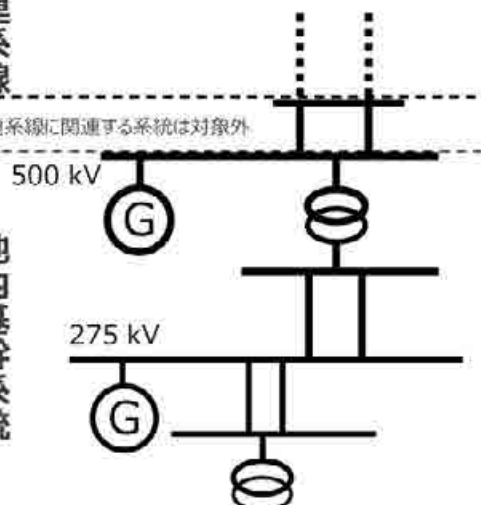
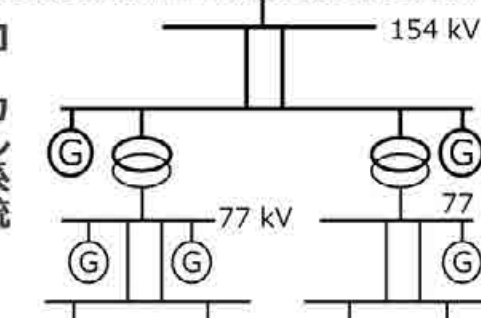
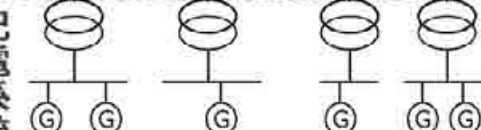


参考資料集

(構成員意見書)

現在の系統混雑管理と設備形成の考え方

	平常時の混雑管理	NW設備の設備形成	系統の特徴	
連系線	間接オークション (市場落札不調の電源が停止)	費用便益評価により増強判断	エリアをまたいだ供給をする比較的大規模な電源が利用	
地内基幹系統	 <p>500 kV 275 kV</p>	<div style="border: 2px solid red; padding: 10px;"> ・試行ノンファーム (計画段階でノンファーム電源を抑制) </div>	費用便益評価により増強判断 (原則一般負担)	送電線の規模が大きく、基幹系～配電系統に接続する様々な電源の影響を受ける。 ・規模:大～小 ・電源種:原子力、火力、再エネ
ローカル系統	 <p>154 kV 77 kV</p>	混雑なし (系統制約とならないよう設備増強して対応)	設備増強 (受益に応じて特定負担分あり)	中規模火力もあるが再エネがメイン。送電線容量の関係で特定の電源の影響を受けやすい。 ・規模:中～小 ・電源種:火力、再エネ
配電系統				小規模電源が中心 ・規模:小 ・電源種:太陽光、水力

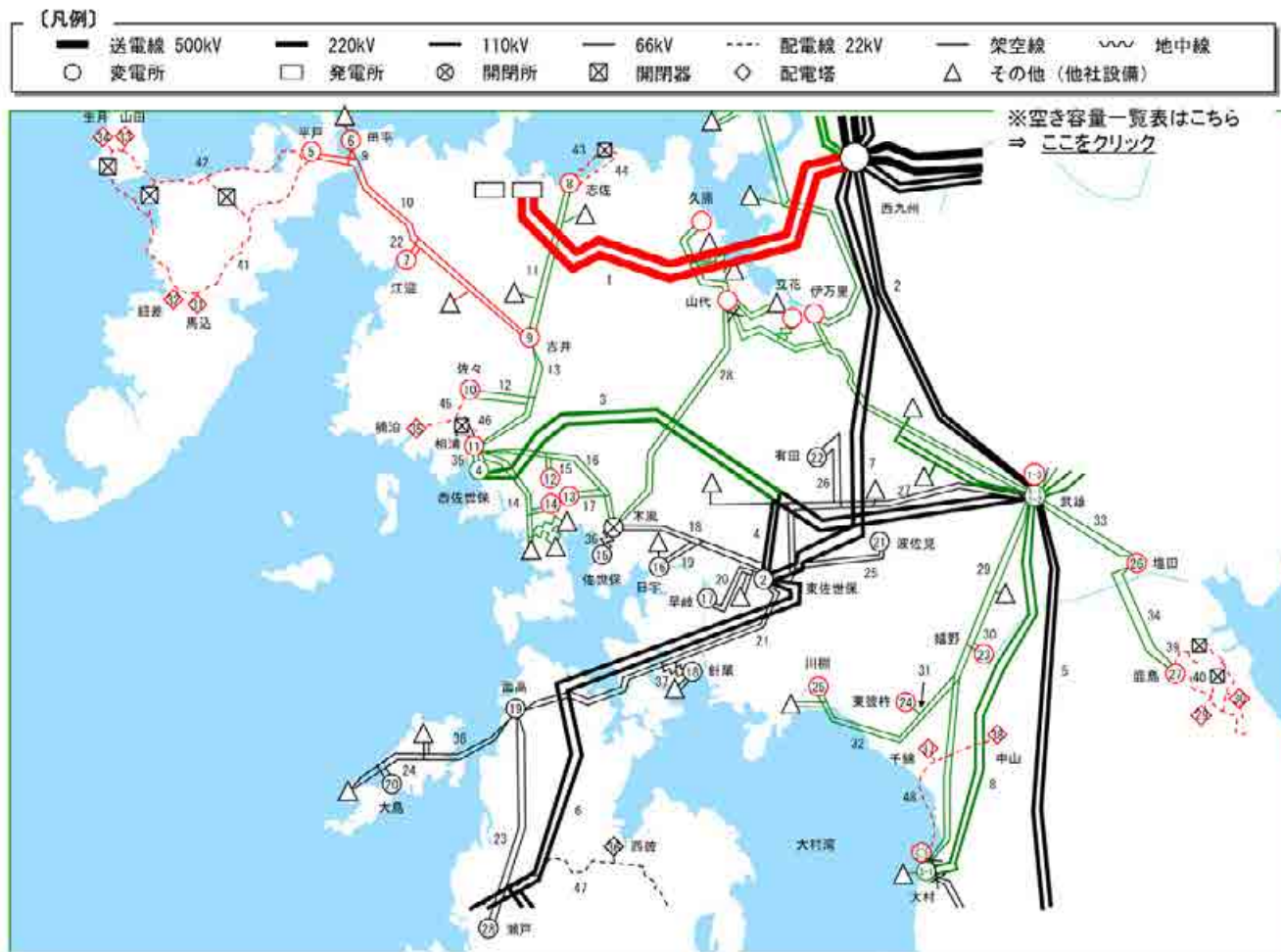
出典) 電力広域的運営推進機関地内系統の混雑管理に関する勉強会事務局「地内系統の混雑管理に関する勉強会について」最終報告(案)
(2020年12月9日)地内系統の混雑管理に関する勉強会(第5回)資料3 p.17 より

https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuram/2020/files/konzatsu_5_03_01.pdf

送電・配電系統の空き容量状況（例）

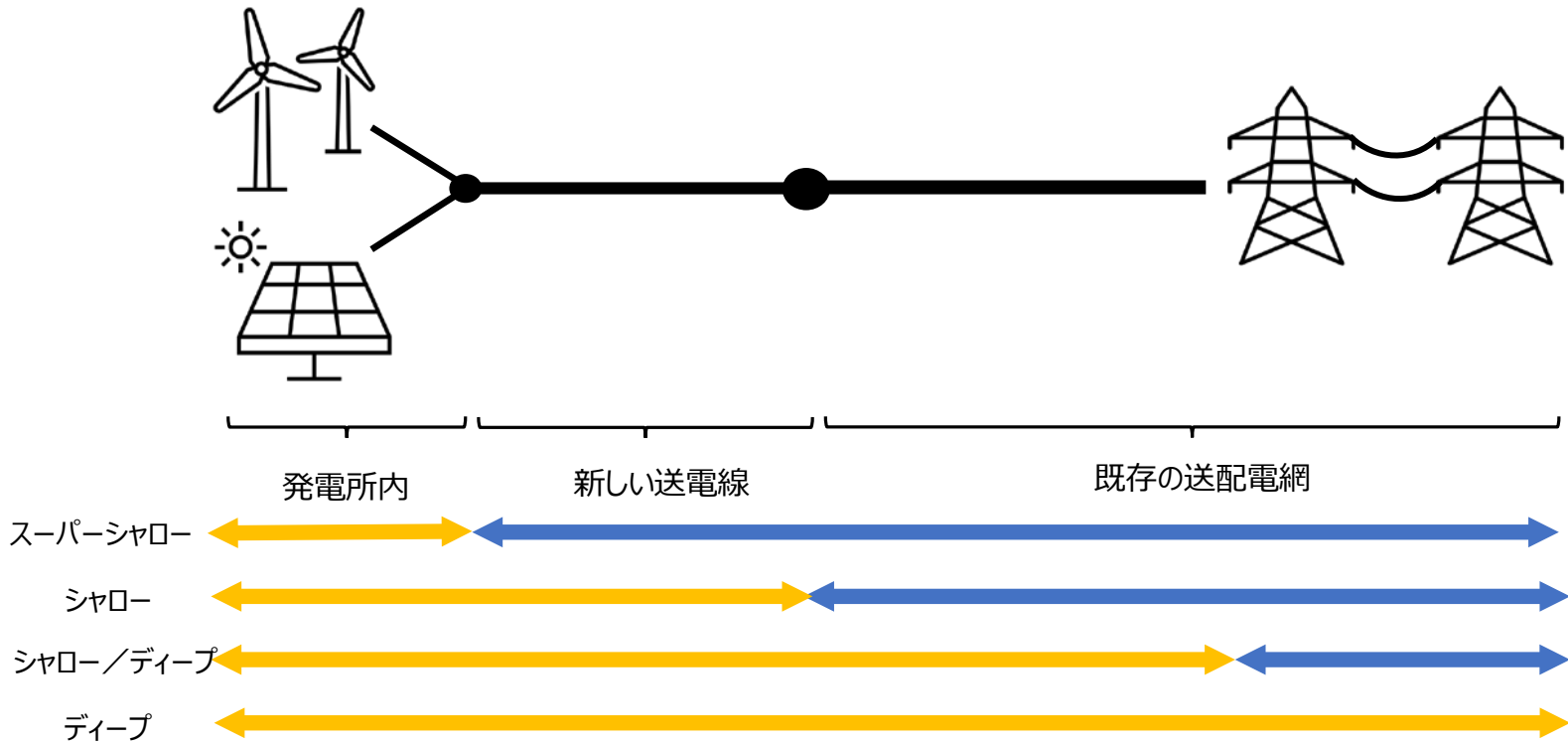
[19 武雄、東佐世保]周辺の送電系統図

転載禁止 九州電力送配電株式会社



- ※ 黒：空き容量あり
- 緑：空き容量がないが、N - 1 電制により連系が可能となる見込みの電力設備
- 赤：空き容量がなく、かつN - 1 電制適用不可など連系にあたり設備対策工事が発生する見込みの電力設備

発電所の系統接続費用の分担の考え方



【発電所側の負担】

スーパーシャロー：

すべてのコストが託送料金負担（発電所の負担は発電所の外の接続点まで）

シャロー：

既存の送配電網までの送電線等

ディープ-シャロー：

最も近い既存の送配電網まで + 既存増強の一部

ディープ：

既存の送配電網まで + 接続に必要な送配電網の増強・延長費用全体

欧州各国における系統接続費用の考え方

費用負担の考え方	国数	国名
スーパーシャロー～一部シャロー	2	デンマーク, ポルトガル
シャロー～スーパーシャロー	2	ドイツ, スロヴァキア
シャロー	20	オーストリア, ボスニア・ヘルツェゴヴィナ, ブルガリア, チェコ, フィンランド, フランス, イギリス, ギリシャ, アイルランド, イタリア, ルクセンブルク, 北マケドニア, モンテネグロ, オランダ, 北アイルランド, ノルウェー, ポーランド, スロヴェニア, スペイン, スイス
主にシャロー	2	ベルギー, キプロス
シャロー／ディープ	5	アルバニア, ハンガリー, アイスランド, ルーマニア, セルビア
ディープ	5	クロアチア, エストニア, ラトヴィア, リトアニア, スウェーデン

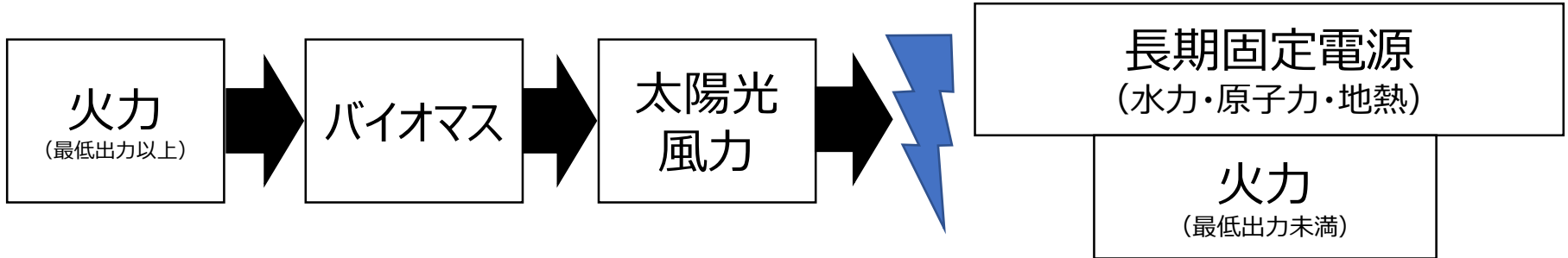
スーパーシャロー：すべてのコストが託送料金負担

シャロー：既存の送配電網まで（送電線その他の送電施設）を発電所側が負担

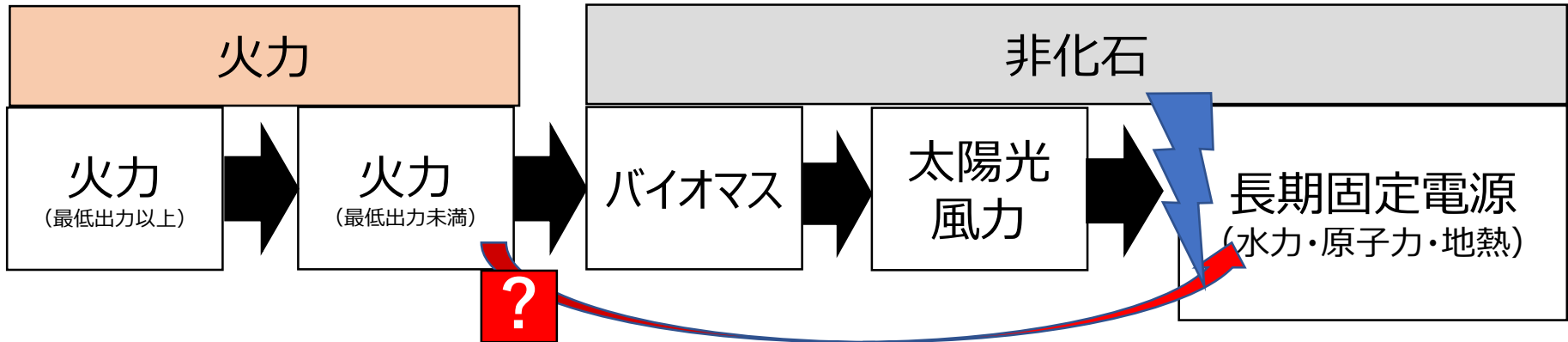
ディープ：既存の送配電網まで + 接続に必要な送配電網の増強・延長費用全体を発電所側が負担

出力制御のイメージ

需要量を上回る場合 (現行の送配電等業務指針による)

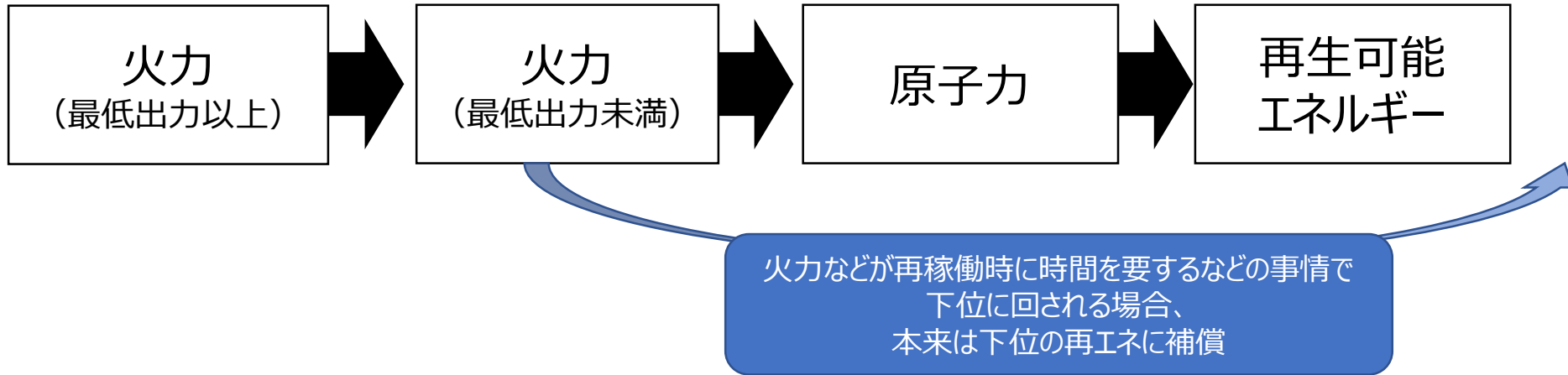


送電容量上の出力制御 (経産省で検討中と考えられる順序?)



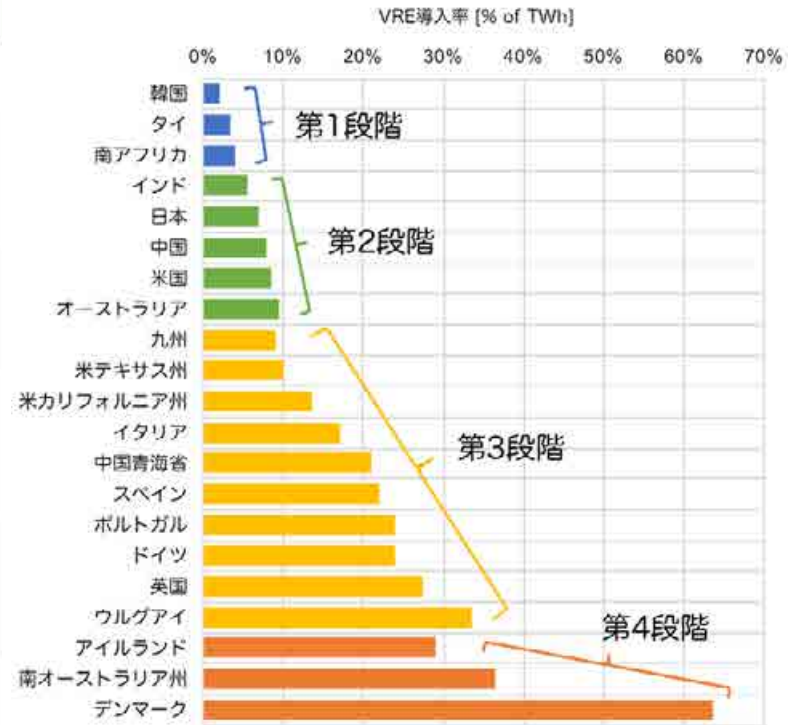
出力制御のイメージ（続き）

メリットオーダーに基づく場合に一般に想定される順序



再エネの導入量増加と移行への主な課題

段階	説明	移行への主な課題
1	VREは電力システムに顕著な影響を及ぼさない	
2	VREは電力システムの運用に僅かなもしくは中程度の影響を及ぼす	既存の電力システムの運用パターンの僅かな変更
3	電力システムの運用方法はVRE電源によって決まる	正味負荷および潮流パターン変化の変動がより大きくなる
4	電力システムの中でVREの発電が殆ど全てとなる時間帯が多くなる	VRE出力が高い時間帯での電力供給の堅牢性
5	VREの発電超過（日単位～週単位）が多くなる	発電超過および不足の時間帯がより長くなる
6	VRE供給の季節間あるいは年を超えた超過または不足が起こる	季節間貯蔵や燃料生成あるいは水素の利用

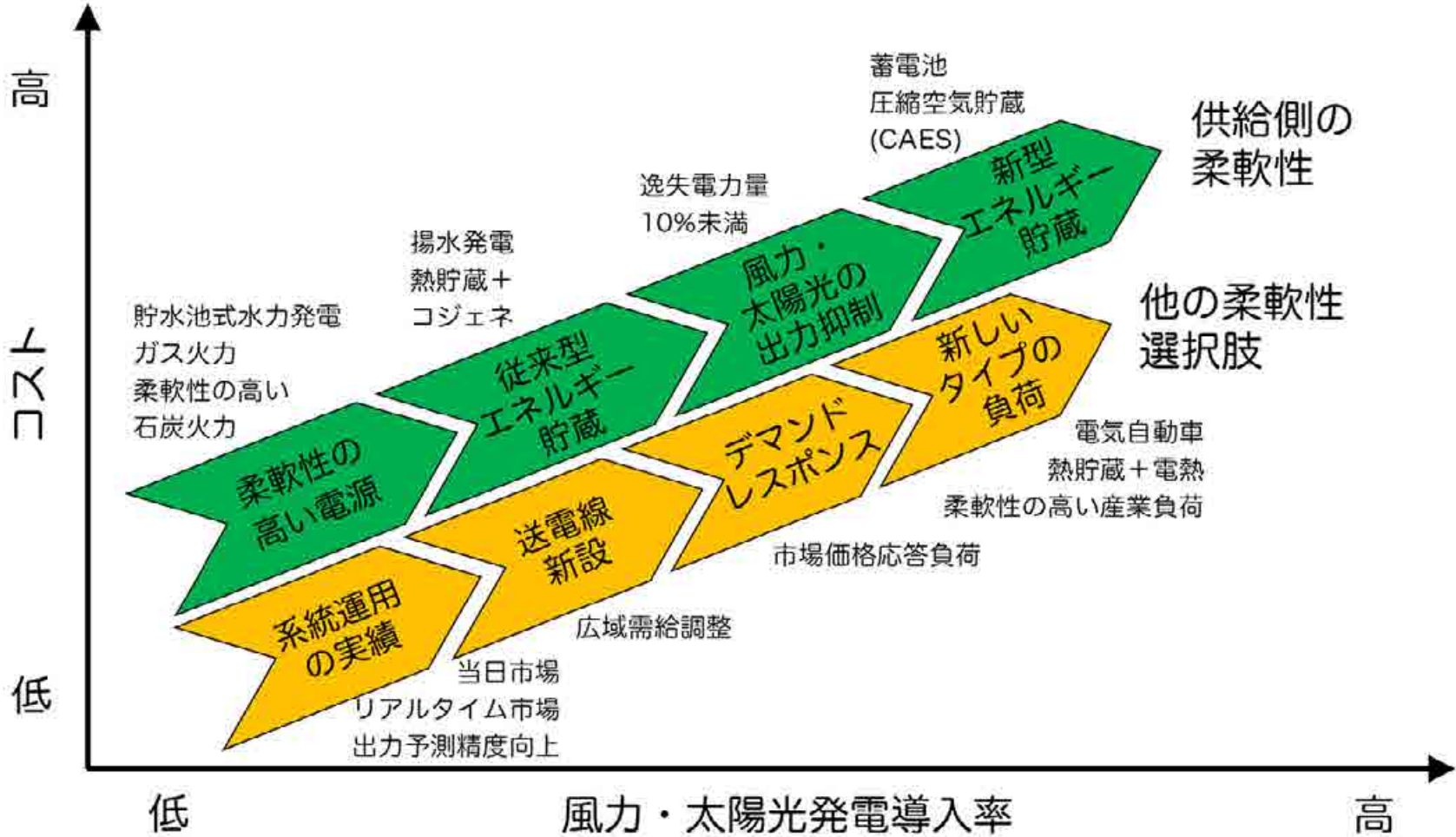


注：このスライドの図表は下記のIEA報告書の記載内容から安田が抜粋・仮訳して整理したものであり、この図表そのものが当該報告書に記載されているわけではないことに留意。

(source) IEA: Status of Power System Transformation 2019 – Power system flexibility (2019)

<https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2019>

システムの柔軟性向上の方法



出典) IEA TCP WIND Task 25 – Fact Sheet「風力・太陽光発電の系統連系」(2020年) 図3
<https://www.nedo.go.jp/content/100923371.pdf>

北海道電力ネットワーク 系統連系技術要件

託送供給等約款別冊

系統連系技術要件

令和2年4月1日実施

北海道電力ネットワーク株式会社

と。

へ 発電設備の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3) 出力変動対策

風力発電設備（出力20kW以上）を連系する場合は、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置していただき、蓄電池等により、風力発電設備と蓄電池等の合成出力（以下、Ⅱ〔低圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において、「発電所合成出力」といいます。）を制御していただき、次のイおよびロ、またはイおよびハの基準を満たしていただきます。ただし、系統側蓄電池等により出力変動対策を別途実施する場合には、個別の対策を協議させていただきます。

イ すべての時間において、発電所合成出力の変化速度を「発電所定格出力の1%以下/分」とすること。

ロ 以下に示す時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制限すること。

(イ) 7:00～10:00：発電所合成出力を減少させないこと。

(ロ) 11:30～13:30：発電所合成出力を増減させないこと。

(ハ) 16:00～19:00：発電所合成出力を減少させないこと。

(ニ) 20:00～23:00：発電所合成出力を増加させないこと。

ハ 当社が需給運用上の調整力として期待する火力発電機の並列台数が3台以下になることが想定される場合、ロ(イ)、(ロ)、(ハ)および(ニ)に示す時間帯において、発電所合成出力を零とすること。

17 短絡容量

発電設備の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

18 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相3線式の電気方式に連系する場合であって、負荷の不均衡と発電設備の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは、発電設備および負荷設備等の並列点よりも系統側に、3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただき

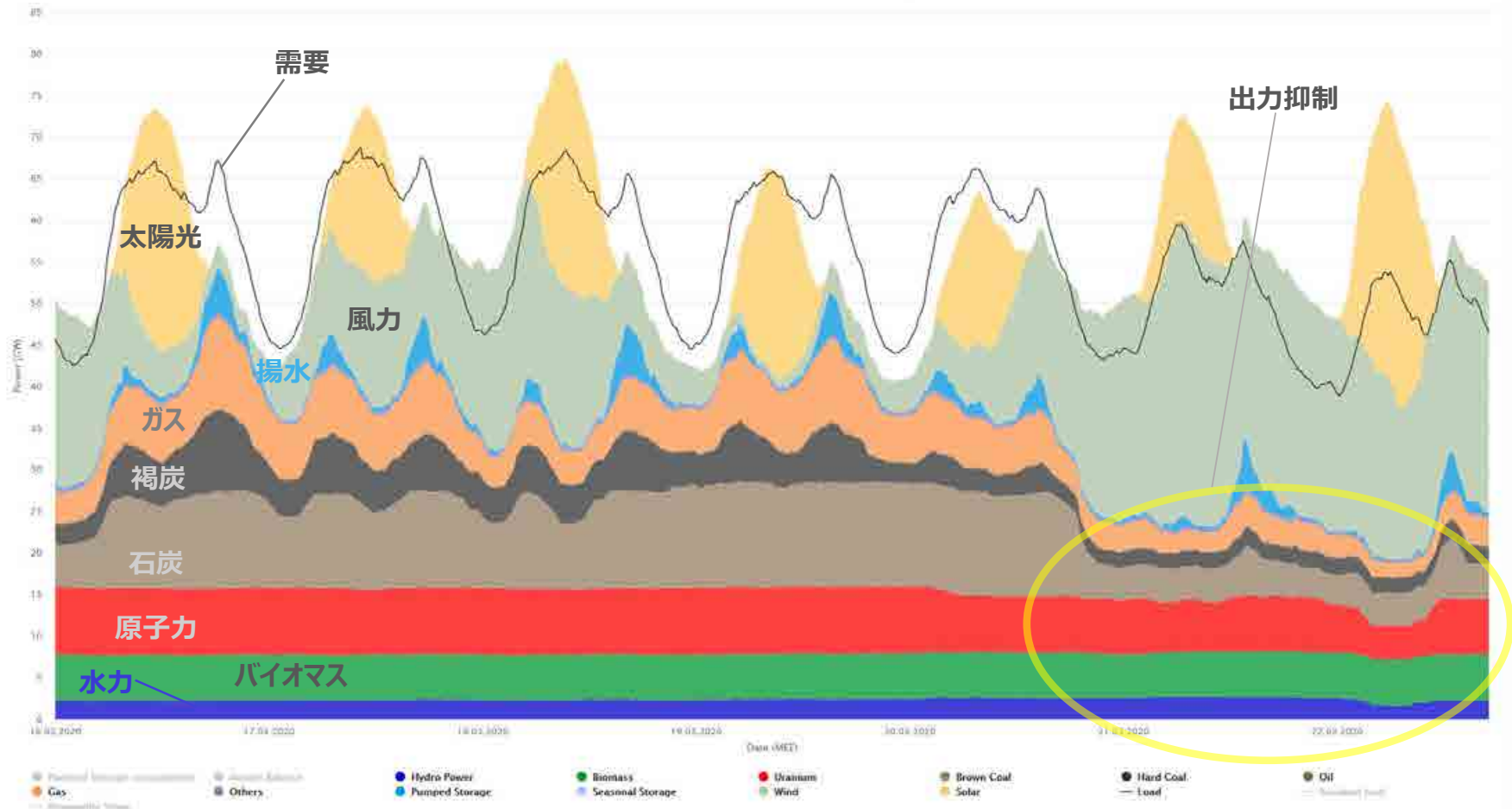
出典) 北海道電力ネットワーク株式会社
「系統連系技術要件」p.7より一部抜粋、赤枠は構成員追加
https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/network/con_service/stipulation/pdf/r0204_sv_reamsys.pdf

再エネの発電と火力・原子力の出力調整（ドイツ）

2020年3月16日～22日の発電状況 風力・太陽光が多く発電する時間帯に石炭火力や原子力が出力を抑制している。

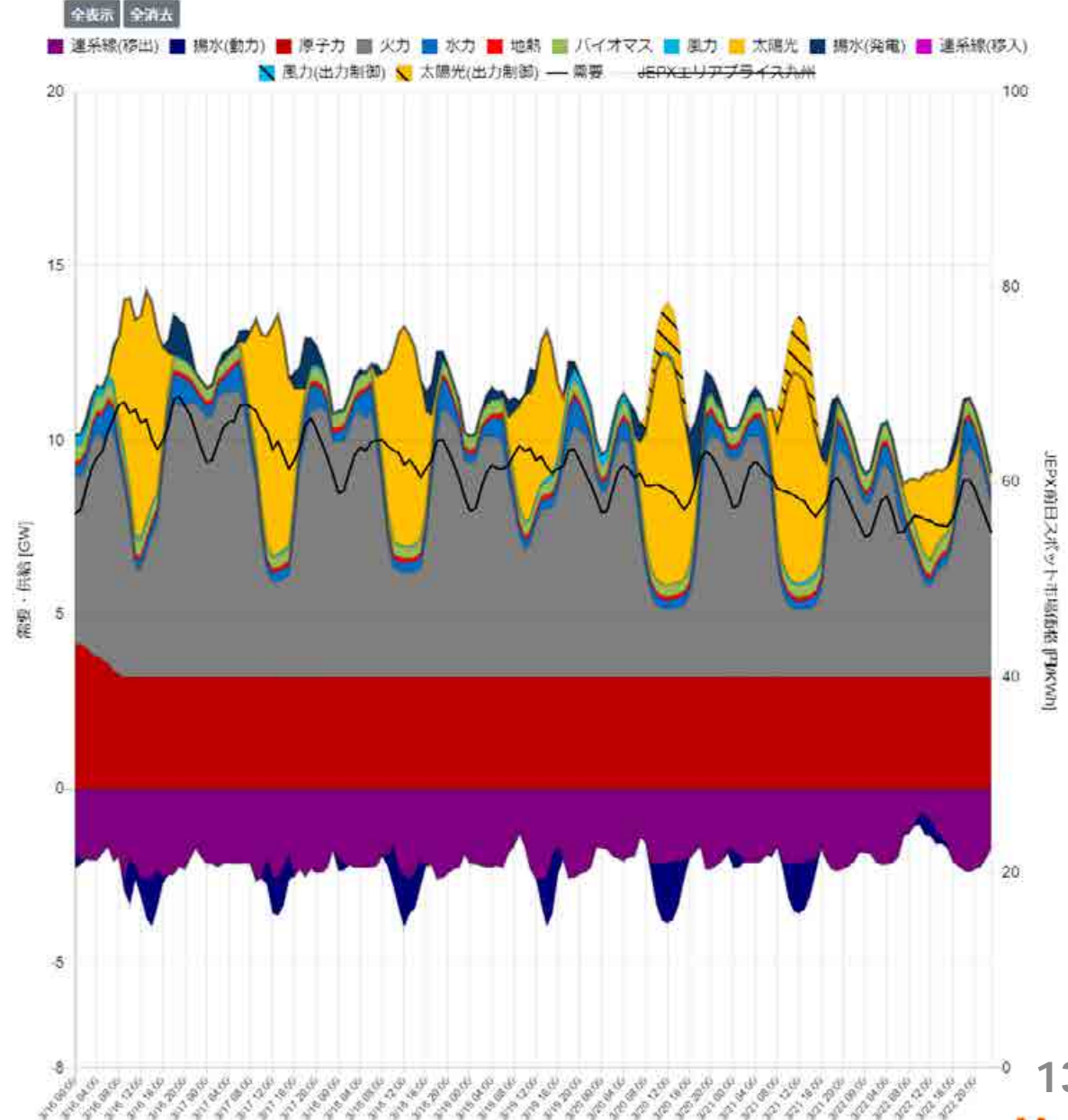
Energy-Charts Power Energy Emissions Climate Prices Scenarios Map Infos

Electricity generation in Germany in week 12 2020



再エネの発電と火力・原子力の出力調整（九州）

電力需給チャート: 九州エリア(2020/3/16 - 2020/3/22)



2020年3月16日～22日の発電状況

- ・ 太陽光・風力の出力抑制が行われた。
- ・ 石炭火力の状況は、公開されている情報に火力の種別がないため、不明。

一般送配電事業者の調達における競争発注比率

(1)②調達の状況（競争発注比率）

競争発注比率が低い事業者の特徴②

- 配電部門の競争発注比率が低い5社についてみると、配電部門のうち工事にかかる競争発注比率が特に低くなっていることがうかがえる。

工事・物品別にみた競争発注比率（平成28・29年度）

凡例：上側 平成29年度
下側(括弧内) 平成28年度

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
送配電 全体	うち工事	30% (32%)	50% (14%)	75% (77%)	24% (22%)	89% (89%)	72% (73%)	38% (35%)	29% (24%)	24% (25%)	83% (83%)
	うち物品	61% (55%)	54% (57%)	73% (76%)	63% (62%)	65% (74%)	75% (69%)	76% (73%)	47% (51%)	62% (66%)	70% (79%)
送変電	うち工事	—	—	78% (75%)	—	—	—	—	—	43% (46%)	86% (86%)
	うち物品	—	—	45% (52%)	—	—	—	—	—	49% (54%)	67% (84%)
送電	うち工事	80% (73%)	26% (30%)	—	32% (34%)	88% (89%)	63% (71%)	50% (41%)	91% (88%)	—	—
	うち物品	39% (39%)	60% (60%)	—	50% (41%)	63% (74%)	68% (62%)	63% (60%)	48% (56%)	—	—
変電	うち工事	80% (77%)	18% (13%)	—	18% (27%)	67% (66%)	55% (53%)	52% (37%)	2% (1%)	—	—
	うち物品	64% (50%)	51% (49%)	—	54% (57%)	52% (55%)	65% (50%)	74% (64%)	50% (46%)	—	—
配電	うち工事	5% (5%)	76% (5%)	80% (84%)	8% (8%)	97% (97%)	80% (78%)	31% (31%)	14% (14%)	9% (10%)	74% (78%)
	うち物品	67% (64%)	62% (61%)	89% (90%)	78% (73%)	73% (83%)	83% (83%)	82% (82%)	44% (51%)	72% (73%)	75% (54%)
競争発注比率の目標値 (目標年度)		50% (H32)	50% (H30)	60% (H28)	50% (H32)	50% (H29)	30% (H27)	30% (H27)	70% (H33)	60% (H31)	— % (—)

※ 一者応札を含む比率。なお、事業者の管理状況によって送変電もしくは送電・変電のどちらかに区分して集計
(出所)各社提供資料を基に事務局作成

欧州における送電線利用料の負担状況

発電所側が送電線利用料を負担する国の割合は少ない。

青：需要側が100%負担

緑：発電所側の負担が10%以下

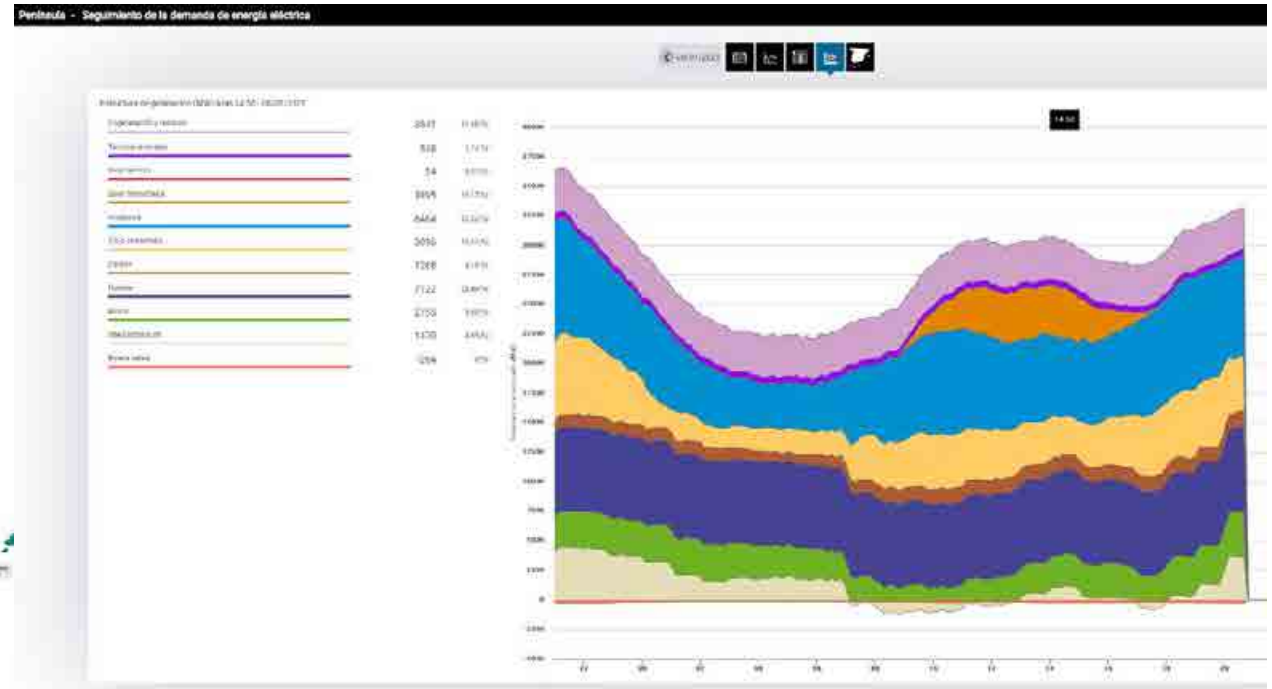
白：発電所側の負担が10%超

Country	Sharing of network operator charges		Price signal		Are losses included in the tariffs charged by TSO?	Are system included in tariffs charged by TSO?
	Generation	Load	Seasonal	Location		
Albania	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Austria	8.0%	92.0%	No	No	Yes	Yes
Belgium	5.6%	94.4%	X	No	No	Yes
Bosnia and Herzegovina	0.2%	99.9%	No	No	Yes	Yes
Bulgaria	9.5%	90.5%	No	No	Yes	Yes
Croatia	0.0%	100.0%	X	No	Yes	Yes
Cyprus	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Czech Republic	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Denmark	4.3%	95.7%	No	No	Yes	Yes
Estonia	0.0%	100.0%	X	No	Yes	Yes
Finland	18.6%	81.4%	X	No	Yes	Yes
France	2.0%	98.0%	XXX	No	Yes	Yes
Germany	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Great Britain	16.1%	83.9%	No	Yes	No	Yes
Greece	0.0%	100.0%	X	No	No	Yes
Hungary	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Iceland	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Ireland	25.0%	75.0%	No	Yes	No	Yes
Italy	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Latvia	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Lithuania	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Luxembourg	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Montenegro	37.5%	62.5%	X	No	Yes	Yes
Netherlands	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
FYROM	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Northern Ireland	25.0%	75.0%	XXX	Yes	No	No
Norway	29.0%	71.0%	X	Yes	Yes	Yes
Poland	0.0%	100.0%	No	No	Yes	Yes
Portugal	9.1%	90.9%	XX	No	No	No
Romania	2.7%	97.3%	No	No	Yes	Yes
Serbia	0.0%	100.0%	X	No	Yes	Yes
Slovak Rep.	2.9%	97.1%	No	No	Yes	Yes
Slovenia	0.0%	100.0%	XXX	No	Yes	Yes
Spain	10.0%	90.0%	XXX	No	No	No
Sweden	37.0%	63.0%	No	Yes	Yes	Yes
Switzerland	0.0%	100.0%	No	No	No	No

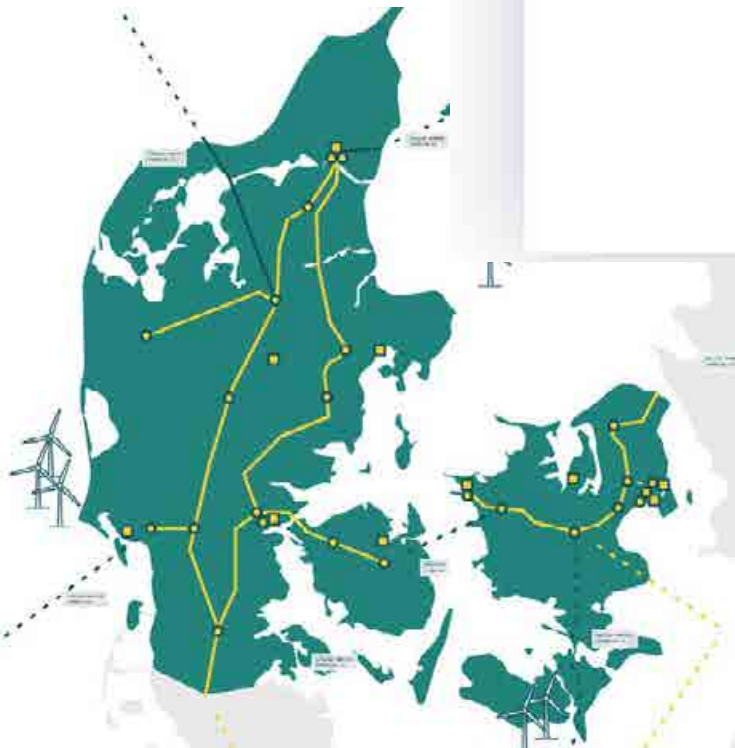
出典) ENTSO-E, "Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019" (November 2020) Table 4.1 "Main characteristics of TSO tariffs in Europe"を基に構成員作成

https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

欧州で実施されている系統情報の公開



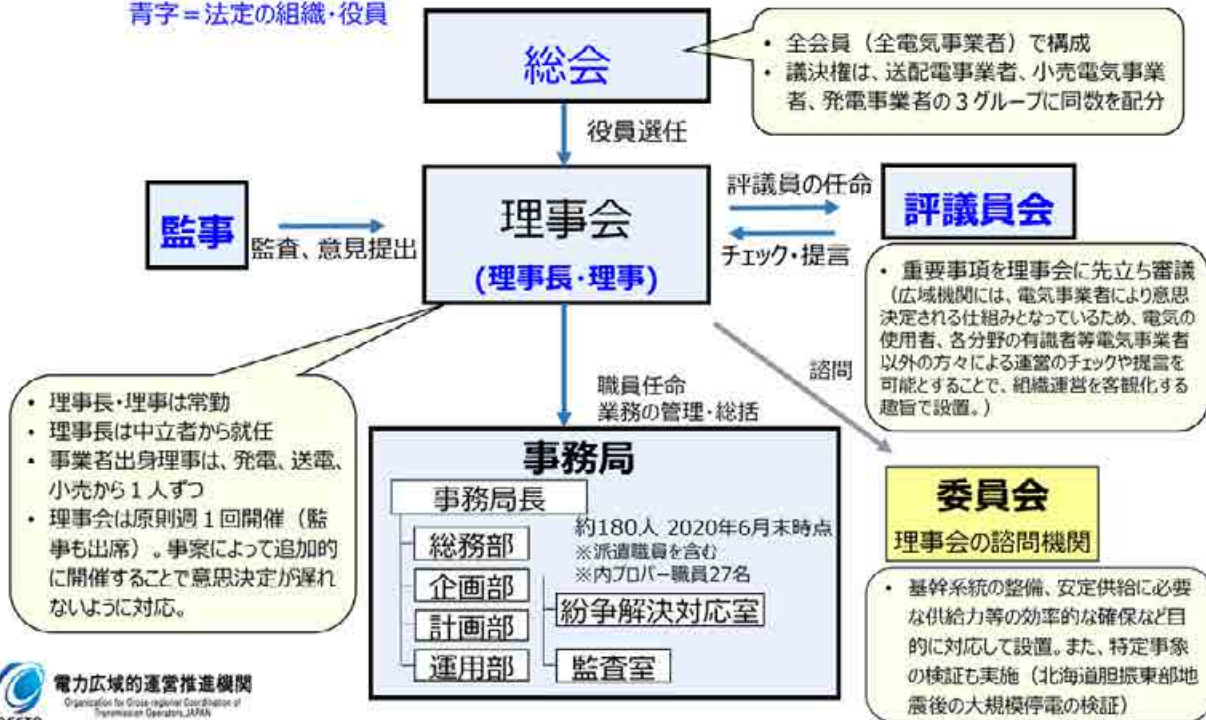
上：スペイン送電事業者REEのウェブページより
電源種類ごとの発電量と割合がリアルタイムで示されている。
データは10分単位で、ダウンロードも可能。
出典) <https://demanda.ree.es/visiona/home>



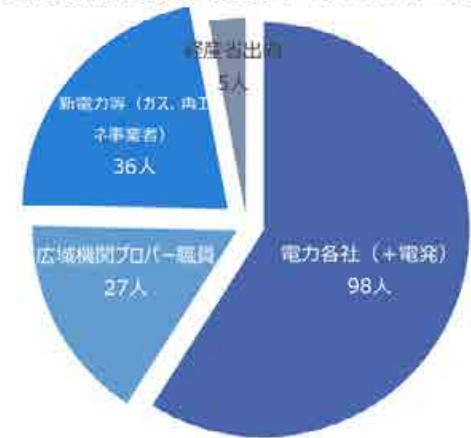
左：デンマーク送電事業者Energinet.dkのウェブページより
国際連系線などの電力のリアルタイムの流れが、アニメーションでわかりやすく示されている。
出典) https://energinet.dk/energisystem_fullscreen

広域機関のガバナンスと事務局職員の構成

青字 = 法定の組織・役員



事務局職員の出向元比率（2020年6月末）



出典) 電力広域的運営推進機関「電力広域的運営推進機関の概要と組織設計」(2020年7月) 経済産業省総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会電力広域的運営推進機関検証ワーキンググループ(第1回, 2020年7月29日) 資料5 p.7, 15
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/koikiteki_uneisuishin_wg/pdf/001_05_00.pdf

海外の再生可能エネルギーへの補償状況（洋上風力の例）

	イギリス	ドイツ
出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> ◎ 洋上風力については補償金あり。 ◎ 補償メカニズムは需給エネルギー調整時や送電制約の場合も同じ。電力の需要と供給のバランスをとるための抑制が発生した場合、「Balancing and Settlement Code」の下で完全に補償される。洋上風力事業者は、出力減のための補償価格入札を実施、ナショナルグリッドは最も安いオプションを選択する。 ◎ 入札価格は収益/補助金を反映したものである。 	<ul style="list-style-type: none"> ◎ 補償あり。再エネ発電量過多時に、陸上の物理的なグリッド制約が起こった場合、100%を上限にTSOが補償する。失われた収益は、実際の風速とその資産の関連するパワーカーブに基づいて計算される。 ※翻訳注）洋上風力の例だが、ドイツでは他の再エネについても補償制度あり。
送電線機能停止時	<ul style="list-style-type: none"> ◎ 計画停止の場合、洋上風力事業者は、トランスミッションチャージの払い戻しを受ける（発電機停止につながる停電の場合は料金が返金される）。 ◎ 緊急脱落の場合は、50%の割引率で補償が受けられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ◎ 控除対象日数経過後の送電網の機能停止（計画的・計画外）の場合、損失生産量の90%を補償 <ul style="list-style-type: none"> 停止日数（時間単位で計算、例：240時間 <ul style="list-style-type: none"> -10日の連続する日数の、11日目からの逸失利益補償 -暦年で18日、停電日から19日以降の補償 メンテナンス期間 <ul style="list-style-type: none"> -暦年10日、11日目からの逸失利益の補償 ◎ 逸失利益の90%に限定され、結果的な損失は含まれない ◎ 補償は、TSOの過失による障害であるかどうかに関わらない。しかし、TSOの故意による停止であれば、補償は初日から行われ、90%に限定されない。 ◎ 洋上風力事業者が送電網機能停止の原因である場合は、補償の請求はない。
送電線遅延	<ul style="list-style-type: none"> ◎ 補償無し 	<ul style="list-style-type: none"> ◎ 洋上風力事業者に対し、逸失電力生産の90%につき補償 ◎ 洋上風力事業者が運転開始準備を完了したが、系統接続が契約上の系統接続日から10日以上遅れている場合、洋上風力事業者は、系統停止に関するそれぞれの規則に従って、11日目からの逸失収益の補償を請求することができる。