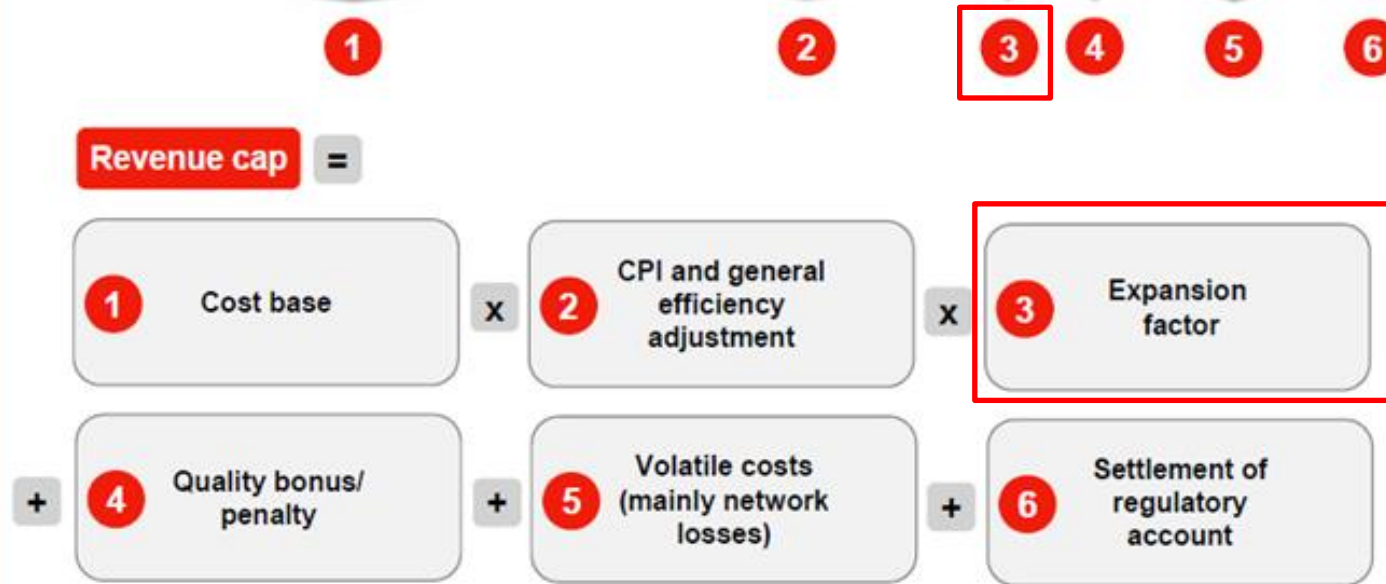
- 送電容量を持たず、系統の空きがあるときには送電することができる新たな電源接続の考え方。

（※下図はあくまでイメージであり、具体的な運用は今



料金規制の計算式(ドイツ)

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



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

EF_t はグリッドの拡大のための係数
(再エネの年間拡大率)

(資料)E-On、京都大学内藤

5. ルール改正の考え方

5-1. 送電線利用の中立性確保

- ・競争環境を維持するために送電線利用の中立性確保が不可欠。
 - *既に発電・小売り事業は全面自由化済みであり、インフラの中立性は大前提。インフラが競争阻害要因となる状況は極めて問題。
- ・原則接続を認める「コネクト」や所要費用を原則系統側がもつ「シャロー」の概念はここに由来する。
 - *EUでは「接続保証」、「再エネの優先接続」、「一般負担」が基本。
 - *電源線(引き込み線)ルート of 最短系統接続等の合理的判断。
 - *系統増強費用の一般負担化(少なくとも中立化)。
 - *新規接続は、これが認められても供給は需要を超えられないことから、基本的に流通混雑に関しては中立。人口減・節電志向等により電力需要の減少が予想。
- ・送電線が中立的に利用されるためには、送電部門独立に加えて市場取引により選ばれた電源が利用できる仕組みが有効。

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?
	発電側負担 1	需要側負担	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	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

欧州送電会社の Tarif

OTSOの収入はTSO Tarifより

- ・TSO Tarifは「発電側ではなく需要側に課す」のが欧州では基本
- ・TSO Tarif: 平均1.2円/kwh (2015年)

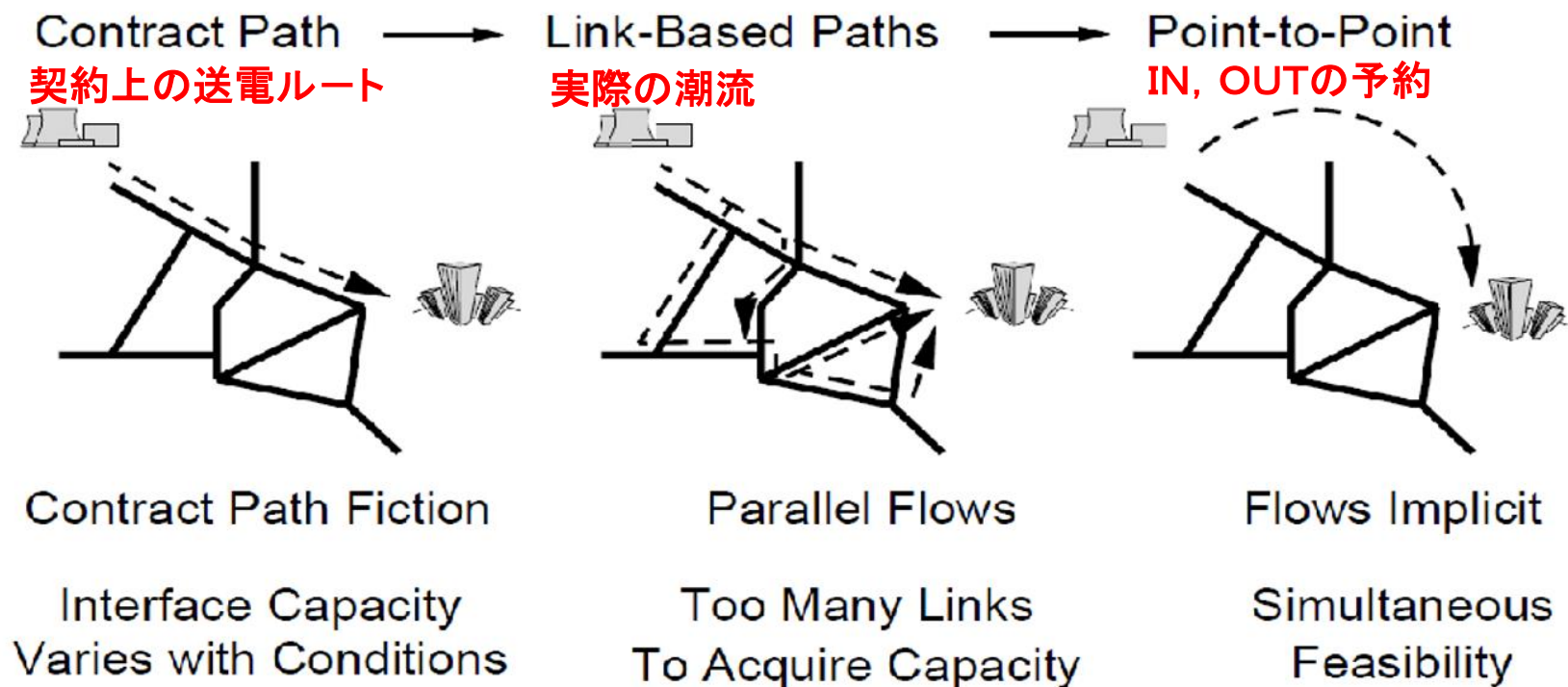
(資料) Entso-E、京都大学内藤

5-2. 送電線の有効利用

- ・送電線を有効利用するためには、
 - *「コネクト」を認め、現実には空いているときは積極的に利用
 - *混雑するときは解消する対策を打つ（混雑処理、「マネジメント」
ー再給電（リディスパッチ）、潮流シフト、出力抑制等
 - *対策コストが建設費用よりも上回るときは設備投資を実施することが重要。
- ・以上を有効に実現するためには、運用ルールを現行の契約（定格出力）ベースから実潮流ベースへの変更が不可欠。
 - *欧米の主要市場における運用は実潮流ベース。
- ・将来の実潮流を予想することになるが、前日午後には送電会社には需要と供給の情報が登録されており、実潮流計算は可能。
 - *中長期の実潮流計算も、「市場取引報告」と「非報告不使用ペナルティ制度」導入により可能。
 - 一定格出力まで使う権利があっても不使用のまま放置されれば国民経済的に損失
 - *取引所取引機能向上のための環境整備も重要。実潮流ルールは取引所利用促進要因。

実潮流(フロー)ベース

An Evolution of Transmission Capacity Definitions



(資料)米国ハーバード大Hogan:1996年

【FERC(米国連邦政府の規制機関)のPoint to Pointの考え方】

送電線は指定せずに起終点だけでPricingすることまでを義務付け、**Flow-based pricing**も制度の中に組み込んだもの。

【Order888 脚注】* 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。* 実際の潮流は契約MAXの電流で常に流れるわけではない。

(出所)京都大学内藤の整理を一部加工

5-3. 情報開示、インフラ利用料金

- ・以上の前提として、**実潮流の系統情報開示が不可欠。**
 - *上位2系統より下の階層にも拡大
 - *混雑を含む将来予想の公表
- ・コネクト&マネージの担い手となる**送電会社の積極活動の誘因となる料金システム構築は不可欠。**
 - *混雑処理等所要費用の確実な回収
 - *「再エネ拡張」係数の導入

6. 提言案

(基調講演版)

6. 提言案(基調講演版)

(1) 送電線の中立化

- ・競争環境を維持するために送電線利用の中立性確保
- ・その実現のために、送電部門の早期実質独立および市場取引により選ばれた電源が利用できる仕組みの構築。
- ・新規電源の「接続保証」、接続に要する費用を原則系統側がもつ「一般負担」のルール化

(2) 送電線の有効利用

- ・送電線を有効利用するためには、以下の措置を講ずる。
 - *「コネクト」を認め、実際に空いているときは積極的に利用
 - *混雑するときは解消する対策をうつ(混雑処理、「マネジメント」)
一再給電(リディスパッチ)、潮流シフト、出力抑制等
 - *対策コストが建設費用よりも上回るときは設備投資を実施
- ・以上を実現するためには、運用ルールを現行の契約(定格出力)ベースから実潮流ベースへの変更が不可欠。

(3) 情報開示、インフラ利用料金

- ・以上の前提として、実潮流の系統情報開示が不可欠。
- ・コネクト&マネージの担い手となる送電会社の積極活動の誘因となる料金システムの構築。

ご清聴、
有難うございました。