

第3回 送配電網の維持・運用費用の 負担の在り方検討WG 事務局提出資料

平成28年11月11日(金)



本日の内容

- 1.託送料金制度に関する国際的なトレンド (欧州のケース)
 - 発電事業者に対する送配電網の維持・運用費用の負担
 - 基本料金と従量料金の設定
 - 送電ロスの取扱い
- 2.英国の託送料金制度の要点・課題
- 3.ドイツの託送料金制度の要点・課題

託送料金制度関連の国際的なトレンド(欧州のケース)

- 国際的な託送料金制度は、発電事業者への負担を求め、固定費を基本料金で回収 する傾向がある。
- 送電口スは発電側の焚き増す制度、送電事業者が調達する制度のいずれも存在。

概要

1

発電事業者に対する 送配電網の維持・運用 費用の負担

- EU指令(838/2010)では、発電事業者に求める費用の上限値を設定
- 他方で、上記上限値に対して、ACERのレビューでは、発電側課金が合理的であれば上限値は不要で、地点等に対する価格シグナルは設けるべきと意見
- Entso-eの調査によれば、2009年と2016年を比較すると、イニシャルコストを下げ、ランニングシフトに移行する傾向

2

固定費負担の リバランス

- 欧州各国は、2009年から2016年で、基本料金回収率をおおむね上げる傾向
- また、欧州の半数以上の国で、固定費を上回る基本料金率を設定し、固定費の大部分を基本料金で回収する傾向にある

3

送電ロスの 取扱い

- 欧州では送配電事業者が送電ロスを一括調達して、補填する国が多い
- 一方で、英国やポルトガル等は発電事業者がそれぞれの電源で焚き増し
- ドイツ、フランス、ノルウェーは送配電事業者が補填する制度で、送配電事業者は卸電力市場や公募入札で調達する制度となっている

- 1 発電事業者に対する送配電の維持・運用費用の負担に関するEU指令 (838/2010)
 - 欧州では、EU指令(838/2010)により、発電事業者に課すことができる託送料金額に上限が設けられている。

背景•概要	設定状況(インフラコスト	のみ)
【背景】	対象国	上限值 (EUR/MWh)
 国際電力取引を阻害することがないようにする観点から、EU指令(838/2010)によって、発電側課金の上限値が設定された 	・英国、アイルランド	2.5
【概要】	・ルーマニア	2.0
 地域・国ごとに発電事業者に課すことができる上限値をEU指令(838/2010)で設定 (詳細右表) 	・デンマーク、フィンランド、スウェー	1.2
なお、上限額には、アンシラリーサービス費用、送電 ロス補填費用、系統への接続費(実費)は含まれて おらず、別途上乗せすることが可能	デン、(ノルウェー:EU非加盟国 であるが本指令を順守) ・その他EU加盟国	0.5

ACERによる発電事業者への送配電網の維持・運用費用負担に対する レビュー結果

 Cost-reflectiveな容量ベース (power-based)又は固定(lump-sum)の発電側 課金について、上限値設定は不要であり、効率的な地点への発電投資のためのシグナ ルとして活用できるとしている。

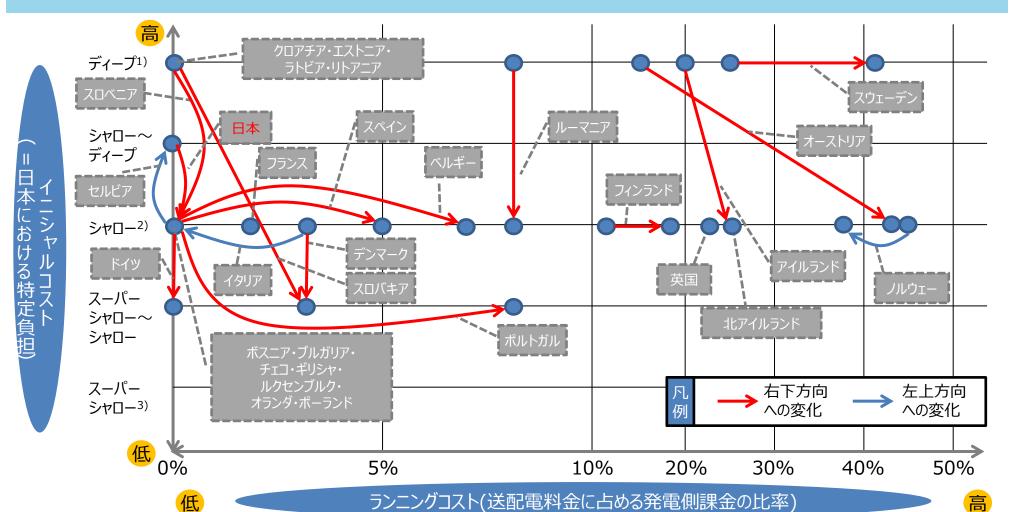
上限値設定に対する評価1)

- 発電側課金については、cost-reflectiveで、ヨーロッパを通じて可能な限り整合的な形で、効率的に適用されるべき
- Energy-basedの発電側課金はインフラコスト回収のために活用すべきでない
- Power-based(kW課金)又はlump-sum発電側課金(固定料金)は上限額を設ける必要はない。従って、送電サービスを提供するコストを反映している限り、例えば、需要に近いあるいは追加コストがほとんどかからず追加的に送電できる所などへの効率的発電投資を促す適切で整合的な地点のシグナルを送ることに活用できる

その他レビュー結果

- 各国の発電側課金の方法論
- 1. 総コストの一定割合の回収:デンマーク、フィンランド、ノルウェー、ルーマニア、スペイン、スウェーデン
- 2. 特定の費用の回収:フランス
- 発電設備によって生じる直接的・間接的費用の回収:
 英国、アイルランド、北アイルランド、ルーマニア、スウェーデン
- 4. その他:ポルトガル

● 日本における特定負担を引き下げたり、送配電費用の発電事業者負担を導入・拡大している傾向がある。



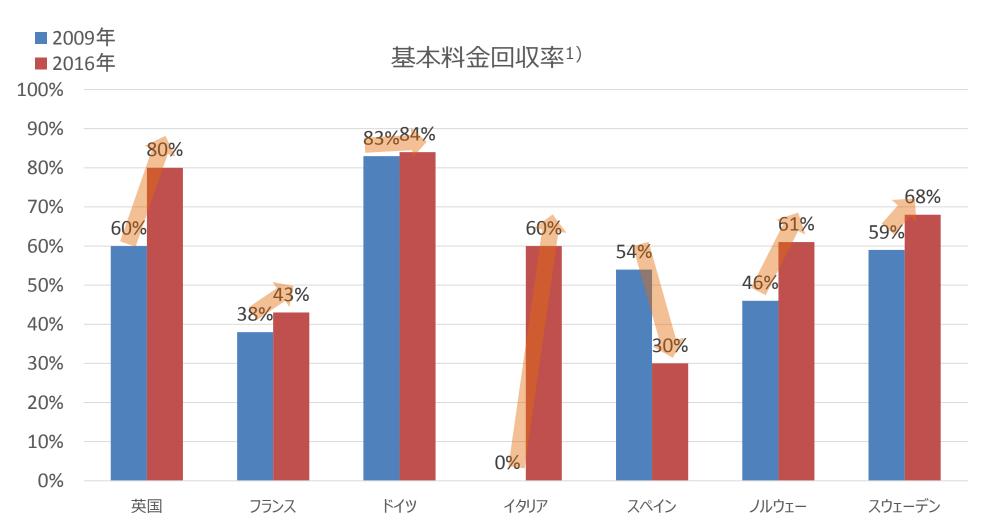
注1:系統接続に伴い、必要な送電線等の費用負担に加えて、既存系統の増強費用の一部も負担する方式

注2:系統接続に必要な送電線等の費用を発電事業者が負担する方式 注3:全て一般負担で回収され、発電事業者の特定負担は求めない方式

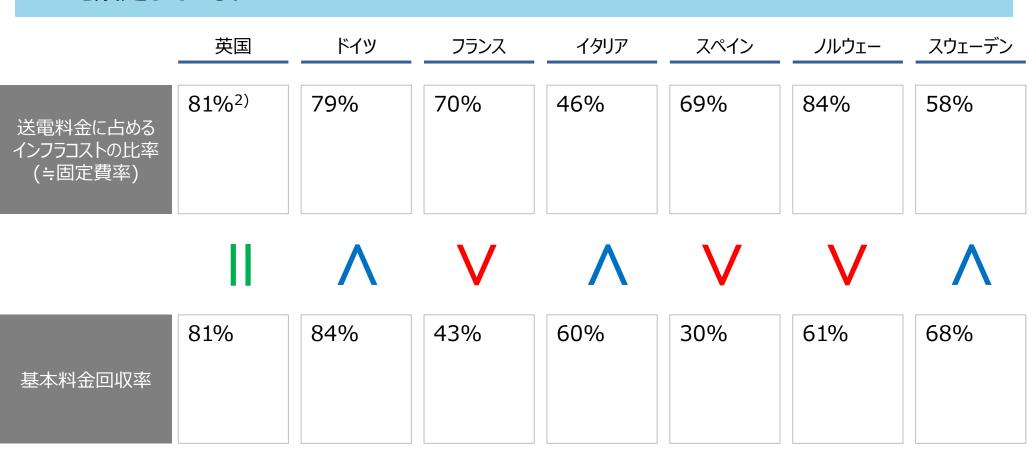
出典: ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs 2009及び2016

2 欧州の送電事業者における基本料金回収率の状況

● 欧州各国は基本料金(発電容量課金/契約容量課金)の回収率を引き上げる方向。



注1:発電事業者課金、小売事業者課金の合計に占めるkW課金で回収している金額の比率 出典: ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs 2009及び2016 単数の国がインフラコスト(≒固定費)を上回る基本料金率(発電容量/契約容量課金)を設定している。



上記はあくまで、結果としての比率のため、固定費率を考慮した上で 基本料金の回収率を設定しているとは限らない ● 諸外国における送電ロスの取扱いは以下のとおり。

		英国	ドイツ	フランス	## ノルウェー	■ 米国(PJM)
	国ロス率¹⁾ ロ内内訳	8.5% (TSO:1.6%、 DSO:6%未満)	5.4%	7.4% (TSO:2.3%、 DSO:5.0%)	8.0% (TSO:1.6% DSO:5.0%)	6.6%
	補填 主体	発電事業者	送配電事業者	送配電事業者	送配電事業者	発電事業者
・コスト	費用回収 方法・ 負担者	卸電力価格に焚き 増し分も反映	送配電料金 ・小売事業者	送配電料金 ・小売事業者	送配電料金 ・発電事業者 ・小売事業者	卸電力価格(LMP) の中に、送電ロスも 含む
P 14	地点の 考慮	なし(競争・市場当局 から地点別とすべきと の提言	なし	なし	あり	あり
補	送配電 料金への 算入額	_	目標値 ・規制機関が定めた送 電ロス率で上限を決定	目標値 ・規制機関が設定した 目標値分を算入可能	実績値	実績値
補填する場合の扱送配電事業者が	ロス削減 インセン ティブ	金銭的なインセンティブ はなし(但し、送電ロス 削減の取組予定、結 果公表が必須)	目標値からの増減は TSOの収益または費用 となる	目標値からの増減は TSOの収益または費用 となる	ロス改善結果により、 事業報酬率を調整	なし
の 扱 が い	補填電力 の調達 方法	_	TSOによる専用オーク ションが中心、不足分 は前日市場で、差分は 予備力・調整力で処理	TSOによる専用オーク ションが中心、不足分 は前日市場で、差分は 予備力・調整力で処理	前日市場 の調達が 中心、差分は予備力・ 調整力で処理	_

注1:2012年実績、カッコ内の内訳は2005年実績

出典:平成27年度電源立地推進調整等事業(諸外国の託送制度に関する調査)報告書、ENTSO-Eレポート、その他公開資料

送電ロスの補填者・費用回収方法

● 欧州では送配電事業者が送電ロスを補填し、送配電料金で回収する国が多い。

送配電事業者のtariffに含まれる国 (≒送配電事業者が補填電力を調達)

オーストリア、ボスニア・ヘルチェゴビナ、ブルガリア、 クロアチア、キプロス、チェコ、デンマーク、エストニア、 フィンランド、フランス、ドイツ、ハンガリー、アイスラン ド、イタリア、ラトビア、リトアニア、ルクセンブルク、 マケドニア、モンテネグロ、オランダ、ノルウェー、 ポーランド、ルーマニア、セルビア、スロバキア、 スロベニア、スウェーデン 送配電事業者のtariffに含まれない国

ベルギー、イギリス、アイルランド、北アイルランド、 スペイン、スイス、ギリシャ、ポルトガル

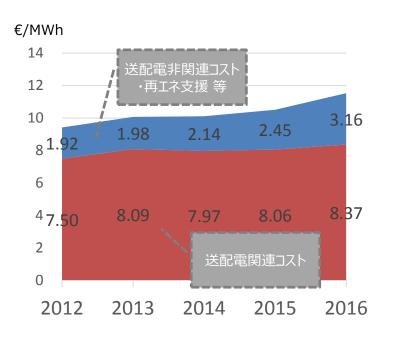
(参考)米国PJM(PJMのシステムでLMPごとに計算)

(参考)欧州における送電料金の推移

● 欧州全般で送電単価は上昇傾向にあり、特にドイツ、イギリスで顕著。

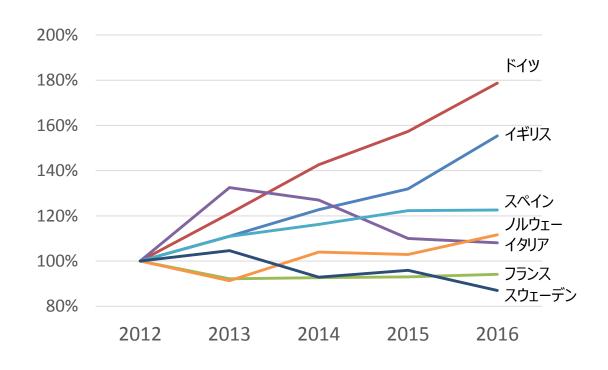
EU全体の平均送電料金の推移

• 送配電に直接関連したコスト、直接 関連しないコストともに上昇傾向



EU全体の平均送電料金の推移

• 特にドイツ、イギリスでは送電料金の上昇傾向が目立つ



本日の内容

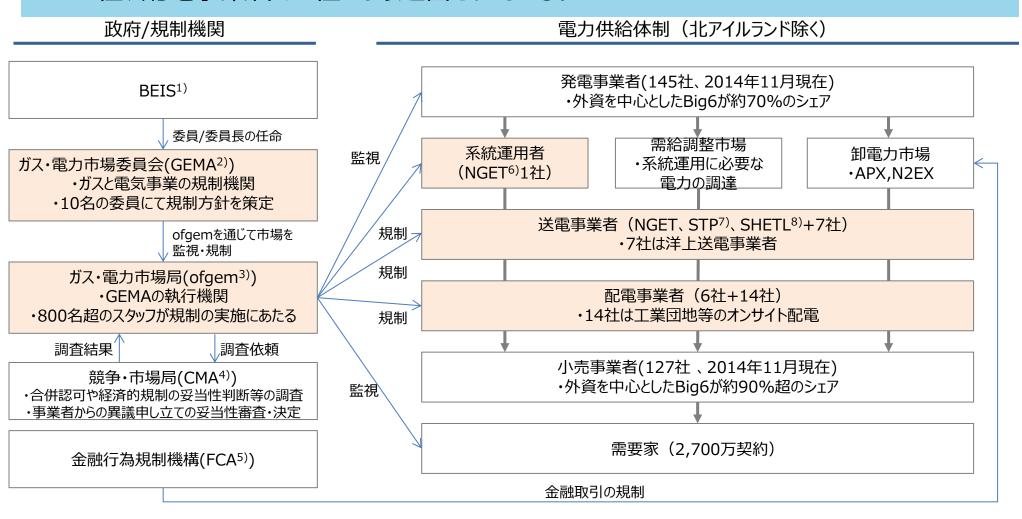
1.託送料金制度に関する国際的なトレンド

- 2.英国の託送料金制度
 - 送配電事業に関する主要な関係者
 - 送配電料金制度関連の主な変遷
 - 現行の送配電料金制度のポイント
 - 送配電料金制度に関する課題
- 3.ドイツの託送料金制度の要点・課題

1. 送配電事業における主要関係者全体図



GEMA・ofgemの規制下で、系統運用者はNGET1社、送電事業者はNGET含む 3社、配電事業者は6社により運営されている。



注1: Department for Business, Energy & Industrial Strategy注2: Gas and Electricity Markets Authority 注3: Office of Gas and Electricity Markets 注4: Financial Conduct Authority 注5: Competition and Markets Authority 注6: National Grid Electricity Transmission 注7: Scottish Power Transmission Limited 注8: Scottish Hydro Electric Transmission Ltd 出典: 平成27年度電源立地推進調整等事業(諸外国の託送制度に関する調査)報告書

(参考)送電事業者



NGET、SPT、SHETLの3社が送電設備の保有・運用をしており、3社全体の系統運用をNGETの系統運用部門が実施している。

概要

送電事業者のエリアカバー状況

系統 運用者 (SO)

- 送電事業者NGETの系統運用部門が自社含む3送電事業者の系統運用を実施(北アイルランドを除く)
- 需給バランスの維持や潮流の安定維持等を実施

达 電

送電 事業者 (TO)

- 国有時代の供給エリアのまま、3社が送電事業を実施
 - NGET:発送電を独占してきたCEGBが送電1社と 発電3社と分割、民営化されて設立
- SPT、SHETL:スコットランドの発送配電一貫のSSEB とNSHEBがそのまま民営化され設立

北アイルランドは1992年に北アイルランド電気局が株式会社化し、送電、配電、小売を行うNorth Ireland Electricityが設立された



(参考)配電事業者

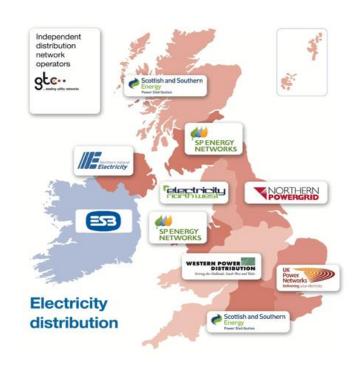


● 1990年の民営化直後、12の国有配電局は配電会社となり、現在6大グループに集約されている。

概要

- 1990年の民営化時は12事業者存在したが、M&Aが進み、現在は6大グループに集約された
 - RWE系(ドイツ)
 - E.ON系(ドイツ)
 - EDF系(フランス)
- SSE系(英国)
- イベルドローラ系 (スペイン)
- 旧国有ガス事業者(ブリティッシュガス)
- 配電事業者は電柱やケーブルなどの配電ネットワークを所有・運営
- なお、配電会社は小売会社のライセンスを持てないため、 需要家に直接電気の販売は行っていない

配電事業者のエリアカバー状況

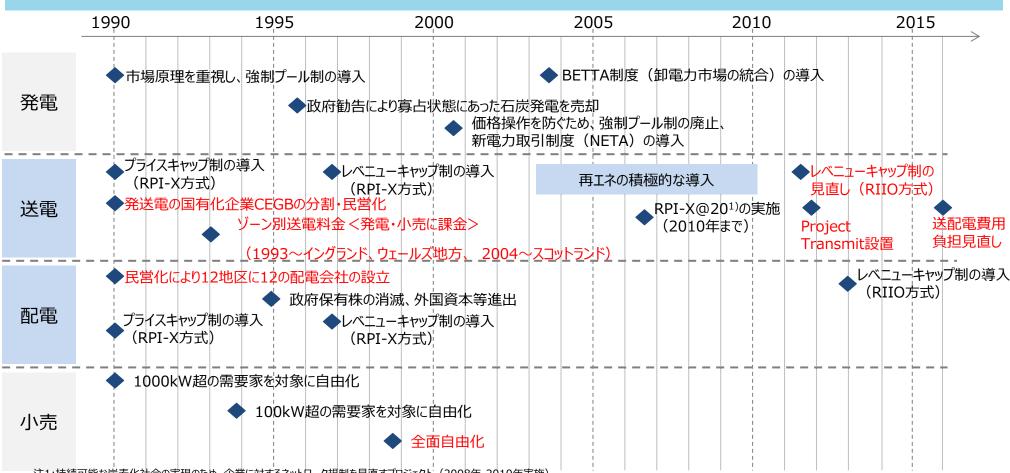


配電事業者

2. 送配電事業に関する主な変遷



- 1990年に送配電事業者は民営化、1998年に全面自由化、2011年にレベニューキャップ制度の大幅見直し。
- 1993年より発電・小売ともに課金するゾーン別送電料金制度が導入されており、2016 年より送配電料金の大幅見直しを実施。



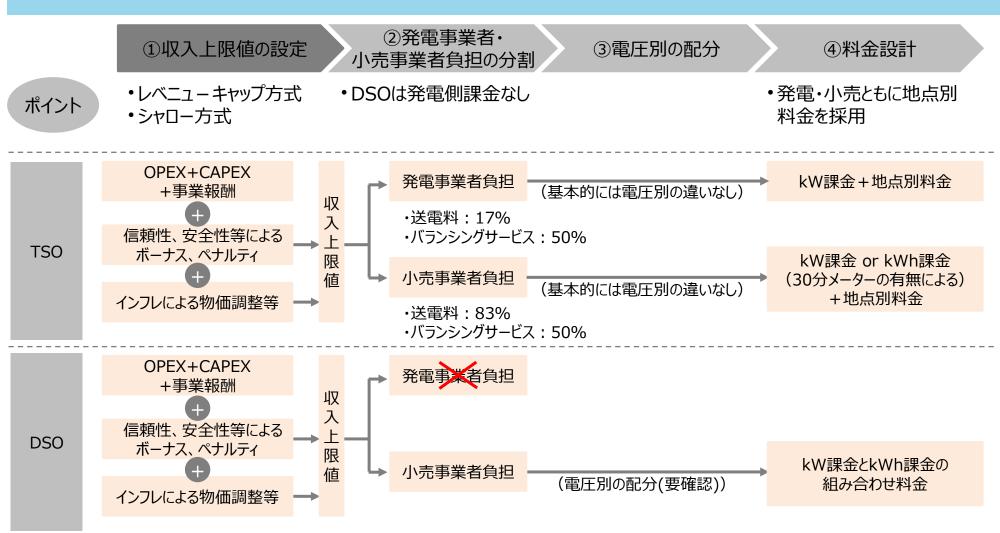
注1:持続可能な炭素化社会の実現のため、企業に対するネットワーク規制を見直すプロジェクト(2008年-2010年実施)。

出典: 平成27年度電源立地推進調整等事業 (諸外国の託送制度に関する調査) 報告書等を電力・ガス取引監視等委員会事務局にて追記、整理

3. 現行制度のポイント: 送配電料金算定フロー



● 送電コストの一部を発電事業者に求めた上で、発電・小売両者向けの料金に地点別料金を採用。

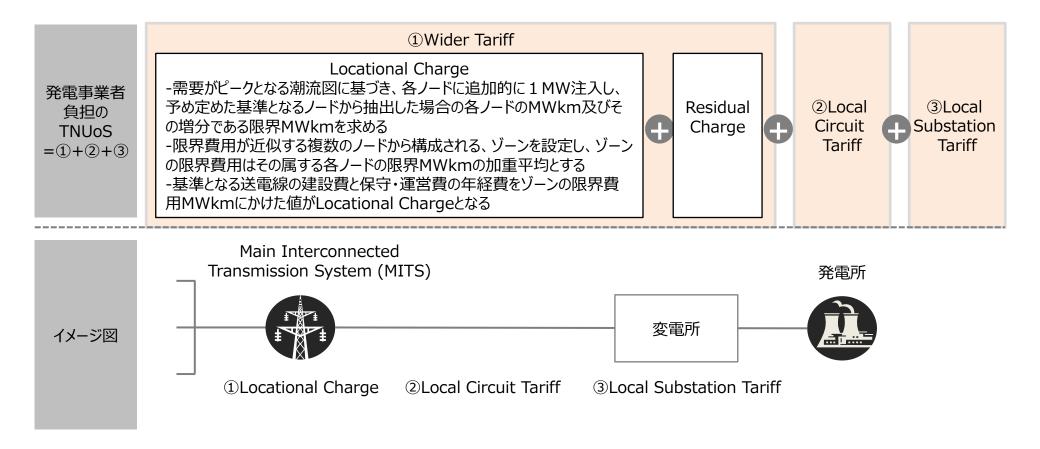


16

地点別料金:算定方法(2016年以前)



- 発電者の送電線使用料金(TNUoS)は、以下のコストから構成。
 - ①Wider Tariff(Locational Charge等) : 送電網の送電限界費用 <ゾーンごとに異なる>
 - ②Local Circuit Tariff:系統接続に必要な送電線のコストく接続する変電所ごとに異なる>
 - ③Local Substation Tariff:系統接続に必要な変電所のコストく接続する変電所のタイプ等で異なる>



出典:平成27年度電源立地推進調整等事業(諸外国の託送制度に関する調査)報告書等を電力・ガス取引監視等委員会事務局にて整理

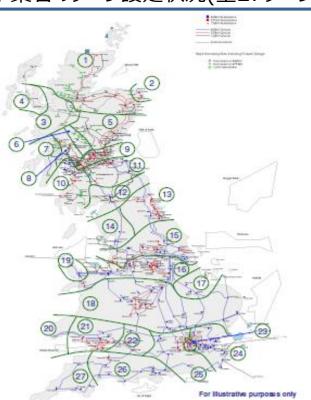
地点別料金:背景・ゾーン設定



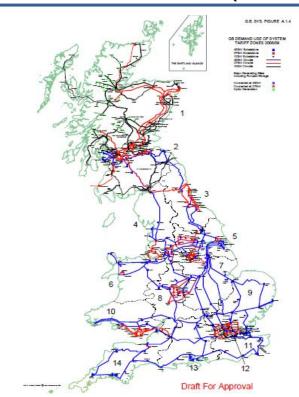


- 英国の系統では、国内北部の電源地帯から南部の需要地への南向き潮流が支配的。 このような系統状況では、北部に電源を建設する場合は南北潮流を増加させることに、 一方で南部に電源を建設する場合は、南北潮流を減少させることになる。
- 系統投資コストの限界費用を反映した送電線利用料金とすることで、発電所の立地を 南部に誘導し、系統増強コストを抑えることを志向して、地点別料金が採用された。

発電事業者のゾーン設定状況(全27ゾーン)



小売事業者のゾーン設定状況(全14ゾーン)



2016年送配電料金見直しのポイント



● 2010年以降取り組んできた送配電システム改革プロジェクト (Project TransmiT)の コンサルテーションペーパー等に基づき以下の変更を実施。

従来

変更後

発雷事業者 課金の比率

歴史的経緯から発電事業者に 求める送電線利用料を27%に 設定

 EU指令(838/2010)にて、発電側課金の上限値が設定さ れたことに伴い、送電線利用料の負担を17%

地点別料金 の計算方法

電源種別による負担の違いは なし

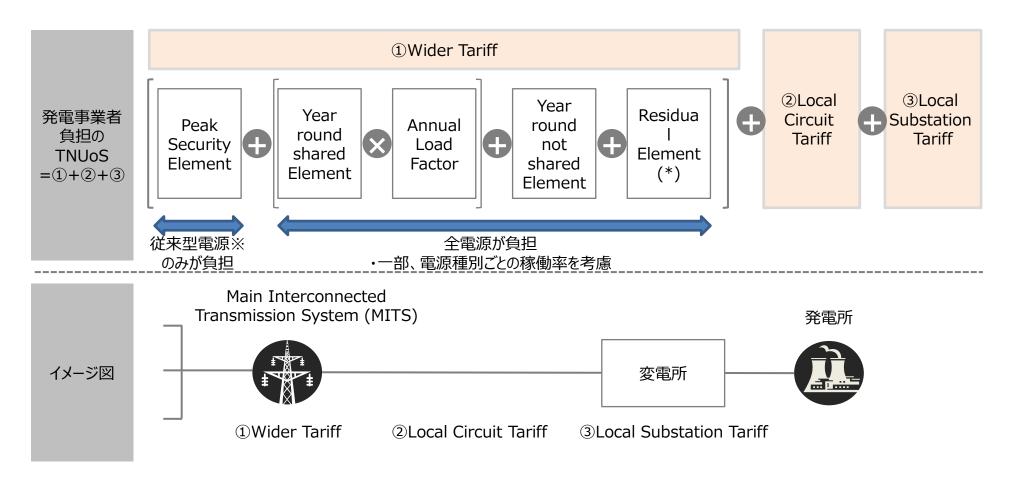
- Locational Chargeの算定に際して、安定電源と変動電 源、低炭素電源過多地域それ以外の地域で区別して Locational Chargeを算定
 - ◆ Peak SecurityとYear Roundに区別(前者は、 安定電源のみの潮流の際に最大潮流となる線路の 限界費用をベースに算定し、安定電源にのみ課金。 それ以外の線路の限界費用を後者として全電源に 課金)
 - ◆ Year Roundを低炭素電源過多地域とそれ以外で 区別

19 出典:BEIS、ofgem、NGETヒアリング結果

地点別料金:算定方法(2016年以降)



 発電者負担の送電線使用料金(TNUoS)は、地理的要因に応じたコスト(Wider Tariff、Local Circuit Tariff、Local Substation Tariff)とレベニューキャップとの差 分のコスト(Residual Tariff)からなる。



※石炭、原子力、ガス、石油、揚水、水力

出典:平成27年度電源立地推進調整等事業 (諸外国の託送制度に関する調査)報告書等を電力・ガス取引監視等委員会事務局にて整理

(参考)地点料金の設定方法



各費用項目の考え方は以下のとおり。

構成要素 内容 Peak • 最需要期の電力を確保するために必要な送電事業への投資コスト Security 風力発電事業者のような断続的な発電事業者は、本タリフを負担しない Element Year round 事業者相互に必要な発電設備や技術にかかるコスト shared 過去5年間の発電量と送電線の使用量に基づき年間の負荷ファクターが算出、それに応じてコストが積算 (1) **Flement** Wider Year round Tariff 低炭素電源による発電に必要な設備コスト not shared 年間の負荷ファクターは考慮されない Element • 送電所有者の売上回収のための手段であるが、発電TNUoSには上限がある N Residual U Element 0 S 接続及び最も近いMain Interconnected transmission system (MITS) ノードまでかかる回路の費用 ②Local Circuit Tariff MITSノードは2つ以上の送電回路をもつGrid Supply Pointと4つ以上の送電回路をもつノードである (6.3.2.(8/9))最大発電供給量を定めたTransmission Entry Capacity (TEC) により決定される 発電事業者が最初に接続する変電所に係る費用 **3**Local Substation 最大発電供給量を定めたTECや変電所のレートや電圧等により決定される Tariff

(参考)地点料金の設定方法(①Wider Tariff)



Wider Tariffの計算方法は以下のとおり。

内容

Nodal Marginal kmの算出

- ノード (Node) はゾーン (Zone) を構成している
- Nodal Marginal kmは、Local Circuit沿線のノードの限界費用である

Zonal Marginal kmの算出

• Zonal Marginal kmは、Nodal Marginal kmをもとに算出される

$$ZMkm_{Gi} = \sum_{j \in Gi} WNMkm_j$$

$$WNMkm_{j} = \frac{NMkm_{j} * Gen_{j}}{\sum_{j \in Gi} Gen_{j}}$$

ZMkm: Zonal Marginal km、Gi:発電ゾーン、j:ノード、NMkm: Wider Nodal Marginal km、

WNMkm: Weighted nodal marginal km、Gen: ノードの発電量

発電事業者の負担分の算出

• "Generation/demand correction factor"を用いて発電者事業の負担分を算出(発電:需要=27:73)

$$x_n = \frac{(Cap_{EC} * (1 - y)) * GO}{MAR * ER}$$

CapEC:発電事業者が負担する送電料金の上限、y: CapECの誤差、GO:発電アウトプットの予想、

MAR:最大許容収入の予想、ER:為替レート

Wider Tariffの 算出

- Wider Tariff (Residual Tariff除く) はZonal Marginal kmにエクスパンションコンスタント、ロケーションセキュリティファクターを乗じて算出される
- エクスパンションコンスタントは1kmに1MWを送電するのに必要な設備投資の年間投資額である
- ロケーションセキュリティファクターはNational Gridの将来のネットワーク開発に関する調査にもとづき決定され、規制期間中は 固定である

(参考)地点料金の設定方法(②Local Circuit Tariff)



● Local Circuit Tariffの計算方法は以下のとおり。

$$CLT_{Gi} = \sum_{k} \frac{NLMkm_{Gj}L \times EC \times LocalSF_{k}}{1000}$$

内容

CIrcuit Local Tariff (£/kW)
 NLMkm_{Gj}L
 ・ ローカルサーキットエクスパンションファクター¹⁾を用いたローカルサーキットk沿いのNodal Marginal km
 EC
 エクスパンションコンスタント (Expansion Constant)
 LocalSF_k
 ・ kにおけるローカルセキュリティファクター (Local Security Factor)
 k
 ・ ローカルサーキットk

*: 将来のアップグレート計画に基づいた指数

(参考)地点料金の設定方法(③Local Substation Tariff)



Local Substation Tariffの計算方法は以下のとおり。

Local Substation Tariffの3要素

	3要素	内容
1	高圧接続の電圧	需要家の接続設備と送電システムの間の境界における電圧
2	変電所におけるTECの合計	接続する変電所におけるTEC(Transmission Entry Capacity)の合計
3	変電所における冗長性の程度	例:シングルブスバー*/スウィッチメッシュ接続は冗長性なし ダブルブスバー*、メッシュ型の変電所のデザインは冗長性あり

2010-11年に適用のLocal Substation Tariff(£/kW)

Substation Rating (b) Connection Type (c)	Connection Type (c)	Substation Voltage (a)			
	132kV	275kV	400kV		
<1320MW	No redundancy	0.133	0.081	0.065	
<1320MW	Redundancy	0.301	0.192	0.155	
>=1320MW	No redundancy	n/a	0.257	0.208	
>=1320MW	Redundancy	n/a	0.417	0.336	

地点別料金:料金表 ①Wider tariff(発電向け)



2015年

2016年

• 北部では高く、南部ではマイナスに設定

		Zonal Tariff	
Zone	Zone Name	(£/kW)	
1	North Scotland	25.546023	
2	East Aberdeenshire	21.084720	
3	Western Highlands	23.455451	
4	Skye and Lochalsh	28.869531	
5	Eastern Grampian and Tayside	22.214915	
6	Central Grampian	21.644276	
7	Argyll	22.890024	
8	The Trossachs	18.031264	
9	Stirlingshire and Fife	17.153323	
10	South West Scotland	15.825072	
11	Lothian and Borders	13.372687	
12	Solway and Cheviot	11.621553	
13	North East England	8.600036	
14	North Lancs and The Lakes	7.730613	
15	South Lancs, Yorks and Humber	6.258567	
16	North Midlands and North Wales	4.890027	
17	South Lincs and North Norfolk	2.974367	
18	Mid Wales and The Midlands	2.089218	
19	Anglesey and Snowdon	7.684625	
20	Pembrokeshire	5.933831	
21	South Wales	3.308849	
22	Cotswold	0.207391	
23	Central London	-5.212171	
24	Essex and Kent	-0.745812	
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-2.553608	
26	Somerset and Wessex	-3.944445	
27	West Devon and Cornwall	-5.804749	

• 発電所の立地に応じて、北部は高く、南部は低い傾向は同じ

			Shared	Not Shared		Conventional	Intermittent
		System Peak	Year Round	Year Round	Residual	70%	30%
Zone	Zone Name	Tariff(£/kW)	Tariff(£/kW)	Tariff(£/kW)	Tariff(£/kW)	Tariff(£/kW)	Tariff(£/kW)
1	North Scotland	-1.986384	10.510176	7.768442	0.505777	13.644958	11.427272
2	East Aberdeenshire	-0.952272	4.161935	7.768442	0.505777	10.235302	9.522800
3	Western Highlands	-2.066820	8.304164	7.490311	0.505777	11.742183	10.487338
4	Skye and Lochalsh	-6.074463	8.304164	8.960467	0.505777	9.204697	11.957494
5	Eastern Grampian and Tayside	-2.113534	7.474278	7.202335	0.505777	10.826572	9.950395
6	Central Grampian	0.626145	7.731765	7.351421	0.505777	13.895578	10.176728
7	Argyll	-0.466457	5.336084	15.889739	0.505777	19.664317	17.996341
8	The Trossachs	0.107014	5.336084	5.855644	0.505777	10.203694	7.962246
9	Stirlingshire and Fife	-2.125012	2.772336	5.083135	0.505777	5.404536	6.420613
10	South West Scotlands	-0.297439	4.218982	5.408636	0.505777	8.570261	7.180108
11	Lothian and Borders	0.687845	4.218982	3.235162	0.505777	7.382072	5.006634
12	Solway and Cheviot	-0.735829	2.741524	2.971182	0.505777	4.660198	4.299417
13	North East England	0.906080	2.101775	-0.112382	0.505777	2.770717	1.023927
14	North Lancashire and The Lakes	1.099994	2.101775	1.848625	0.505777	4.925639	2.984935
15	South Lancashire, Yorkshire and Humber	4.009302	1.439013	0.096468	0.505777	5.618857	1.033949
16	North Midlands and North Wales	3.876723	0.464195		0.505777	4.707437	0.645036
17	South Lincolnshire and North Norfolk	2.242699	0.598940		0.505777	3.167734	0.685459
18	Mid Wales and The Midlands	1.608898	0.330039		0.505777	2.345703	0.604789
19	Anglesey and Snowdon	4.964300	1.025652		0.505777	6.188033	0.813473
20	Pembrokeshire	9.114937	-2.678251		0.505777	7.745938	-0.297698
21	South Wales & Gloucester	6.245424	-2.648511		0.505777	4.897244	-0.288776
22	Cotswold	3.191385	3.112061	-5.745202	0.505777	0.130403	-4.305807
23	Central London	-2.762197	3.112061	-6.320128	0.505777	-6.398105	-4.880733
24	Essex and Kent	-3.497505	3.112061		0.505777	-0.813285	1.439395
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-0.989364	-1.516677		0.505777	-1.545261	0.050774
26	Somerset and Wessex	-1.010022	-2.647562		0.505777	-2.357538	-0.288491
27	West Devon and Cornwall	0.254545	-3.948547		0.505777	-2.003661	-0.678787

- 2.64×30%(稼働率)+0.51 = -0.29

(例) North Scotland 火力・水力: 25.55 → -1.98+10.51×70%(稼働率)+7.77+0.51=13.65 North Scotland 風力: 25.55 → +10.51×30%(稼働率)+7.77+0.51=11.43

Central London 火力·水力: -5.21 → -2.76+ 3.11×70%(稼働率)-6.32+0.51=-6.40 Central London 風力 -5.21 → 3.11×30%(稼働率)-6.32+0.51=-4.88

South Wlales 火力·水力: 3.31 → 6.25 - 2.64×70% (稼働率) +0.51 = 4.90

3.31

出典:Natinal Grid社HP

South Wlales 風力

地点別料金:料金表





2 Local Circuit Charge (基幹系統までの送電線のコスト(電源線除く))

- 変電所ごとの基幹系統までの送電線のコストも変電所の位置によって異なる
- Local Tariff (£/kW) Node No. Substation Node No. Substation Local Tariff (£/kW) Achruach 3.877930 0.680399 Fovers 0.590978 0.764740 Aigas Galawhistle 3 An Suidhe 0.854761 Glendoe 1.662096 4 Arecleoch 1.877231 37 Gordonbush 1.172931 5 Baglan Bay 0.629468 38 Griffin Wind -0.852308 6 Beinneun Wind Farm 1.357822 Hadyard Hill 2.501066 -0.583410 2.284700 7 Bhlaraidh Wind Farm 40 Harestanes 8 Black Law 1.578926 41 Hartlepool 0.540875 9 BlackLaw Extension 3.348316 42 Hedon 0.163612 10 Bodelwyddan 0.100411 1.282002 Invergarry 11 Brochloch 1.937078 Kilbraur 1.044886 12 Carraig Gheal 3.974548 Kilgallioch 0.950992 13 -0.039345 46 Kilmorack 0.178454 Carrington 0.594127 Clyde (North) 0.099095 Langage 15 0.114598 48 0.330665 Clyde (South) Lochay 16 3.405676 0.517906 Corriegarth Luichart 17 Corriemoillie 1.503051 Marchwood 0.345679 0.791161 18 Corvton 0.312141 Mark Hill 52 19 Cruachan 1.652623 Millennium 1.650930 20 Crystal Rig 0.332039 53 Moffat 0.172577 1.566105 54 2.601422 21 Culligran Mossford 22 2.572887 55 -1.109785 Deanie Nant 23 2.176599 56 -0.336322 Dersalloch Necton 24 Didcot 0.465661 57 0.065754 Rhigos Dinorwig 2.172270 Rocksavage 0.015953 1.677615 59 Saltend 0.307669 26 Dumnaglass 27 **Dunlaw Extension** 5.366108 South Humber Bank 0.860302 28 Edinbane 6.185278 Spalding 0.247667 29 Ewe Hill 1.241717 Strathy Wind 2.441031 0.895473 Western Dod 0.639511 30 Fallago 31 Farr Windfarm 2.036036 Whitelee 0.095898 32 Ffestiniogg 0.228990 Whitelee Extension 0.266597 33 Finlaria 0.289332

- 3 Local Substation Charge (1つ目の変電所のコスト)
- 接続する発電容量、電圧、冗長性によって 料金が異なる

Local Substation Ta				
		Local Su	ubstation Tari	ff (£/kW)
Substation Rating	Connection Type	132kV	275kV	400kV
<1320 MW	No redundancy	0.181419	0.103783	0.074778
<1320 MW	Redundancy	0.399652	0.247267	0.179833
>=1320 MW	No redundancy		0.325407	0.235335
>=1320 MW	Redundancy		0.534235	0.389947

26 出典:Natinal Grid社HP

4. 送配電料金制度に関する主要な課題 (BEIS、ofgem、NGETとの議論より)



概要

自家発保有者の behind the meter問題 • 自家発保有者が系統の固定費を負担していないことや、逆潮などにより配電網レベルでの運用を困難にしていることから、調査・ 分析を進めている

配電レベルへの 再エネ接続増加

• 発電側課金が原則、TSOに接続する電源にのみ求められることから、課金を逃れるため、配電網に接続する再エネ電源が増加

DSOからTSOへの 逆潮流の発生 • 上記の配電網に接続する再エネの増加により、DSOのNWからTSOのNWに逆潮流するケースが発生し始めているが、TSOからは配電網の潮流が見えないので、運用上困難となるケースがでてきている

non-firm型 サービスの拡大 (詳細次頁)

- 配電網レベルで再エネ電源等の接続可能量が少なくなり、そういった問題に対応するために、Active Managementの取組みがDSOでも始まっている(次ページ参照)
- Local market platformを作って、マーケットメカニズムを働かせる議論も出ている

Offshore風力へ の対応

- オフショア風力のための送電網建設に莫大な資金がかかり、送電コスト増大の要因となっている
- 受益者が比較的限定されるため、入札制度を導入した(Offshore Transmission Ownerの導入)

スコットランドとの 送電線増強問題 • 発電の多いスコットランドから需要の多いイングランドへの送電が課題。両者の間が国立公園で送電線建設が困難であることから、 海底ケーブルの建設が進められている("Western Bootstrap"と呼ばれる1billion Euroプロジェクトが進行中)。このコスト は新しい地点別料金制度の中で反映されることになった

送電ロスの 地点別の傾斜 (詳細p29) • CMA(競争・市場局)から送電ロスの負担について、短期的・長期的な最適化を図るために、地点別の負担とすべきとの提言がされている

配電網への接続問題への対応の例 (Scottish & Southern Electricity Networks)



● 再工ネ電源等の接続増加により配電網への従来型の接続(firm型)の容量が上限に達している地域において、より柔軟な接続を許容し、それに応じた柔軟な料金を設定するような取組み(Non-firm型接続)が始まっている。

サービス/取組

概要

Active Network Management (ANM)

• 複数の複雑な熱容量制約のある地域で採用されているシステム(Orkney, Isle of Wight, Shetland)。常時ネットワーク制約を監視し、最大の送電可能量をシステムが指令

Timed Connection

• 一日の一部の時間帯や週のうちの特定の日にのみ送電を許容される接続契約 (例えば、太陽光が多い地域において、夜間に自由に送電できる契約や、平日の需要が多い工業地域において、平日のみ送電できる契約等)

Contractual Flexibility

ローカル接続可能だが、上位系統接続の増強が終わらないとフルキャパシティで送電できないような場合 にもその一部の容量での送電を許容

3rd Party Network Management

1 Shared Capacity Example

- 接続可能容量に余裕のある発電事業者の余裕のある容量を他の事業者が共有する(合計した送電容量が上限を超えないような装置を設置)
- 2 Demand Management Example
- ガスボイラを電気ボイラに切り替えるなど最低需要を上昇させることを上限として接続可能容量を超える 送電を可能とする

送電ロスの負担に対する競争・市場局の調査結果



● CMA(競争・市場局)からは送電ロスについて地点別料金制の導入が提言されている

課題

• 現行制度は、送電ロスに対して地点別料金はなく、送電ロス費用は発電側と小売側が負担する仕組み

CMAからのレコメンデーション

- 現行制度は発電事業者間の競争をゆがめ、需要家の費用負担を増加させるとともに、短期・長期的な影響を及ぼすと指摘
- 短期的には、双方の非効率な発電により費用が増加し、長期的には、非効率な意思決定による発電設備への非効率な投資を招く
- 発電事業者の送電ロスの負担は、地点別料金制を導入すべき

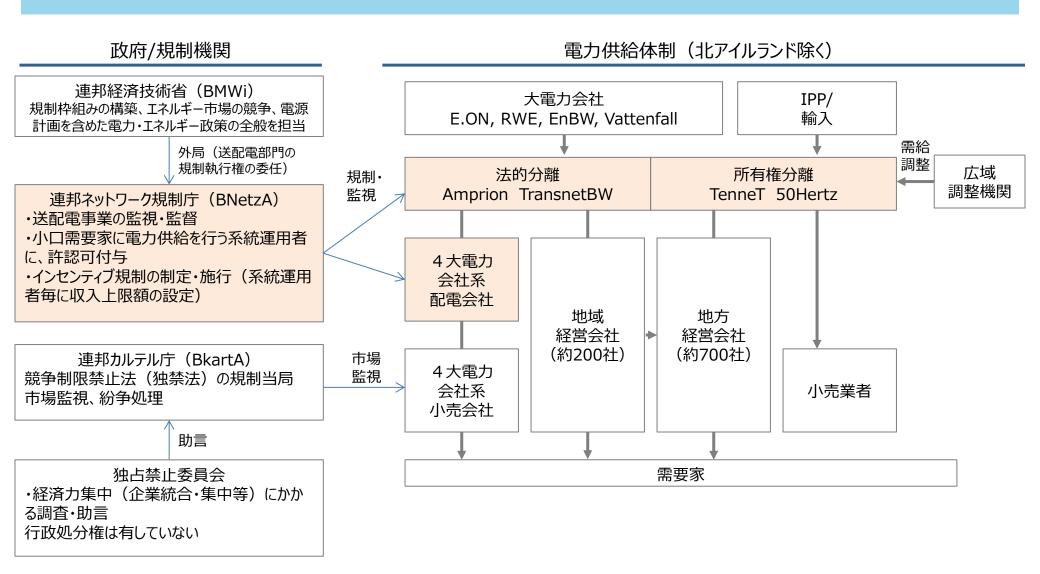
本日の内容

- 1.託送料金制度に関する国際的なトレンド
- 2.英国の託送料金制度の要点・課題
- 3.ドイツの託送料金制度の要点・課題
 - 送配電事業に関する主要な関係者
 - 送配電料金制度関連の主な変遷
 - 現行の送配電料金制度のポイント
 - 送配電料金制度に関する課題

1. 送配電事業における主要関係者全体図



BNetzAの規制・監視のもと、以下のようなプレイヤーが存在。



(参考)送電事業者



● 送電系統は、供給地区が割り当てられた4社の送電系統運用者によって、所有・管理されている。

概要

- 2009年の第三次欧州電力指令を受け、送電系統 (220kV, 380kV)の法的分離・所有権分離が行われ、送 電系統運用者(TSO)は、大手電力会社4社から独立した TenneT社、50 Herz社、TransnetBW社、Amprion社 になった
- ・ 各TSOは、供給地区が定められている(右図)
- 現在は、4社が協働して、ドイツ国内の安定供給、需給調整の責任を担っている

送電事業者のエリアカバー状況



送電 事業者 (TSO)

(参考)配電事業者



配電系統運用は4大電力会社が市場の大部分を占めており、その他のシェアを 約900社の企業(地域経営企業、地方経営企業)が占めている。

概要

• 配電系統運用事業は、現時点で送電系統運用事業のような厳格な分離(法的分離・所有権分離) は義務化されていない

• EnBW、E.ON、RWE、Vattenfall Europeの4大電力会社系が市場のリーダーであり、正確なシェア率は確認されていないものの、市場の大部分を占有しており、配電事業を行っている

配電事業者

- ・ 4大電力会社以外には、配電事業者は、民間事業者(地域経営企業)が約200社、地方自治体営企業(シュタットベルケ)が約700社あり、配電事業を行っている
- 配電網の所有権は地方自治体が有しており、事業者はコンセッション契約にて、事業を行っている

(参考)TSO/DSOの所掌範囲・需要家数

		TSO	DSO
	特別高圧 (125kV以上))	34,388	349
所有距	高圧 (~125kV))	224	96,149
所有距離(km)	中圧 (~72.5kV))		511,591
	低圧 (~1kV))	-	1,164,311
需要	産業 ¹⁾	_	317
要家(万件)	業務 ²⁾	-	
件	家庭 ³⁾	_	4,690

2. 送配電事業に関する主な変遷



● 1998年に全面自由化、2005年に規制機関設立による送配電料金の承認制への 移行、2009年にレベニューキャップ制度の導入を行っている。

年化	ドイツ				
年代	法制度・規制(託送関係)	電力業界・電力会社への影響			
自由化	領域を割り当てられた8社の結合経営企業の寡占状態(国内発電の約80%、小売市場の約50%)。				
前	託送料金は、独占禁止法の適用対象外。				
		力指令(1997年)			
1998	エネルギー事業法(EnWG)の改正: 小売りの完全自由化、送電部門の会計分離の実施。託送料金は、当事者間の交渉による第三者アクセスを採用。 (当事者間のやりとりで託送料金設定を行う自主規制方式(次 頁参照))	⇒企業間合併が進み、大手電力会社は8社が4社になる(E.ON、RWE、EnBW、Vattenfall) ⇒大手電力会社間のM&Aが進み、二大送電系統運用者(E.ONとRWE)で市場シェアの約60%を占める			
2000- 2001		⇒託送料金設定が当事者間のやり取りになったため、託送料金の高止まり ⇒大手電力会社は、合併・統合による競争力増加、一方で、発電部門における新規参入者は撤退			
	第二次欧州電	力指令(2003年)			
2005	<u>EnWGの改正</u> : 連邦ネットワーク規制庁(BNetzA)を設立、託送料金は事前承 認制(許認可制)へ変更(*)				
2007	競争制限禁止法(GWB)の条文に、大手電力会社に対する規制の強化にかかる内容が追加	⇒不当に高い託送料金の設定、及び過剰に利益を生む託送料金の設定 が禁止			
2009	事前承認制だった託送料金は、送電事業におけるインセン ティブ制(後述)へ移行	(「5.3.3. インセンティブ制度」に詳細記述)			
	第三次欧州電力指令(2009年)				
2009	EnWGの改正: BNetzAによる送電部門への規制が強化され、送電系統運用 事業における法的分離/機能分離/所有権分離が義務付けら れる	⇒電力会社は送電部門を所有し続けられるが、送電整備の意思決定や託送料金の設定にBNetzAの方針を受けるため、大手電力会社が送電部門を保有する必然性は低下⇒E.ONとVattenfallは所有分離、RWEとEnBWは法的分離を選択			

*: インセンティブ制度の導入を目指していたが、同制度の制度構築には時間がかかり即座の導入が困難だったため、繋ぎとして事前承認制度を導入。

3. 現行制度のポイント:送配電料金算定フロー



● 日本と同様、送配電コストについては、小売事業者が100%負担。

②発電事業者・ ①収入上限値の設定 ③電圧別の配分 4)料金設計 小売事業者負担の分割 •レベニューキャップ方式 ·小売事業者100% •kWとkWhの組み合わせ ポイント ・スーパーシャロー方式 負担 の料金 一部分散型電源に回避 された系統利用料を支払 OPEX+CAPEX 発電事業者負担 +事業報酬 信頼性、安全性等による TSO ボーナス、ペナルティ 限 kWとkWh課金の 小売事業者負担 (直接需要家を収容せず、 組み合わせ料金 インフレによる物価調整等 全てDSOにチャージ) OPEX+CAPEX 発電事業者負担 +事業報酬 信頼性、安全性等による **DSO** ボーナス、ペナルティ 限 kWとkWh課金の 小売事業者負担 組み合わせ料金 (電圧別の配分(要確認)) インフレによる物価調整等

出典:海外諸国の電気事業 等

分散型電源導入促進に対する送配電料金上の仕組み: 「回避された系統利用料」の発電事業者への支払



● 分散型電源導入促進を目的に、上位系統のコストを回避できたことを評価して、発電 事業者にインセンティブを与える仕組みが導入されている。



ポイント

対象

・ DSOに接続する分散型電源

算定方法

- 上位系統において回避された電力及び電力量を評価(以下、算定式) 回避された系統利用料
 - =回避された電力[kW] × 上位系統の託送料金[円/kW] +回避された電力量[kWh] × 上位系統の託送料金[円/kWh]

留意点

- 本制度の支払原資は送電料金のため、分散型電源導入促進コストの 一部が、結果として配電料金を通して回収される
- 発電事業者がDSOに申請することで、受領が可能
- 分散型電源の立地は考慮されない (需要地近郊でも、需要地から遠方でも支払対象となる)

本制度への 評価

- 低圧に接続して他地域に送電するケースが多く、実態を反映した制度となっていない。
- 本制度の利用電源拡大により、負担コストは上昇傾向

送電ロスの取扱い:グリッドアクセス規制等による規定



● ドイツでは、政府のグリッドアクセス規制と、規制当局(BNetzA)により、送電ロス補填電力を、入札により調達することと規定されている。

調達方法が制定された歴史

- 2005年7月、ドイツ国政府は、エネルギー事業法(The Energy Industry Act)とグリッドアクセス規制(Electricity Grid Access ordinance)を改訂し、系統運用者が、透明性が高く公平な市場を通して、送電ロスを調達することを義務付けた
- グリッドアクセス規制(Strom NZV)のNZV§10(1)において、送電ロスを、**原則入札により調達する ことと規定**されている
- 2008年10月、ドイツの規制当局(BNetzA)が、送電ロスの決定方法と入札方法に関する行政 手続きBK6-08-006を発行。基本的に、ドイツでは、BK6-08-006が入札方法のガイドラインとなってい る(以下は主な内容)
 - 系統運用者(TSOと、顧客数10万人以上のDSO)は、送電ロスを入札により調達すること(顧客数10万人未満のDSOや、反対する特別な理由がある場合は対象外)
 - 系統運用者が調達する送電ロスとして、**長期と短期の商品**がある
 - 長期の商品については、入札調達だけでなく、卸市場取引も認められている
 - 系統運用者は、ロット数、取引量、各ロットの内容について、遅くとも3週間前までに公表する必要がある
 - 1ロットあたりの取引量は、50,000MWhを超えないこと

4. 送配電料金制度に関する主要な課題 (BNetzAとの議論より)



● ドイツにおいても、電源接続の増加、それに伴う系統コストの増加が課題となっている。

概要

回避された 系統利用料 の廃止 • 配電網への接続電源については、送電網を利用していないという整理のもとで送電料金を割り引いていたが、 実態では、配電網への電源接続の増加に伴い送電網の増強が拡大しており、廃止することを決定した

南北連系線 の増強の 必要性 • 北部に電源が偏り(特に北海のoffshore風力)、南部に需要が偏っていることから、南北の連系線建設が 課題となっており、それにより託送コストの上昇傾向が止まらない

配電網への 電源の接続 の増加

- 配電網への接続は原則として受け入れざるを得ないが、容量が大幅に超過している地域も多い
- 接続した上で、混雑時には補償付きで出力制御をかけるため、補償額の規模が拡大して問題となっている

国際連系線 の費用負担

- 国際連系線の建設の必要性も高まっているが、それによる受益者を特定するのが難しい
- 今後は、EUがPCIs(Project of Common Interest)の枠組みのもと各国が拠出するファンドで建設を進めることになっている