



「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実 態に関する調査(平成30年度一海外調査)」

最終報告書

2019年3月

電力広域的運営推進機関

はじめに

我が国は、東日本大震災後、安全性の確保、安定供給、経済効率性及び環境適合(3E+S)を前提として、再生可能エネルギーの最大限の導入促進のために新たな電源連系ニーズに対応することが必要である一方、将来の需要見通しを踏まえれば、流通設備への投資増大による電気料金の上昇を可能な限り抑制することが必要である。

上記を両立させるため、電力広域的運営推進機関は平成29年3月に広域系統長期方針を策定した。その中で、あるべき姿の実現に向けた取り組みの方向性として、流通設備効率の向上の観点から、混雑発生に対応する電源連系及び潮流管理を行うための課題整理及びルール検討を行うことが掲げられている。

電力広域的運営推進機関では、広域系統整備委員会で系統混雑に対応する送電線利用ルール導入の検討を進めているところであるが、欧米での系統混雑への対応方法は、電力市場設計やそれに基づく混雑管理等、ベースとなる制度設計を前提として成り立っている仕組みであることを考慮すると、表面的なルール調査だけではその実態を正確に把握できない。

本調査報告書は、委託先（株式会社三菱総合研究所）により、欧米諸国での系統利用に係る制度設計（市場設計や混雑管理方法等）やその背景、送配電設備形成の考え方、再エネの系統接続状況、運用実態等を調査した結果を取りまとめたものである。

目次

1. 調査目的	1
2. 系統接続と系統混雑管理に関する各国の制度	2
2.1 欧州	2
2.1.1 EU	2
(1) 優先給電に関わる動向	2
(2) 改正 EU 国際電力取引規則(714/2009)における優先給電並びに再給電・出力抑制 ルール見直し	4
(3) ステークホルダの反応	6
2.1.2 英国	9
(1) 概要	9
(2) 混雑系統における接続検討・情報公開	16
(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール	24
(4) 費用負担の考え方 (TSO/DNO)	35
2.1.3 アイルランド	47
(1) 概要	47
(2) 混雑系統における接続検討・情報公開	54
(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール	63
(4) 費用負担の考え方	71
2.1.4 ドイツ	74
(1) 概要	74
(2) 混雑系統における接続検討・情報公開	75
(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール	81
(4) 費用負担の考え方	89
2.1.5 イタリア	94
(1) 概要	94
(2) 混雑系統における接続検討・情報公開	99
(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール	103
(4) 費用負担の考え方	110
2.1.6 スペイン	111
(1) 概要	111
(2) 混雑系統における接続検討・情報公開	115
(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール	120
(4) 費用負担の考え方	126
2.2 米国	127
2.2.1 連邦	127
(1) 米国の電力市場の概要	127
(2) 送電系統に関する法規制	129
(3) 系統混雑管理に関するルール	134
2.2.2 PJM	138

(1) 概要.....	138
(2) 混雑系統における接続検討・情報公開.....	141
(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール.....	152
(4) 費用負担の考え方.....	163
(5) その他.....	164
2.2.3 カリフォルニア州.....	166
(1) 概要.....	166
(2) 混雑系統における接続検討・情報公開.....	169
(3) 送配電事業者のデータ公表・開示状況.....	173
(4) 系統混雑に対応する送電線利用ルール.....	174
(5) 費用負担の考え方.....	178
2.2.4 テキサス州.....	179
(1) 概要.....	179
(2) 混雑系統における接続検討・情報公開.....	180
(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール.....	185
(4) 費用負担の考え方.....	189
3. 調査結果のまとめ.....	190
3.1 市場制度・系統接続・混雑処理.....	190
3.2 N-1 電制.....	191
3.3 ノンファーム型接続.....	192

目次

図 2.1	英国の電圧階級.....	9
図 2.2	英国における送電会社 (TO、SO) の供給エリア	9
図 2.3	英国における配電会社グループ (DNO) の供給エリア	10
図 2.4	市場のタイムライン.....	11
図 2.5	大規模電源の接続契約および BM との関わり.....	12
図 2.6	配電系統における分散電源の課金に関する体系図.....	16
図 2.7	送電および配電の自然変動電源の接続量推移.....	17
図 2.8	Wider Works と Enabling Works の考え方.....	18
図 2.9	コネクト&マネージ制度の有無による電源接続量の比較.....	18
図 2.10	系統接続および混雑ルール導入のタイムライン.....	25
図 2.11	BSIS の構成要素.....	25
図 2.12	系統混雑管理のタイムライン.....	29
図 2.13	系統制約コストの内訳 (2018 年 6 月、百万 £)	31
図 2.14	balancing mechanisms および ancillary services コストの内訳 (百万 £)	31
図 2.15	サービスの体系(SP Energy Networks).....	32
図 2.16	英国における再生可能エネルギー接続量の推移.....	33
図 2.17	系統制約量の推移 (2011 年～2016 年)	34
図 2.18	洋上における接続の標準設計.....	37
図 2.19	ANM のアーキテクチャ	43
図 2.20	ANM の制御タイムライン例	44
図 2.21	制御のトリガーとなる閾値.....	44
図 2.22	アイルランドの電圧階級.....	47
図 2.23	SEMO と TSO の予測からディスパッチ、モニタリングまでの一連の流れ ..	48
図 2.24	I-SEM の構造.....	49
図 2.25	I-SEM の前日市場・当日市場・balancing 市場のタイムライン	50
図 2.26	COD で提出される出力増減にかかる価格データ	51
図 2.27	各発電機の発電計画作成・出力指令値決定のタイムラインと計算周期	53
図 2.28	容量市場における系統制約箇所の募集容量の例.....	54
図 2.29	MEC と FAQ と系統増強の関係	56
図 2.30	アイルランドの基本的な配電系統の構成と設備設計.....	61
図 2.31	GPA プロセスでの接続時のコスト分担の例.....	62
図 2.32	アイルランドの混雑管理ルールの導入経緯.....	64
図 2.33	Tie-break situation における風力発電の抑制順序.....	66
図 2.34	風力発電の設備容量の推移 (2011 年～2017 年)	69
図 2.35	アイルランドの出力抑制の状況と風力の導入量.....	69
図 2.36	Constraints Payment の推移	70
図 2.37	不完全料金と調整費用の関係.....	72
図 2.38	ドイツの電圧階級.....	74
図 2.39	ドイツの電力市場のタイムラインと混雑管理.....	75

図 2.40	陸上風力発電の導入制限エリア	78
図 2.41	ドイツの混雑管理ルールの導入経緯	81
図 2.42	混雑管理に関わる法的根拠の体系	82
図 2.43	50Hertz の混雑管理の流れ	84
図 2.44	電源の種類と再給電の指令タイミング	84
図 2.45	再エネ接続量の推移	85
図 2.46	ドイツ国内の再給電指令の継続時間(2016 年)	86
図 2.47	州別の再エネ出力抑制状況 (2016 年)	87
図 2.48	再給電・再エネ出力抑制量	87
図 2.49	再給電・出力抑制にかかる費用	88
図 2.50	太陽光発電の抑制電力の計算例	91
図 2.51	風力発電の抑制電力の計算例	92
図 2.52	バイオマス発電の抑制電力の計算例	93
図 2.53	イタリアの電圧階級	94
図 2.54	イタリアにおける各市場のスケジュール	95
図 2.55	イタリアの 6 つの市場ゾーン	96
図 2.56	イタリアにおける系統接続と系統混雑管理に関するルール	103
図 2.57	イタリアにおける風力発電導入量 (容量別)	107
図 2.58	イタリアにおける太陽光発電導入量 (容量別)	107
図 2.59	イタリアにおける太陽光発電の導入推移	108
図 2.60	イタリアにおける風力発電の導入推移	108
図 2.61	イタリアにおける風力発電の抑制量と発電量に対する抑制率	109
図 2.62	スペインの電圧階級	111
図 2.63	スペインにおける配電 5 社の供給エリア	111
図 2.64	スペインにおける各市場のスケジュール	113
図 2.65	スペインにおける系統接続と系統混雑管理に関するルール	120
図 2.66	スペインにおける電圧階級別の PV 導入量	123
図 2.67	スペインにおける太陽光発電の導入推移	124
図 2.68	スペインにおける風力発電の導入推移	124
図 2.69	スペインにおける風力発電の抑制量の推移	125
図 2.70	米国における電力供給体制図	128
図 2.71	米国およびカナダにおける ISO 及び RTO	128
図 2.72	米国の送電事業に関する管轄範囲	130
図 2.73	Eastern Interconnection におけるレベル 3 以上の TLR 発動回数 (2009 年～2016 年)	136
図 2.74	各信頼度コーディネーターにおけるレベル 3 以上の TLR 発動回数 (2016 年)	137
図 2.75	PJM の電圧階級	138
図 2.76	PJM 系統接続プロセス概要	142
図 2.77	RTEP プロセスのサイクル	144
図 2.78	系統接続および混雑ルール導入のタイムライン	153
図 2.79	PJM ディスパッチプロセス概念	154

図 2.80	PJM 送電サービスの分類	156
図 2.81	PJM における年間混雑費用の推移 (2008 年～2017 年)	160
図 2.82	カリフォルニア州の制御区域.....	166
図 2.83	カリフォルニア州の電圧階級.....	167
図 2.84	CAISO における系統接続検討のプロセス.....	170
図 2.85	CAISO における LMP 型混雑管理の導入経緯.....	174
図 2.86	カリフォルニア州における太陽光・太陽熱・風力発電設備の導入量の推移	176
図 2.87	CAISO における出力抑制の推移・内訳 (2015 年～2018 年)	177
図 2.88	テキサス州の電圧階級.....	179
図 2.89	ERCOT 風力発電導入量の推移.....	181
図 2.90	ERCOT 太陽光発電導入量の推移.....	181
図 2.91	ERCOT 燃料種別発電設備容量の割合 (2017 年末時点)	181
図 2.92	2017 年 RTP 検討プロセス	184
図 2.93	ERCOT 風力発電導入量の推移.....	187
図 2.94	ERCOT 太陽光発電導入量の推移.....	187
図 2.95	ERCOT における風力発電の総発電量に占める出力抑制量割合の推移 (2008～ 2017)	188
図 3.1	各国の平常時の混雑処理と適用範囲.....	193
図 3.2	英国の配電系統における ANM の取り組み.....	193

表目次

表 2.1	欧州調査対象国における優先給電の取り扱い	3
表 2.2	英国の送電線利用に係る各コードの概要	11
表 2.3	管轄事業者および電源規模に応じた区分の定義	12
表 2.4	TEC の定義および取り扱い	13
表 2.5	TNUoS と BSUoS の取り扱い	14
表 2.6	TNUoS の発電側課金・需要側課金の割合想定	14
表 2.7	電源規模に応じた接続の体系	15
表 2.8	フレキシブルコネクションのメニューの例	19
表 2.9	Ofgem のコンサルテーションの概要	20
表 2.10	電源ごとの設備利用率	21
表 2.11	Post Fault Rating と Pre Fault Rating	22
表 2.12	ロンドンエリアにおける条件別の故障時定格および分散電源接続可能量	22
表 2.13	抑制に関する各 DNO の情報開示	24
表 2.14	TAR による施策・方針	26
表 2.15	システムセキュリティの分析と計画	28
表 2.16	調達要件のイメージ	29
表 2.17	balancing mechanism 外で調達するサービスの調達理由	30
表 2.18	英国のシステムサービス構造	30
表 2.19	Western Power Distribution の出力抑制実績	34
表 2.20	費用負担の考え方	35
表 2.21	インタートリップの運用フロー	39
表 2.22	インタートリップの種類と費用補償の有無	40
表 2.23	インタートリップの費用構造	41
表 2.24	カテゴリ別の支払い有無	41
表 2.25	DNO ごとの ANM コストの取り扱い	45
表 2.26	Simple offer と Complex offer の相違点	51
表 2.27	balancing market において各ユニットに求められる TSO への提出データ	52
表 2.28	TSO で用いられるスケジューリングとディスパッチの最適化プログラム	53
表 2.29	アイルランドの風力・太陽光の接続量 (2017 年末)	55
表 2.30	GPA プロセスの概要 (送電・配電の合計)	57
表 2.31	Non-GPA プロセスの接続申請数推移	59
表 2.32	優先給電ルールで定められた抑制順	64
表 2.33	アイルランドにおける出力抑制と費用補償	68
表 2.34	2016 年末の風力・太陽光発電の接続量	76
表 2.35	洋上風力発電の入札による導入予定量	79
表 2.36	BDEW のガイドラインによる抑制順	83
表 2.37	原因別の再エネ出力抑制	88
表 2.38	太陽光発電の出力抑制量算定方法	90
表 2.39	風力発電の出力抑制量算定方法	91

表 2.40	バイオマス発電の出力抑制量算定方法.....	92
表 2.41	イタリア DSO の販売電力量シェア(kWh ベース).....	94
表 2.42	イタリアにおける市場区分.....	95
表 2.43	MI の 7 つのセッションの開場と閉場.....	97
表 2.44	事前給電サービス市場の約定結果の市場参加者への通知時間.....	97
表 2.45	MB の 6 つのセッションの開場と閉場.....	98
表 2.46	スペインにおける市場区分.....	112
表 2.47	米国における ISO・RTO 概要.....	129
表 2.48	連邦レベルの系統接続における FERC 及び NERC の役割.....	130
表 2.49	連邦レベルでの系統接続に関する法規則.....	131
表 2.50	TLR レベルと信頼度コーディネーターの業務.....	136
表 2.51	各市場のタイムライン.....	139
表 2.52	PJM における燃料種別の設備容量.....	141
表 2.53	PJM 卸電力市場におけるリソース・ステータス.....	143
表 2.54	NERC Reliability Standard TPL-001-4.....	145
表 2.55	RTEP プロセスにおける分析と NERC プランニングイベントの対応.....	146
表 2.56	軽負荷期信頼度分析 ベースケースの初期ターゲットディスパッチ条件..	147
表 2.57	冬季信頼度分析 ベースケース初期ターゲットディスパッチ条件.....	149
表 2.58	PJM 新規電源の系統接続によって必要となる既存系統の増強費用の負担方法.....	150
表 2.59	PJM による系統接続申込の開示例.....	152
表 2.60	設備タイプ毎の混雑事象時間.....	157
表 2.61	電圧階級別の混雑事象時間 (2017 年).....	158
表 2.62	送電混雑発生上位 25 箇所 (2016 年及び 2017 年).....	159
表 2.63	市場カテゴリ別 年間混雑費用の推移 (2008 年~2017 年).....	160
表 2.64	設備タイプ毎の混雑費用.....	161
表 2.65	電圧階級別の混雑費用 (2017 年).....	161
表 2.66	送電設備停止要請のステータス及び PJM の対応.....	163
表 2.67	CAISO における市場区分.....	167
表 2.68	CAISO における各市場のタイムライン.....	169
表 2.69	デリバラビリティの検討における電源の出力想定.....	172
表 2.70	CAISO における混雑コストの推移 (百万ドル).....	178
表 2.71	ERCOT における各市場のタイムライン.....	180
表 2.72	ERCOT ゾーナル市場からノーダル市場への移行スケジュール.....	186
表 3.1	各国の関連制度の比較.....	190
表 3.2	平常時の混雑処理に関する分類.....	192

略称の一覧

本報告書では、以下のとおり略称の統一を図る。

略称	正式名称	和訳	地域
ACER	Agency for the Corporation of Energy Regulators	エネルギー規制機関間協力庁	欧州
AEEG	Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas	電力ガス規制機関	イタリア
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserves	周波数回復予備力	欧州
BNetzA	Bundesnetzagentur	連邦ネットワーク庁	ドイツ
BSC	Balancing and Settlement Code	バランシングおよび決済規則	英国
BSIS	Balancing Services Incentive Scheme	バランシングサービスインセンティブスキーム	英国
BSUoS	Balancing Service Use of System	バランシングサービス料金	英国
CAISO	California Independent System Operator	カリフォルニア ISO	米国
CEER	The Council of European Energy Regulators	欧州エネルギー規制機関評議会	欧州
CER	Commission for Energy Regulation	エネルギー規制委員会	アイルランド
CPUC	California Public Utilities Commission	カリフォルニア州公益事業委員会	米国
DECC	Department of Energy and Climate Change	エネルギー・気候変動省	英国
DG	Distributed generation	分散型電源	—
DNO	Distribution Network Operator	配電系統運用者	英国
DR	Demand Response	デマンドレスポンス	—
DSO	Distribution System Operator	配電系統運用者	—
DUoS	Distribution Use of System	配電利用料金	英国
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州電力系統運用者ネットワーク	欧州
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas	テキサス電力信頼度協議会	米国
FAQ	Firm Access Quantity	ファームアクセス容量	英国 アイルランド
FCR	Frequency Containment Reserves	周波数制御予備力	欧州
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	連邦エネルギー規制委員会	米国
FIP	Feed-in Premium	フィードインプレミアム	欧州
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度	—
FTR	Financial Transmission Right	金融的送電権	—
GME	Gestore Mercati Energetici	電力市場管理局	イタリア
ISO	Independent System Operator	独立系統運用機関	米国
LMP	Locational Marginal Price	地点別限界価格	米国

LSE	Load Serving Entity	小売事業者	米国
mFRR	manual Frequency Restoration Reserves	手動周波数回復予備力	欧州
NERC	The North American Electric Reliability Corporation	北米電力信頼度団体	米国
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets	ガス・電力市場局	英国
RPS	Renewables Portfolio Standard	—	—
RR	Replacement Reserves	代替予備力	欧州
RTO	Regional Transmission Organization	地域送電機関	米国
SCED	Security Constrained Economic Dispatch	信頼度制約付経済負荷配分	—
SCUC	Security Constrained Unit Commitment	信頼度制約付起動停止計画	—
SO	System Operator	系統運用者	—
TNUoS	Transmission Network Use of System	送電利用料金	英国
TO	Transmission Owner	送電系統所有者	—

要約

各国の市場制度・系統接続・混雑処理について

調査対象地域の系統接続、系統混雑処理に関する制度を比較すると下表の通りである。

各国の関連制度の比較

項目		イギリス	アイルランド	イタリア	ドイツ	アメリカ (PJMの例)	日本
系統運用者等		National Grid	EIRGrid	Terna	50Hertz 他	PJM	一般送配電事業者
再エネ	優先接続	—	—	○	○	—	—
	優先給電	—	○	○	○ ^{※1}	—	△
	再エネ導入促進制度 (5MW以上の電源で比較)	FIT→FIT-CfD	FIT→FIP(入札制) ^{※2}	FIP(入札制)	FIT→FIP(入札制)	RPS, etc	FIT
電力取引 (物理的取引)		相対 +市場取引	市場取引	市場取引 (一部相対を含む)	相対 +市場取引	市場取引 (一部相対を含む)	相対 +市場取引
平常時の 混雑管理方法		混雑管理 (入札) 相対取引 需給調整市場	需給調整市場	アンソワラサービス 市場 (従来電源) 出力抑制 (再エネ)	再給電 (従来電源) 出力抑制 (再エネ)	エネルギー市場 (LMPを活用)	—
コネク ト & マネージ (補償の有無)	TSO	Connect & Manage (補償有)	Non-Firm Access (補償無)	Priority Connection (補償有:風力)	Priority Connection (従来電源の再給電、再エネ出力抑制は補償有)	エネルギー市場 (補償無)	N-1 電制 先行適用 ^{※3} (補償無)
	DSO	ANM (補償無)	—	—			
系統接続時の 費用負担 ^{※4}	TSO	シャロー	シャロー	シャロー	シャロー	ディープ ^{※6}	シャロー ^{※7} (基幹系)
	DSO	セミシャロー ^{※5}	ディープ	シャロー	シャロー	ディープ	セミシャロー (基幹系以外)
発電側基本料金	TSO	○	○	×	×	×	×

※1 送電容量不足等、技術的な理由で優先給電できない場合あり

なお、需給バランスによる出力制御の場合は、EEG(再生可能エネルギー法)では補償規定は無い

※2 2019年より FIP(入札制)へ移行予定

※3 特別高圧以上に適用

※4 シャロー方式：系統接続に必要な新規電源線等の費用は発電事業者が負担し、既存系統の増強費用(託送料金等を通じて回収)は TSO/DSO が負担

セミシャロー方式：系統接続に必要な新規電源線等の費用に加え、一部の既存系統の増強費用も発電事業者が負担

ディープ方式：系統接続に必要な新規電源線および既存系統の増強費用をすべて発電事業者が負担

なお、電源線と系統線の区分は各国の基準に従う

※5 新規電源の接続電圧の1つ上位の電圧階級の系統の増強費用までを発電事業者が負担し、それ以上の電圧階級の増強費用は TSO/DNO が負担

※6 Load Flow Cost Allocation (負荷費用配分) といわれる方法で費用配分が決定される (MW 影響ベース)

※7 原則一般負担だが、系統増強費用が「4.1(万円/kW)×新規電源の容量(kW)」を超える部分については発電事業者が負担

出所) 第37回広域系統整備委員会 (2018年12月4日) 資料

N-1 電制について

本調査の結果、N-1 電制については、N-1 故障時に電源制限することを前提とした設備形成を行っている国は存在せず、基本的に N-1 基準を遵守した設備形成を行っている。

事故時の電源制限は、英国においてインタートリップという仕組みがあるが、N-2 故障以上の稀頻度事故時への対応であるうえ、その制御対象は、基幹系統に接続される比較的大規模な電源にのみ適用されており、DSO 系統に接続する電源を対象とする仕組みは確認できなかった。また、出力抑制に伴う費用も、発電事業者がその 50%を負担しているバランス料金から補償されるため、日本で検討している多数の事業者が受益に応じて負担する仕組みも確認することができなかった。

なお、インタートリップを受け入れた発電事業者が、トリップ料金(Tripping Fees)と機能料金(Capability Fee)といった対価を受け取ることや、過去の実績などを元に計算された標準的な価格を規制機関が公表している¹ことなど、今後の検討に参考となるものもあった。

¹ 実際に TSO が発電事業者へ機会損失費用をいくら支払うかは相対契約により決まる

ノンファーム型接続について

平常時混雑処理については、調査対象地域は以下の4つのカテゴリに分類することができる。

平常時の混雑処理に関する分類

平常時の混雑処理に関する分類		適用国（適用系統）	説明
分類Ⅰ	市場(+送電権)決定型 ・混雑管理:LMP市場 ・抑制費用の負担:受益者負担	米国 (TSO)	PJMに代表される地域限界価格(LMP)を用いた市場により混雑管理を行う方式。エネルギー市場の中で需給調整と系統の混雑管理が同時に行われる。
分類Ⅱ	暫定実施型 ・混雑管理:需給調整市場他 ・抑制費用の負担:受益者負担	英国 (TSO) アイルランド (TSO)	将来的にはファーム電源となるものを暫定的に接続することで早期接続を実現させ、需給調整市場等を活用して混雑管理を行うもの。 出力抑制の補償は、一定規模以上の全ての発電事業者 ^{※1} にも負担させる英国と、補償を行わないアイルランドのように国によって異なる。
分類Ⅲ	再エネ優先型 ・混雑管理:給電指令(再給電、出力抑制) ・抑制費用の負担:一般負担(法律で規定)	イタリア (TSO) ドイツ (TSO、DSO)	政策によって再エネが他の電源に対し優先されることを明確に規定している国である。(再エネの優先給電、優先接続)再エネ(イタリアは風力のみ)の出力抑制は一般負担で補償される。
分類Ⅳ	実施していない ・N-1基準を遵守し、平常時の混雑を認めない	各国のDSO/DNO	N-1基準により増強し平常時の混雑を認めていない。 日本において再エネ電源の接続量の太宗を占める配電系統については、欧米では基本的に平常時の混雑処理を実施していない。 ^{※2} 但し、英国DNOでは平常時の混雑処理としてフレキシブルコネクションを試行中

※1 発電容量は接続エリアによって異なる

※2 ドイツのDSO系統での出力抑制の約9割はDSO系統での混雑ではなく、TSO系統の混雑に起因するもの

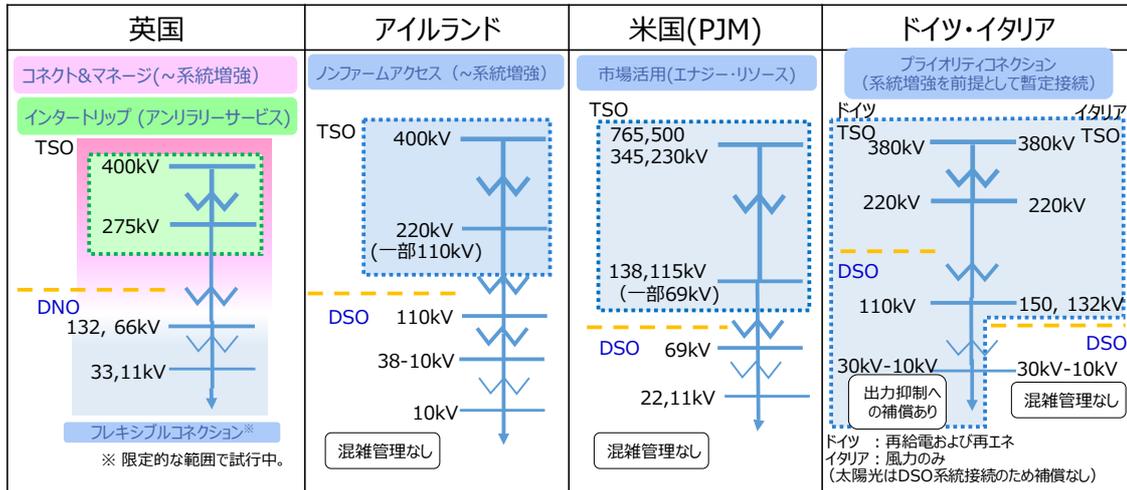
出所) 第37回広域系統整備委員会(2018年12月4日)資料

平常時の混雑を許容する制度として、コネクト&マネージ(英国)、ノンファームアクセス(アイルランド)の仕組みがあるが、主にTSO系統への適用されており、あくまで系統増強完了までの限定的な扱いである。

なお、日本で議論しているような系統増強を前提とせずに抑制に対して補償のない平常時の混雑管理手法として、TSOでは米国のPJM、CAISO、ERCOTにおいて市場を活用した混雑管理の仕組みがあるものの、LMP(地点別限界価格制度)を前提としており、我が国のエネルギー取引制度と異なる制度基盤にもとづくものである。また、これら米国の例でもDSO系統まではLMPを適用しておらず、日本における再エネ連系の中心となる小規模電源が多数接続されるDSO系統を含めた仕組みはなかった。DSOにおいては唯一英国におけるANMを中心としたフレキシブルコネクションを33kV以下の系統を中心に限定的に適用し

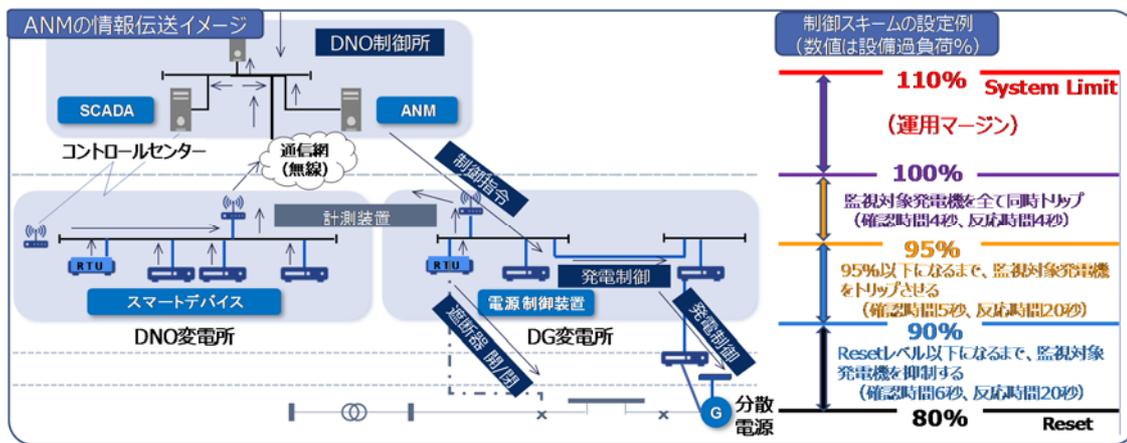
ているが、試行中の段階である。

ドイツ・イタリアは、系統混雑を許容する接続を認めているものの、近い将来の系統増強を前提として暫定的に接続させるものである。また、政策として託送料金で再エネ電源の出力抑制を補償しているため、系統混雑に起因する出力抑制は電源にとって収益リスクとはならない²。なお、ドイツでは導入拡大により補償額が増大しており、北部地域において導入量の調整を行っている。



各国の平常時の混雑処理と適用範囲

出所) 第37回広域系統整備委員会(2018年12月4日)資料



英国の配電系統におけるANMの取り組み

出所) 第37回広域系統整備委員会(2018年12月4日)資料

以上、調査の結果、DSO 系統まで含めた系統で混雑を前提とした設備形成を行い、系統混雑発生時に抑制することで系統増強せず接続が可能となるノンファーム型接続は欧米で

² なお、イタリアにおいて出力抑制の補償があるのは風力のみであり、太陽光はDSO 系統接続のため補償はない。

は行われていないことが明らかとなった。一方で、我が国が目指すノンファーム型接続制度（即ち系統増強を前提とせず混雑時に抑制されることについて予め合意をした新規接続）について、英国のアクティブネットワークマネジメント（ANM）のような試行が始まっている事例もある。

1. 調査目的

我が国は、東日本大震災後、安全性の確保、安定供給、経済効率性及び環境適合(3E+S)を前提として、再生可能エネルギーの最大限の導入促進のために新たな電源連系ニーズに対応することが必要である一方、将来の需要見通しを踏まえれば、流通設備への投資増大による電気料金の上昇を可能な限り抑制することが必要である。

上記を両立させるため、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）は平成29年3月に広域系統長期方針を策定した。その中で、あるべき姿の実現に向けた取り組みの方向性として、流通設備効率の向上の観点から、混雑発生に対応する電源連系及び潮流管理を行うための課題整理及びルール検討を行うことが掲げられている。

本機関では、広域系統整備委員会で系統混雑に対応する送電線利用ルール導入の検討を進めているところであるが、欧米での系統混雑へ対応方法は、電力市場設計やそれに基づく混雑管理等、ベースとなる制度設計を前提として成り立っている仕組みであることを考慮すると、表面的なルール調査だけではその実態を正確に把握できない。

このため、本調査では、欧米での系統利用のベースとなっている制度設計（市場設計や混雑管理など）やその背景についても調査し、制度導入時における混雑管理や費用負担の考え方との関係性を整理する。

また、我が国の送電線利用の実態（立ち位置）や今後目指すべき目標を明確にするため、欧米での送配電設備形成の考え方（系統接続ルール）や再エネの系統アクセス状況、運用実態なども調査する。

2. 系統接続と系統混雑管理に関する各国の制度

2.1 欧州

2.1.1 EU

(1) 優先給電に関わる動向

欧州では、エネルギーセキュリティの強化及び温室効果ガス削減を推進していくために、早期に再生可能エネルギーの導入促進の重要性が認識されていた。欧州委員会は、再生可能エネルギーの普及拡大を目的に、2001年10月に、「EU再生可能エネルギー指令(2001/77/EC)」を発行した。この指令では、2010年までに1次エネルギーで再生可能エネルギー割合を12%とするという目標が定められ、それを可能とするための各種施策が規定されている。中でも、系統関連の施策が打ち出されている第7条「Grid system issues」の第1項では、再生可能エネルギーの「優先給電」について、以下のように規定されている。

<2001/77/EC Article 7>

1. 加盟国は、系統の信頼度および安全性の維持を損なうことなく、自国の領域の送電系統運用者および配電系統運用者が再生可能エネルギー源による電力の送配電を保証できるように必要な措置を講じるものとする。

このEU再生可能エネルギー指令は、2009年に改訂された(2009/28/EC)。この指令が現行のものであり、2020年までにEU全体の最終エネルギー消費の20%を再生可能エネルギーで賄うという目標が再設定されるなどの改定が施されているが、同指令の第16条においても、優先給電の条項は存在しており、各国に対して義務付けを行っている。

<2009/28/EC Article 16>

2. (c)加盟国は、発電設備に対して給電指令する際に、送電系統運用者が、国内の電力系統の安全な運転が可能な限り、透明かつ非差別的な基準に基づき、再生可能エネルギー源を使用する発電設備を優先できるようにする。加盟国は、再生可能エネルギー源による電力の出力抑制を最小限に抑えるため、適切な系統および市場に関連する運用措置が講じられるようにする。再生可能エネルギー源を抑制し、国内の電力系統の安全性とエネルギー供給の安定性を保証するために重要な措置が取られる場合、加盟国は、責任ある系統運用者が管轄の規制当局に対し、これらの措置について報告するとともに、不適切な出力抑制を避けるために講じる是正措置を示すようにしなければならない。

以上の欧州委員会が設定した優先給電規定に基づき、欧州の多くの国では、国内の法規制において、優先給電条項を設けてきた。本事業の調査対象国(英国、アイルランド、ドイツ、イタリア、スペイン)における優先給電の取り扱い下表の通りとなっており、英国を除く各国において優先給電が規定されている状況にある。

表 2.1 欧州調査対象国における優先給電の取り扱い

対象国	優先給電の取り扱い	
英国	×	再生可能エネルギーへの優先給電が存在しない。
アイルランド	○	Sec. 9 (5) (e) ERA および Sec. 4 (1) (a), (b) S. I. No. 147/2011 に基づき、再生可能エネルギー設備を優先することにより、系統の安全と安定性にリスクが生じない限り、再生可能エネルギーは優先的に給電指令されるものとする。
ドイツ	○	物理的に受電および送電をする場合、系統運用者は、再生可能エネルギー以外のエネルギー源による電力よりも再生可能エネルギー源による電力を優先するものとする（「優先の原則」 § 11 par. 1 EEG 2017）。CHP ³ によって発電された電力は、同じ優先権を有する（§ 11 par. 1 sentence 3 EEG 2017）。
イタリア	○	系統運用者は、再生可能エネルギー源による電力に優先送電（utilizzazione prioritaria）を与えることが義務付けられている（art. 3.3 DL 79/99）。
スペイン	○	複数の発電事業者が同価格で電力を提供する場合、系統の安全性が維持できる限り、その送電を優先するものとする。自然変動電源（風力、太陽光および地熱エネルギー、流水、バイオマス）による電力は、それらが不可欠であると認められる時間に、系統の安全性にとって欠かせないと判断された発電所による電力の次に、2 番目に優先度が高い（art. 30.7 and 31.7 Annex A AEEG 111/06）。

出所) RES-LEGAL より作成

2001 年の EU 再生可能エネルギー指令の発効、及び 2009 年の EU 再生可能エネルギー指令の改定を経て現在に至るまで、欧州における再生可能エネルギーの導入量は着実に伸び続けてきたが、欧州委員会は、2030 年に向けて更なる再生可能エネルギーの導入拡大を視野に入れている。2016 年 11 月に出された、エネルギー分野に関わる重要指令・規制の改訂を提案する「クリーンエネルギーパッケージ(Clean Energy Package)⁴」では、EU 再生可能エネルギー指令の改定もスコープに含まれている。同指令の改定案⁵では、2030 年において、EU 全体でエネルギー最終消費量に占める再生可能エネルギーの割合を少なくとも 27% とすることが提案された⁶一方で、これまで各国に義務付けしてきた優先給電に関わる同指令の第 16 条は、改定案の中から削除されている。

この優先給電に関わる条項の削除の背景には、再生可能エネルギーの電力市場における今後の役割の変化がある。欧州委員会は、2030 年に向けた上記目標達成を視野に入れた際、再生可能エネルギーの各国のエネルギー供給において主要な役割を担うこととなると考えており、これまで導入拡大に向けて特別な扱いを受けてきた再生可能エネルギーは、今後は電力市場において他電源と同様の扱いを受けるべきであると考えている。また、再生可能エネルギーは発電コストが安いこと、欧州各国で優先給電が廃止されたとしても、メリットオ

³ Combined Heat and Power の略。コージェネレーションを指す。

⁴ 2016 年 11 月に出されたこのパッケージは、当初「ウィンターパッケージ(Winter Package)」と呼ばれていた。

⁵ Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0767R%2801%29>

⁶ この目標は、2018 年 6 月 14 日に、欧州議会によって 32%まで引き上げられている。

一ダの観点から再生可能エネルギーの抑制は最後に位置づけられると欧州委員会は考えている。つまり、優先給電に関わる条文の削除が、再生可能エネルギーの導入拡大に対する抑制になるとは考えていない⁷。

この再生可能エネルギー指令の改定案は、欧州議会、欧州理事会の承認を経て、「DIRECTIVE (EU) 2018/2001」として、2018年12月11日に正式に制定された。優先給電に関わる条項は、当初の提案通り、正式に制定された指令には含まれていない。

(2) 改正 EU 国際電力取引規則(714/2009)における優先給電並びに再給電・出力抑制ルール見直し

クリーンエネルギーパッケージでは、EU 再生可能エネルギー指令の他、国境を越える電力取引での送電網へのアクセス条件に関する「改正 EU 国際電力取引規則(714/2009)」の改定も提案されている⁸。改定前の当該規則において優先給電に関連するルールは定められていなかったが、改定案では、優先給電並びに再給電・出力抑制に関して、新しい第11条、第12条において以下のように規定されている。すなわち、既存の再生可能エネルギー及びコージェネレーションの優先給電は維持するとともに、新設分の優先給電については、小規模の再生可能エネルギー・コージェネレーションシステムに限定すること（第11条）、並びに再生可能エネルギーの再給電・出力抑制は市場に基づくメカニズムで出力抑制・再給電を原則とすること（第12条）を規定している。

<改正 EU 国際電力取引規則(714/2009)の改定案の第11条及び第12条>

第11条 給電指令およびデマンドレスポンス

1. 発電設備の給電指令およびデマンドレスポンスは、第2項から第4項に別段の定めがない限り、公平かつ市場を基盤とする。

2. 発電設備に対して給電指令する際、送電系統運用者は、再生可能エネルギー源又は小規模発電設備による高効率コージェネレーションを使用する発電設備、又は新たな技術を使用する発電設備を以下の範囲で優先するものとする。

(a) 500kW未満の設備容量を持つ、再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションを使用する発電設備、又は、

(b) 革新的な技術向けの実証プロジェクト

3. 第2項に基づき優先的な給電指令の対象となる発電設備の総容量が加盟国の総設備容量の15%を超える場合、第2項の(a)は、250kW未満の設備容量を持つ、再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションを使用する追加の発電設備にのみ適用される。

2026年1月1日より、第2項の(a)は、250kW未満（又は本項の最初の文に基づく閾値に達する場合は125kW未満）の設備容量を持つ、再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションを使用する発電設備にのみ適用されるものとする。

⁷ 欧州委員会へのヒアリングより。

⁸ Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal market for electricity (recast)。今回の改定案では、名称も「電力国内市場規則（internal market for electricity）」に変更することが提案されている。

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0861R%2801%29>

また

4. [OP：発効日]の前に稼働している、および、欧州議会および理事会の EU 指令 2012/27/EU の第 15 条(5)又は欧州議会および理事会 39 の EC 指令 2009/28/EC の第 16 条(2)に基づき、稼働の際に優先的な給電指令の条件となる再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションを使用する発電設備は、引き続き優先的な給電指令の対象となる。優先給電指令は、発電設備が大幅な修正の対象となる日付から適用されないものとし、これは少なくとも新規接続契約が必要な場合又は発電容量が増加する場合に当てはまるものとする。

5. 優先される給電指令は、電力システムの安全な運用を危険にさらさないものとし、第 14 条に定める範囲を超える連系容量の出力抑制の正当化として使用されないものとし、透明かつ公平な基準に基づくものとする。

第 12 条 再給電指令と出力抑制

1. 発電の出力抑制又は再給電指令およびデマンドレスポンスの再給電指令は、客観的で透明かつ公平な基準に基づくものとする。

2. 出力抑制又は再給電が指令された電源は、市場ベースのメカニズムを使用する出力抑制又は再給電指令の入札を提出した発電設備又は需要設備の中から選択されるものとし、経済的に補償されるものとする。非市場ベースの発電の出力抑制や再給電指令又はデマンドレスポンスの再給電指令は、市場ベースの代替案が利用できない場合、利用可能な市場ベースの電源がすべて使用されている場合、又はサービス提供に適切な発電設備や需要設備が位置する地域において、利用可能な発電設備や需要設備の数が非常に少なく、効果的な競争を確保できない場合にのみ使用されるものとする。市場ベースの電源の提供は、技術的に実現不可能な場合以外は、他の加盟国に位置する運用者を含み、すべての発電技術、エネルギー貯蔵およびデマンドレスポンスに開放されるものとする。

3. 責任ある系統運用者は、再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションを使用する発電設備の出力抑制又は下げ方向の再給電指令に関して、および将来的な出力抑制又は下げ方向の再給電指令の必要性を削減するための措置に関して、少なくとも 1 年に 1 回、管轄の規制当局に報告するものとする。再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションを使用する発電設備の出力抑制又は再給電指令は、第 6 項に基づき補償の対象となるものとする。

4. 送電系統運用者および配電系統運用者は、システムの信頼度および安全性の維持に関する要件に従い、管轄の国内当局が定める透明かつ公平な基準に基づき、以下を行うものとする。

(a) 出力抑制又は再給電指令を可能な限り最小限に抑えて、送電系統および配電系統が再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションによる電力を送ることができるようにする。これは、系統計画において、経済的に効果があり、再生可能エネルギー源又はその地域での高効率コージェネレーションを使用する設備容量の 5%を超えないように制限された出力抑制又は再給電指令を考慮することを妨げない。

(b) 再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションによる電力の出力抑制又は下げ方向の再給電指令を最低限に抑えるために、適切な系統および市場関連の運用措置を講じる。

5. 非市場ベースの下げ方向の再給電指令又は出力抑制が使用される場合、以下の原則を適用するものとする。

(a) 再生可能エネルギー源を使用する発電設備は、他の代替手段がない場合、又は他の解決策によって過度な費用若しくはシステムの安全上のリスクが生じる場合にのみ、下げ方向の再給電指令又は出力抑制の対象となる。

(b) 高効率コージェネレーションを使用する発電設備は、再生可能エネルギー源を使用する発電設備の出力抑制又は再給電指令以外に、他の代替手段がない場合、又は他の解決策によって過度な費用又はシステムの安全上のリスクが生じる場合にのみ、対象となる。

(c)送電網又は配電網に供給されない再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションを使用する発電設備による自家発電は、他の解決策が系統の安全性問題を解決しない限り、出力抑制されないものとする。

(d) a～cに基づく下げ方向の再給電指令又は出力抑制は、十分かつ透明に正当化されるものとする。正当化の根拠は、第3項に基づく報告に含まれるものとする。

6. 非市場ベースの出力抑制又は再給電指令が使用される場合、出力抑制された又は再給電が指令された発電や需要設備の所有者に対して、出力抑制又は再給電指令を要請する系統運用者により経済的な補償の対象となるものとする。経済的な補償は、少なくとも以下の要素のうち最高額と同等であるものとする。

(a)出力抑制又は再給電指令によって生じた追加の運用費用（上げ方向再給電指令の場合の追加燃料費、又は高効率コージェネレーションを使用した発電設備の下げ方向の再給電指令や出力抑制の場合の予備の熱供給など）。

(b)発電又は需要施設が出力抑制又は再給電指令要請なしで発電されていたはずの前日市場における電力純収益の90%。経済的支援が発電量又は消費量に基づき発電施設又は需要施設に与えられる場合、経済的支援の損失は、純収益の一部とみなされる。

(3) ステークホルダの反応

以上の改定案に対して、欧州各国のステークホルダが反応を示している。代表的なステークホルダの意見は以下の通りである。

1) 規制機関の反応（ACER）

欧州の規制機関の連合体であるエネルギー規制機関間協力庁（ACER）と欧州エネルギー規制機関評議会（CEER）は、クリーンエネルギーパッケージ上の上記の変更に対する意見書⁹を発行している。この意見書では、3つのテーマ（①既設再生可能エネルギーの優先給電の廃止、②非市場的再給電・再エネ出力抑制の回避、③ネットメータリングの回避と適正な費用負担の確保）を意見として表明している。ここでは上記に関連する①及び②の内容を記載する。

a. 既設再生可能エネルギーの優先給電の廃止

ACER、CEERは、新設分の優先給電を廃止するというクリーンエネルギーパッケージ上の提案を歓迎している。この理由として、電源種別によらずに最も安価な電源が動くことで、需要家の電気料金を最小化できる点、及び国内の再生可能エネルギーを優遇する優先給電を廃止することで、国際連系線を通じた電力取引が推進される点を挙げている。

一方で、既設分の優先給電は維持するというクリーンエネルギーパッケージ上の提案に対して、規制機関は当該条項も廃止すべきであると考えている。このように考える理由は以下の通り。

⁹ European Energy Regulators' White Paper #1 Renewables in the Wholesale Market Relevant to European Commission's Clean Energy Proposals

- 既設分の優先給電が存続すると、時代遅れの再生可能エネルギー電源が存続し続ける。
- 古い電源に付与される優先給電は、無期限に与えられた権利としてではなく、発展途上であった再生可能エネルギー技術促進のための暫定的な措置として捉えられるべきである。

b. 非市場的再給電・再エネ出力抑制の回避

ACER、CEER は、再生可能エネルギーが他の電源と競争するという、経済的メリットオーダーに基づいた再給電のための透明かつ公平な市場を作っていくというクリーンエネルギーパッケージ上の提案を歓迎している。同時に、欧州の規制機関は、再生可能エネルギーの出力抑制の補償額が市場に基づく価格をベースとするという点に同意しており、DSO による再生可能エネルギーの出力抑制の必要性を提言する¹⁰ことを支援していくという提案を支持している。

一方で、ACER、CEER は、常に市場による電源の再給電が可能であるわけではなく¹¹、市場価格が再生可能エネルギーの出力抑制に有効なシグナルと常になるわけでもないと認識している。このような場合には非市場的方法によって再給電がなされるが、その際の補償額として、改正 EU 国際電力取引規則(714/2009)の改定案の第 12 条に示される「前日市場価格の 90%」という、経済的に根拠が乏しく、恣意的に置かれたように見受けられる数字を懸念している。この理由から、欧州の規制機関は、再生可能エネルギーの出力抑制の補償額の下限値を 90%とするクリーンエネルギーパッケージの条項を削除することを推奨している。

2) 系統運用者の反応 (ENTSO-E)

欧州の送電系統運用者の連合体である ENTSO-E(欧州電力系統運用者ネットワーク)は、クリーンエネルギーパッケージが出されるより前の 2016 年 2 月に、EU 再生可能エネルギー指令の改定に対する意見書¹²を発行している。この中で、系統運用者としての観点から、EU 再生可能エネルギー指令の改定にあたり、以下の点を考慮するべきであるという姿勢を表明している。

<EU 再生可能エネルギー指令改定に対する ENTSO-E の立場>

- ・ 成熟した再生可能エネルギー技術については、卸市場価格シグナルを適用すること
- ・ 再生可能エネルギーを含めたすべて市場参加者に同一のバランスング責任を負わせること
- ・ 再生可能エネルギーに優先給電を与えないこと。特にシステムの給電費用が上がる場合にはなおさらである。
- ・ エネルギーの卸市場と再生可能エネルギーの支援策 (FIT 等) の間の対立 (例えばネガティブプライス時の再エネへの支払いなど) を避けること

¹⁰ イタリアなどの国では、TSO である Terna による風力発電の出力抑制は認められているが、DSO による出力抑制は認められていない。

¹¹ ローカルな制約については、原因者と制約解消に貢献できる者が限定され、価格競争によるメカニズムが働きにくい。

¹² ENTSO-E POSITION ON THE REVIEW OF THE RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE

- ・再生可能エネルギーの支援策がまだ必要な場合であっても、入札などの経済的に効率な方法で促進されること
- ・再生可能エネルギーの監視可能・制御可能とするために、給電指令所において正しいリアルタイムのデータを取得することを容易にすること

また、ENTSO-E は同意見書において、再生可能エネルギーの出力抑制については、EU レベルで詳細に定義せず、一般共通の原則を記載することが有用であるとしており、再生可能エネルギーはメリットオーダーに基づく給電を受けるべきであるとしている。

3) 発電事業者の反応 (WindEurope)

欧州の風力発電事業者の連合体である WindEurope は、ドイツにある欧州エネルギー取引所である EEX と共同で、クリーンエネルギーパッケージ上の市場設計に関する意見書¹³を発行している。その中で、WindEurope は、これまで EU 指令、EU 規則で明確に示されていなかった再給電の方法が、クリーンエネルギーパッケージによる改正 EU 国際電力取引規則 (714/2009) の改定案の第 12 条の中で明確となったことを歓迎するとしている。

¹³ Electricity Market Design: a reality check after the ITRE vote and ahead of the trilogues

2.1.2 英国

(1) 概要

1) 電気事業 TSO/DSO・DNO の関係

英国は、400kV 及び 275kV は TSO 管轄、132kV 以下は DNO 管轄となっている。

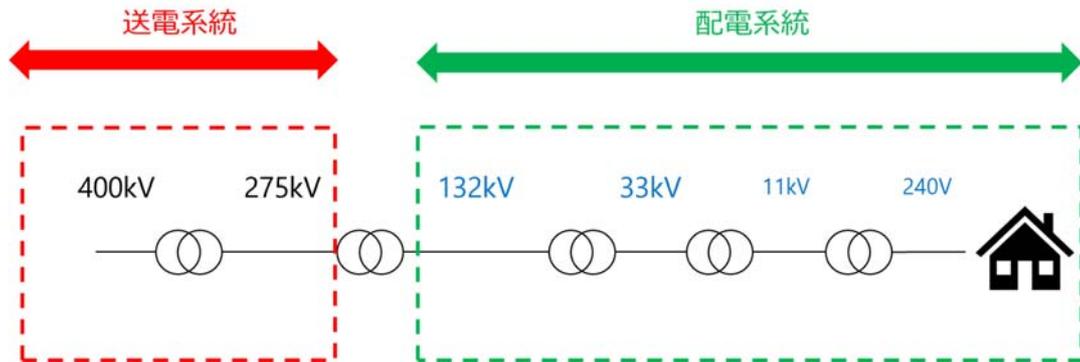


図 2.1 英国の電圧階級

出所) SP Energy Networks, “The Electricity Scottish Power Energy Networks Overview”, 2014

現在、TO (Transmission Owner) が 3 社、SO (System Operator) が 1 社 (National Grid)、DNO (Distribution Network Operator) が 14 社存在する。



図 2.2 英国における送電会社 (TO、SO) の供給エリア

出所) The Switch UK ウェブサイト 2018年12月7日閲覧

Electricity Distribution



図 2.3 英国における配電会社グループ（DNO）の供給エリア

出所) Energy Networks Association ウェブサイト 2018年12月7日閲覧

注) 上記の配電会社グループの中に複数の事業者が存在するため、DNOの合計は14となる。(例: Western Power Distribution はエリア内に4つの事業者が存在する)

2) エネルギー市場の制度設計と運営状況

英国は 2001 年、プール市場から相対取引への移行等を目的とした新たな電力取引制度 NETA (New Electricity Trading Arrangement) が導入され、2005 年、スコットランドの市場を英国とウェールズに統一する形で BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements) が導入された。

前日までの取引は、民間の私設市場 (OTC 市場、私設電力取引所) に任せる一方、当日及び事後精算プロセスをbalancingおよび決済規則 (BSC : Balancing and Settlement Code) によって詳細にルール化している。

市場参加者は GC (Gate Closure) 時に、balancingメカニズム (BM) 内の BMU (Balancing Mechanism Unit) と呼ばれる取引単位毎に、最終現物計画 (FPN : Final Physical Notification) を National Grid に提出する必要がある。National Grid は最終現物計画を前提として、balancingメカニズム等によって系統運用を実施する。balancingメカニズムでは、発電事業者や小売事業者は National Grid に対し、発電量を増やす、若しくは需要量を減らすいずれかの形で電力を売却する入札を提出し、発電量を減らす若しくは需要量を増やすいずれかの形で電力を購入する入札を提出する。入札は発電や需要の各単位 (BMU) で提出する。

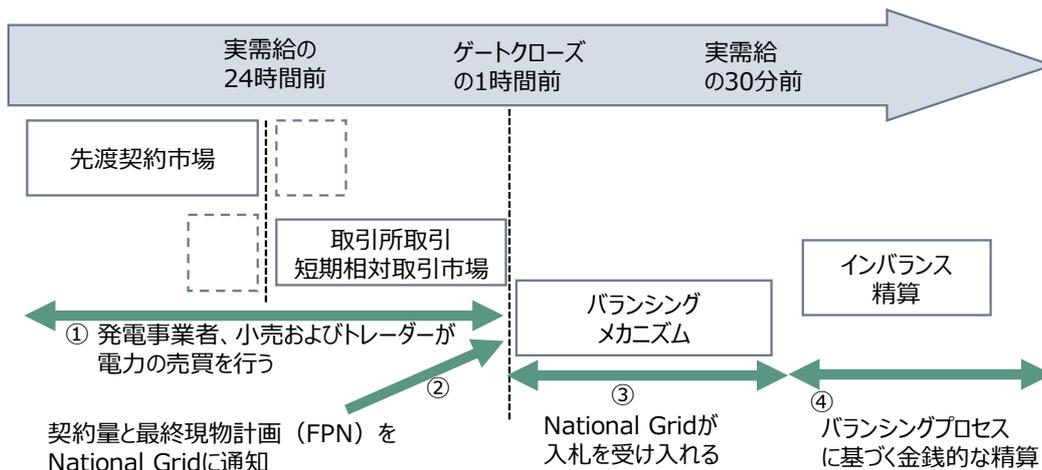


図 2.4 市場のタイムライン

出所) National Grid, 2009

3) エネルギー市場制度と送電線利用ルール

a. TSO

2001 年、NETA の導入に伴い、BSC (Balancing and Settlement Code) および CUSC (Connection and Use of System Code) という規則が新たに導入され、それ以降、英国の送電線利用に係るルールは以下のコードに準じたものとなっている。

表 2.2 英国の送電線利用に係る各コードの概要

コード名	概要
STC	送電ライセンス (TSO) の要件および運用ルール
BSC	電力取引の決済に関するルール
CUSC	接続および送電システム利用のための契約上のルール
Grid Code	送電システムの開発・保守・運用に関するルール

出所) National Grid, "Electricity Codes", 2015 より三菱総研作成

電源のサイズ

電源の定義は、サイズおよび管轄事業者によってその区分が異なる。

- National Grid の管轄エリアでは 100MW 以上、Scottish Power は 30MW 以上、Scottish Hydro-Electric は 10MW 以上を大規模電源と扱う。
- National Grid の管轄エリアは 50 以上 100MW 未満を中規模電源と扱う。
- 上記以外は小規模電源と扱う。

表 2.3 管轄事業者および電源規模に応じた区分の定義

管轄事業者 (括弧内は管轄エリア)	登録された容量に基づく電源のサイズ		
	小規模 (Small)	中規模 (Medium)	大規模 (Large)
National Grid Electricity Transmission (イングランド及びウェールズ)	50MW 未満	50 以上 100MW 未満	100MW 以上
Scottish Power Transmission (南部スコットランド)	30MW 未満		30MW 以上
Scottish Hydro-Electric Transmission (北部スコットランド)	10MW 未満		10MW 以上

出所) Energy Networks Association, “Distributed Generation Connection Guide”, 2014、National Grid, “Small Embedded Generation and National Grid”, 2012

大規模電源を接続する場合、発電事業者は図 2.5 で示すような接続契約を National Grid と結ぶ必要があり、接続先が送電系統か配電系統かで契約の種類が異なる。送電系統に接続する大規模電源は、BCA(Bilateral Connection Agreement)と呼ばれる契約を結ぶ必要がある。配電系統に接続する 100MW 以上の電源は BEGA (Bilateral Embedded Generation Agreement) を結ぶ必要があるが、スコットランドでかつ 100MW 未満の大規模電源が配電系統に接続する場合は BEGA か BELLA (Bilateral Embedded Licence Exemptable Large Power Station Agreement) のいずれかを選択することができる。

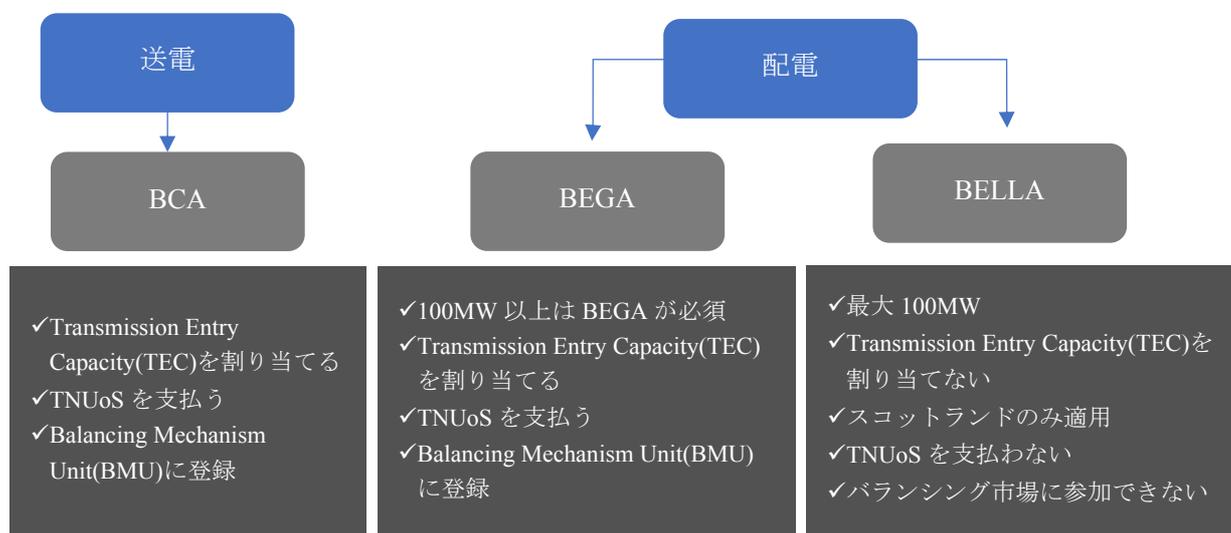


図 2.5 大規模電源の接続契約および BM との関係

出所) 各種文献より三菱総研作成

接続容量

発電事業者は、電源の接続にあたって接続可能な容量を示す TEC (Transmission Entry

Capacity) を決める必要があり、以下のように取り扱われる。

表 2.4 TEC の定義および取り扱い

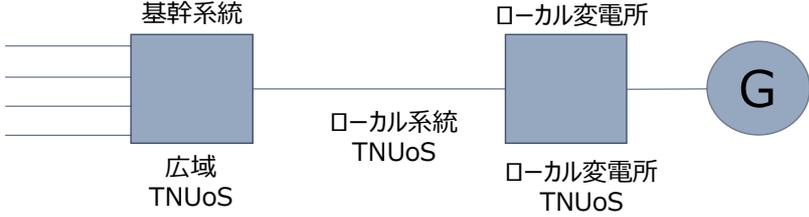
種類	定義	取り扱い
TEC	電源が送電システムに対して連系できる最大出力を示し、30分以上の精算インターバルによる平均送電電力 (MW) で表される	<ul style="list-style-type: none"> 電源の所有者が、会計年度ごとに使用することを望む最大レベルの系統接続量を示し、電源の所有者はその量に基づいて1年分の系統の TNUoS を支払う。 利用料金は TEC に基づくため、会計年度毎の最大出力を正確に反映するために定期的に実際の出力量を確認することが重要であり、発電所サイト単位で測定される。毎年11月から2月の間 (Triad Period) の任意の期間に測定が行われ、会計年度の終わりに実際の使用量に基づいて次年度の TNUoS の料金が調整される。 TEC 取得後、2年未満で接続量を削減又は電源を閉鎖する場合、キャンセル料を National Grid に対して支払う責任がある (取得後1年に満たない場合は TNUoS の全額を、1年以上で2年未満の場合は利用料金の75%を支払う)。

出所) National Grid, “CUSC Bilateral Connection Agreement”, 2014”、National Grid, “How to connect to the National Electricity Transmission System (NETS)” , 2015、National Grid“ TNUoS in 10 Minutes”, 2018、Grid Code より三菱総研作成

利用料

送電システムに接続する電源は、接続料 (Connection Charging) のほか、balancingサービス利用料である BSUoS (Balancing Use of System) および送電線利用料である TNUoS (Transmission Network Use of System) を支払う。

表 2.5 TNUoS と BSUoS の取り扱い

種類		概要
TNUoS	地点別料金 (広域 TNUoS)	送電モデルに応じて計算される。これは、異なる地理的ポイントにおいてシステムに追加される増分コストを反映する。
	残余料金 (広域 TNUoS)	地点別料金で回収されなかったものは、この料金で回収され、その結果、TO は、(許可された) 総収入を回収する。
	ローカル系統料金 (ローカル系統 TNUoS、ローカル変電所 TNUoS)	発電事業者のみが支払うローカル系統およびローカル変電所の使用料。 
BSUoS	BSUoS は、基幹指令所の運営、周波数調整、その他のアンシラリーサービスや制約コスト等のシステムバランシングに係るコストを反映したバランシングサービス利用料である。BSUoS の料金は、30 分単位で系統に送られるエネルギーの量に基づく。30 分毎に、BSUoS 料金は £/ MWh で設定される。需要と発電の両方が BSUoS 料金を支払う。TNUoS とは異なり、BSUoS は場所によって異なることなく (フラットな料金)、発電で 50%、需要で 50% の支払いを支払う。	

出所) National Grid, "Electricity Transmission network charging", 2018 より三菱総研作成

上述のとおり、BSUoS は、発電 (BCA または BEGA を締結した電源) で 50%、需要で 50% を支払うこととしているが、TNUoS は年間の需要および発電の量に基づくため、課金の割合は毎年異なるものとなっている。

National Grid は、発電および需要の想定を基に、5 年先までの課金の割合を毎年計算し、次年度の TNUoS の単価に反映している。

その際、発電分は TEC を基に、需要分は過去の履歴を基に、それぞれ将来の伸びも考慮して計算している。¹⁴

表 2.6 TNUoS の発電側課金・需要側課金の割合想定

項目	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24
発電側課金の割合	14.0%	13.0%	11.9%	10.9%	10.1%
需要側課金の割合	86.0%	87.0%	88.1%	89.1%	89.9%
トータルの TNUoS 収入 (単位: 百万 £)	2,879.3	3,014.5	3,213.4	3,431.3	3,595.6

出所) National Grid, "Five-Year View of TNUoS Tariffs for 2019/20 to 2023/24", 2018 より三菱総研作成

¹⁴ National Grid, "Five-Year View of TNUoS Tariffs for 2019/20 to 2023/24", 2018

b. DNO

電源のサイズ

電源は、規模に応じて準拠する電源接続の要件（Grid Code）が異なる。

単相（Single Phase）で 3.6kW 以下の場合には G83（1 相あたり最大 16 A の分散電源接続に関する推奨事項）に、超過する場合は G59（ライセンス DNO の配電網への電源接続に関する推奨事項）に準拠する必要がある。

2018 年に Grid Code の改定が行われ、今後、G83 は G98（マイクロジェネレータの接続の要件）に、G59 は G99（公衆配電網に発電設備を接続するための要件）へ置き換えていくこととしている。¹⁵

表 2.7 電源規模に応じた接続の体系

	接続プロセス		サイズの定義		
	単相	三相	北部スコットランド	南部スコットランド	イングランドおよびウェールズ
3.6kW	G83/G98に準拠				
11.04kW	G59/G99に準拠				
17kW			発電設備 送電システムを使用したい場合もしくはバランシング市場に参加したい場合、発電設備の所有者はNational Gridと合意を結ぶ必要がある		
50kW	G59/G99に準拠				
10MW			大規模電源 (Large Power Station) National GridとBEGAまたはBELLAを結ばなければならない		中規模電源 (Medium Power Station)
30MW			大規模電源 (Large Power Station) National GridとBEGAを結ばなければならない		
100MW			大規模電源 (Large Power Station) National GridとBEGAを結ばなければならない		

出所) Energy Networks Association, “Distributed Generation Connection Guide”, 2018

接続容量

発電事業者は、電源の接続にあたって接続時、又はその後の要件の変更に応じて出力の最大値を示す MEC（Maximum Export Capacity）を DNO と合意する。MEC の削減は 1 年に 1 度しか認められない。¹⁶

TEC とは異なり、MEC は物理的に連系可能な最大出力によって決まる。

利用料

電源が配電系統に接続する際は接続料（Connection Charges）および配電線利用料である DUoS（Distribution Use of System）が課金される。通常の接続の場合、系統増強費用を含む。

¹⁵ Energy Networks Association ウェブサイト 2018 年 11 月 8 日閲覧

¹⁶ “Use of System Charging Statement”, UK Power Distribution, 2017

自然変動電源（風力、太陽光等）は、高圧レベル（33kV 未満）に接続している電源であればプラスの対価（クレジット）を受け取り、特別高圧レベル（33kV 以上）は、kWh ベースで利用料が課金される。

したがって配電系統に接続する場合、電源が支払う利用料の割合が少なく、需要側の課金が 99% に対し、発電側の課金は 1% となっている。¹⁷

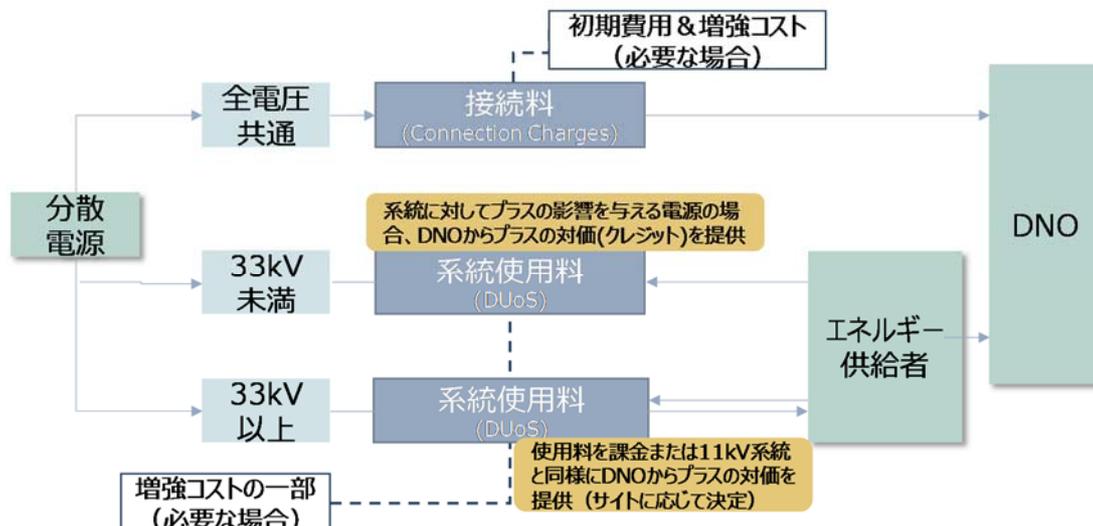


図 2.6 配電系統における分散電源の課金に関する体系図

出所) Scottish & Southern Electricity Networks, “How are DUoS charges calculated? – Overview”

(2) 混雑系統における接続検討・情報公開

1) 風力・太陽光の現状接続量

送電系統への接続は、風力が 9GW、風力以外が 6.3GW 程度である。

配電系統への接続は、太陽光が 12.8GW、風力が 10.9GW、それ以外が 4.3GW 程度である。

2017 年末で全発電設備容量のおよそ 40%となっている。

¹⁷ Ofgem, “Targeted Charging Review: The case for change”, 2018

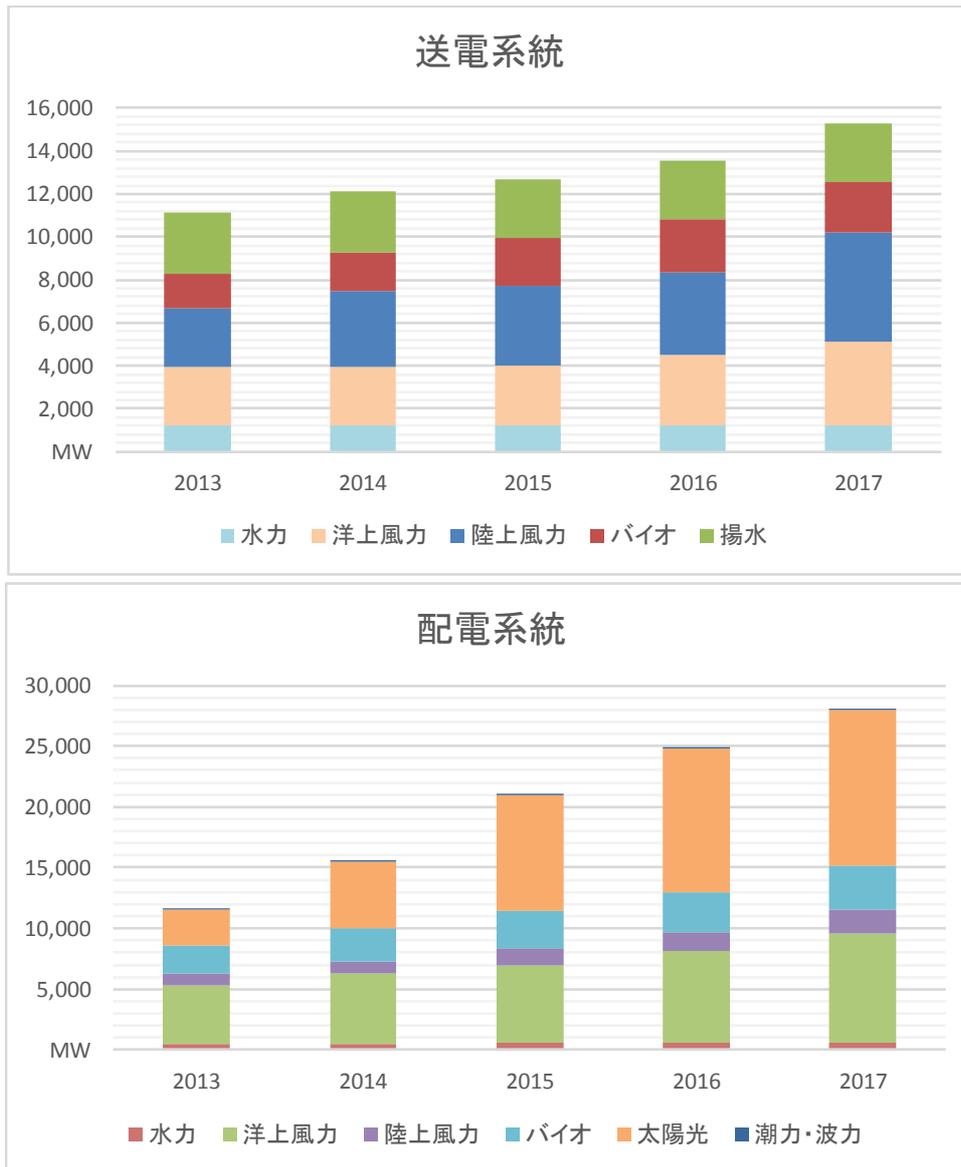


図 2.7 送電および配電の自然変動電源の接続量推移

出所) BEIS, “Plant installed capacity, by connection, United Kingdom”, 2018 より三菱総研作成

2) 系統混雑時の接続受付方法

a. TSO

National Grid の系統計画は、将来の需要および発電に関する複数のシナリオを描いた FES (Future Energy Scenarios) を基に ETYS (Electricity Ten Year Statement) で公開される。

発電事業者は、National Grid が定める手順に従い、電源接続に向けた協議等を行う。

コネクと&マネージ制度においては、再生可能エネルギーの早期接続を目的として、将来的な Wider Works (広域系統増強工事) の実施を前提に、Enabling Works (Wider Works 以外の増強工事) のみで接続を許可するものである。

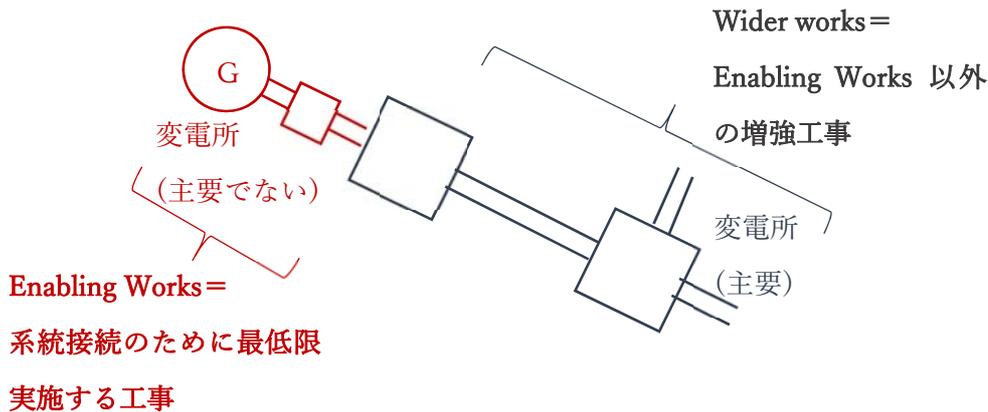


図 2.8 Wider Works と Enabling Works の考え方

出所) National Grid, “Connect and Manage Guidance”, 2013 より三菱総研作成

コネクト&マネージは、系統増強計画を前提としており、Wider Works（広域系統増強工事）は 2023 年中に完了する見込みである。そのため、それまでの間の新規電源接続量は、コネクト&マネージ制度が無い場合と比較して今後も増える見通しである。

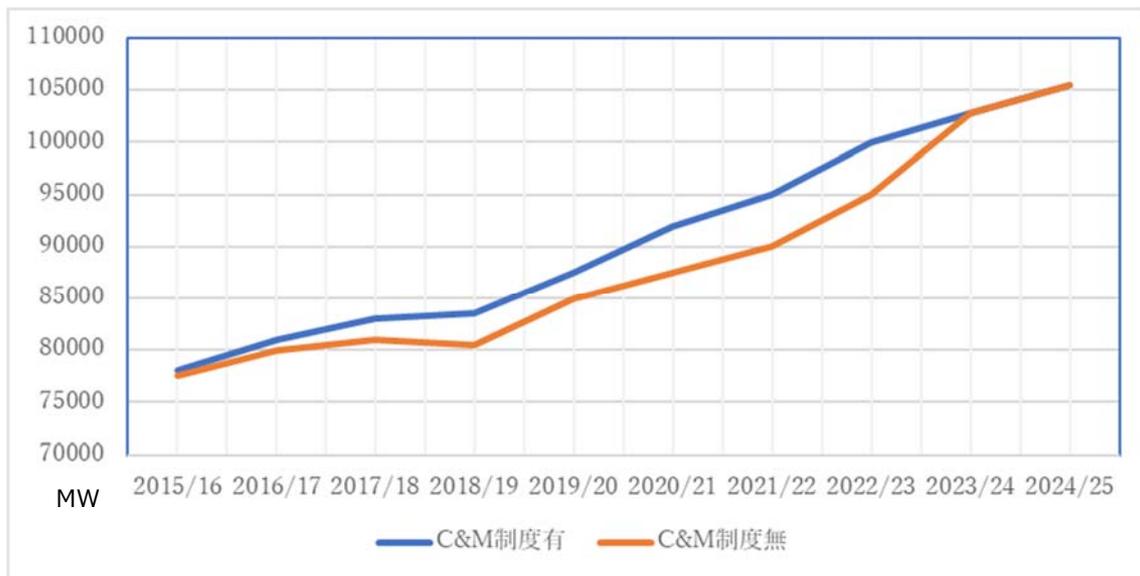


図 2.9 コネクト&マネージ制度の有無による電源接続量の比較

出所) National Grid, “Connect & Manage Forecast Report April 2015”, 2015 を基に三菱総研作成

b. DNO

配電事業者各社（DNO）は、自社のウェブサイト上に空き容量マップ（Capacity Map）等を公開しており、その情報を基に発電事業者はサイトの検討を行う。

系統制約が発生するエリアにおいては、系統増強を待たずに安価に接続するためのオプションとして、ノンファームアクセス（フレキシブルコネクション）の接続申込が設けられている。

表 2.8 フレキシブルコネクションのメニューの例

種類	概要	提供している DNO
Active Network Management	リアルタイムにシステムを監視し、システム制約が発生する場合は、電源の出力を抑制	<ul style="list-style-type: none"> ・ UK Power Networks ・ Scottish and Southern Energy Power Distribution ・ Western Power Distribution ・ SP Energy Networks ・ Northern Powergrid ・ Electricity North West Limited
Timed Capacity	時期および時間帯別の出力抑制（例：4月～9月は午前10時から午後4時までの間、フル出力の30%に抑制）	<ul style="list-style-type: none"> ・ UK Power Networks ・ Western Power Distribution ・ SP Energy Networks
Soft Intertrip	分散型電源の最大出力時に対して最小限の需要となった場合に自ら出力抑制（抑制レベルは2段階）	<ul style="list-style-type: none"> ・ Western Power Distribution

出所) DNO のウェブサイトより三菱総研作成

Western Power Distribution が導入している Soft Intertrip は、ANM の導入が完了する 2021 年までの間、暫定的に提供されているものである。

DNO 系統でのノンファームアクセスについては、ANM (Active Network Management) を中心に、各 DNO が主に 33kV 以下に限定して適用をしている。

追加で接続する電源に対しては出力抑制の実施が前提となることから、系統増強のトリガーとなるものは電源ではなく、需要の伸びと考えられている。そのため、必ずしも系統増強を実施するとは限らない。¹⁸

UK Power Networks によると、将来のある時点で系統増強する場合、ANM エリア内の全ての分散型電源に対してファームアクセスが認められる可能性がある。その際、「Second Comer」ルールとして、前の顧客の費用負担に伴う系統増強の恩恵を受ける顧客に対しては、前の顧客が支払った増強費用の一部を追加で請求することができるとしている。¹⁹

系統接続の課題

送電系統の課金のうち、発電事業者が負担する割合が 16%であるのに対し、配電系統の課金のうち、発電事業者が負担する割合は 1%程度となっている。²⁰

¹⁸ UK Power Networks への聞き取りに基づく

¹⁹ Baringa, “Network Innovation Allowance(NIA) study: A market-based approach to delivering efficient network constraint management, 2017

²⁰ Watt-Logic, “Ofgem’s new consultation on network charging and access is an important step towards market reform”, 2018

ガス・電力市場局（Ofgem：Office of Gas and Electricity Markets）は、配電系統に接続する発電事業者の課金が小さいことを問題として認識しており、制度の変更を検討している。制度変更の影響は次のように考えられている。審査が進めば、Ofgem は 2023 年 4 月までにコード変更が実施されると予想している。

表 2.9 Ofgem のコンサルテーションの概要

項目	概要
発電側課金に関する送配電間の整合	送電系統に接続する場合と比較して、配電系統に接続する場合の発電側課金の割合が低いため、配電系統へ接続する電源に対する課金を増やす。
配電レベルへの地点別課金の適用	実際には系統制約に影響を与えている配電レベルにおいて、現在は主に固定料金と時間帯別料金で構成されているが、地域別課金に移行する。
全系の電力ピーク時間帯 (Triad Period) に基づく課金の廃止	送電系統における全系の電力ピーク時間帯 (Triad period) の消費に基づく課金から、使用される帯域や容量に基づく課金等、固定の課金に移行する。
抑制に関するノンファーム電源と既存の電源の間での売買	抑制を受ける発電事業者は、他の事業者と抑制に関する売買を行う。これは需要の増加によって発電量を相殺する方策も含む。これにより、抑制を受ける発電事業者がノンファームアクセスの抑制リスクをコントロールすることが可能となる。コンサルティング会社の Baringa と共同で、DNO のいくつかは既にこのメカニズムの開発のための検討を進めている。
接続権の譲渡	接続権について、「使用するか、又は失う」／「使用するか、又は売る」取引の開発を進める。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 所定の容量上限まで効率的に系統を利用する。電源は未使用の容量を関連する DNO あるいは他の電源に譲渡する必要がある
接続に関する選択肢の増加	高負荷、柔軟性がある負荷、新規の負荷への接続オプションの選択肢を広げる（継続的に高負荷を重視する顧客もいる一方、ピーク時や割込み接続等に対応できるようなフレキシビリティを提供できるユーザーもいる）。

出所) Watt-Logic, “Ofgem’s new consultation on network charging and access is an important step towards market reform”より三菱総研作成

3) 想定潮流の考え方

a. TSO

発電については、電源のタイプによって、設備利用率が SQSS (Security and Quality of Supply Standards) で設定されており、エリアごとに設備利用率等を使って評価することで合理的な接続検討が可能となる。

表 2.10 電源ごとの設備利用率

電源種別	設備利用率
原子力、火力、ガス火力	0.85
風力、潮力、波力	0.7
揚水	0.5
ピーク時の需要における連系線潮流	1.0

出所) National Grid, “National Electricity Transmission System Security and Quality of Supply Standard”, 2017 より三菱総研作成

需要は、冬のピーク（ACS : Average Cold Spell）を十分に考慮する。FES において過去のピーク需要を基に、長期的な ACS のピーク予測を行う。その際、送電ロスも考慮している（平均 8%）。²¹

電源の TEC および設備容量をベースに Bid3 というモデルを用いてディスパッチモデルを想定し、設備利用率に基づく発電量と需要の想定を重ね合わせて時間単位の想定潮流を作成する。²²

b. DNO

各 DNO は、発電事業者が事業予見性の初期評価を実施するのに十分なネットワークデータ、予測を提供するために将来の系統計画として LTDS (Long Term Development Statement) を作成する。LTDS には配電系統に関する詳細な条件（例えば 33kV 系の配電系統構成等）が含まれている。²³

DNO は、30 分刻みの過去の履歴を基に、最小の需要に対する最大の発電量を条件として想定潮流を検討している。²⁴

4) 変圧器・送電線の運用容量の考え方

a. TSO

定格の考え方として、事故前定格（Pre Fault Rating）は事故後定格（Post Fault Rating）の 84% に設定されている。

²¹ National Grid, “Modelling Methods”, 2017

²² National Grid, “Modelling Methods”, 2017

²³ Energy Networks Association, “ENA Open Networks Project Workstream 1: Product 1”, 2017

²⁴ UK Power Networks への聞き取りに基づく

表 2.11 Post Fault Rating と Pre Fault Rating

事故後定格 (Post Fault Rating)	事故後定格とは、この状態で連続的に動作させた場合、導体の定格温度を超える危険性が 12% になる状態を指す。このリスクは、その低い発生率や継続時間に基づいて許容できると考えられているが、継続時間は 24 時間を超えてはならず、通常 24 時間以内に復旧される。
事故前定格 (Pre Fault Rating)	事故前定格は、負荷ピーク時等にこの定格で連続的に動作させた場合、僅かな可能性で (1000 分の 1) 定格温度を超える状態を指す。事故前定格は、事故後定格の 84% に設定されており、定格温度を超える危険性が低いことが保証されている。

出所) National Grid, “TSORG final document”, 2007 より三菱総研作成

b. DNO

UK Power Networks は、分散型電源の追加接続のために LPN (London Power Networks) ※ 地域の全 114 の主要変電所における空き容量と故障時定格を評価した。結果は下表に要約されており、平常時 (Normal conditions) の負荷ピーク限度を 84% としている。

UK Power Networks は、National Grid と連携して取り入れているインタートリップや他のメカニズムを用いて、非常時も過負荷とならないことを前提に、ノンファームコネクションの限界量を定めている。

※UK Power Networks の子会社でロンドンエリアを管轄する

表 2.12 ロンドンエリアにおける条件別の故障時定格および分散電源接続可能量

項目	条件	
	平常時	1 回線停電時
負荷ピーク時の故障時定格 (%)	84%	98%
10 ミリ秒平均での故障時定格 (%)	66%	80%
ロンドンエリア内で受け入れ可能な新しい分散電源の容量合計	802MW (ノンファームコネクション)	360MW (ファームコネクション)

出所) UK Power Networks, “Facilitating Distributed Generation connections”, 2014 より三菱総研作成

また別の DNO である Western Power Distribution は、平常時のピーク限度を 50% としている。²⁵

²⁵ Western Power Distribution へのヒアリングに基づく

5) 接続検討における費用負担

a. TSO

新規の電源は、送電系統に接続するために必要となる専用設備（電源線等）の費用のみを支払う“シャロー接続”である。発電事業者はその費用を前払いすることも、40年以上にわたり分割で支払うことも可能である。²⁶

b. DNO

新規の電源は、接続電圧の1つ上位の電圧階級の系統の増強費用までを発電事業者が負担し、それ以上の電圧階級の増強費用はTSO/DNOが負担する“セミシャロー接続”である。発電事業者は接続が有効になる前にその費用を支払う必要がある。²⁷

6) 送配電事業者のデータ公表・開示状況

a. TSO

National Gridは、毎年公表するFuture Energy Scenarioにおいて、エネルギー分野（供給、需要、価格、発電容量、電源構成、炭素排出量、EV発展性等）の様々な市場/環境/技術がどのように発展するかを検証するために作成した将来の状態を示すシナリオを公開している。

しかし、発電事業者によると、根拠が乏しいため、彼らは通常、英国政府の年次ガイダンスや国際エネルギー機関（IEA：International Energy Agency）の毎年のWorld Energy Outlookなど、信頼できる独立した第三者機関のデータを優先するとしている。²⁸

b. DNO

英国のガスおよび電力の送配電事業者のメンバーにより構成され、電力・ガスのインフラに関する技術的な戦略を検討するエネルギーネットワーク協会（ENA: Energy Networks Association）²⁹のANMワーキンググループは、DNOによる抑制評価データの提示について協議を行った結果、DNOはウェブサイト上に申請者（発電事業者）がどの程度抑制されるかを示す情報を公表する措置を講じている。

²⁶ Ofgem, “Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements”, 2018

²⁷ Ofgem, “Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements”, 2018

²⁸ DNV-GL へのヒアリングに基づく

²⁹ 英国の電力・ガスのネットワーク事業者の団体

表 2.13 抑制に関する各 DNO の情報開示

DNO	開示している情報
Electricity North West Limited (ENWL)	発電事業者からの要求に応じて、接続に影響を及ぼした過去の障害や計画停電に基づく抑制量のデータを提供する。ENWL は、将来の接続申込も含めて抑制を生む原因を想定するための体系的な方法論も開発している。
Nothern Power grid (NPg)	ANM に関連する系統のデータを最大 3 年分提供し、発電事業者はそれを基に抑制率を評価することができる。
SP Energy Networks (SPEN)	接続申込を受け入れた後、顧客の詳細な抑制分析を行う。このサービスの提供に対し、料金を徴収する。
Scottish & Southern Energy (SSEN)	顧客が独自の評価を行うために必要なデータを提供し、フレキシブルコネクションのプロセス標準化の一環として、Web サイトに、抑制を評価するためのデータを開示している。実際の抑制レベルを監視するために毎年内部でレビューを実施している。
UK Power Networks (UKPN)	デマンドマッピングツールを伴うインタラクティブな DG マッピングツールを提供する。これは、制約のタイプと電圧レベルを示す。発電事業者からのフレキシブルコネクションの事前相談に対し、詳細な抑制評価レポートを提供し、その後、フィージビリティスタディを実施する。UKPN はまた、追加の情報を提供すること等により、発電事業者の事業性評価をサポートする。

出所) Ofgem, “Unlock the capacity of the electricity networks”, 2017 より三菱総研作成

(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール

1) 混雑管理ルールの導入背景

balancing serviceにおける系統混雑管理の枠組みは 2001 年の NETA 導入時点から存在するものである。

それ以降、様々な課題に対してルールを見直しており、主な変更点として、以下について述べる。

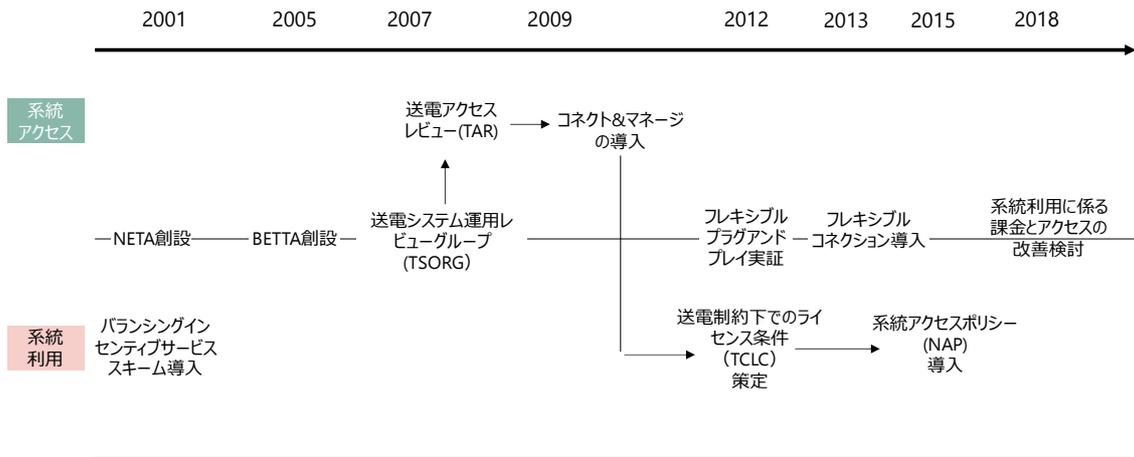


図 2.10 系統接続および混雑ルール導入のタイムライン

出所) 三菱総研作成

a. NETA 導入に伴うbalancingサービスインセンティブスキームの導入

英国においては、送電システム運用におけるコスト削減・リスク最小化を目的とした送配電事業のインセンティブスキームは 1994 年から存在していたが、NETA の導入に伴い、送電システムの運用に伴うコストの削減やリスクの最小化を通じて企業および消費者に経済的な利益をもたらすように設計されたbalancingサービスインセンティブスキーム (BSIS: Balancing Services Incentive Scheme) が導入され、現在に至る。³⁰

このスキームにおいては、balancingに伴う全ての調達費用、アンシラリーサービス費用および送電ロスの補填費用等に関して、TSO がその調達・利用も含めて送電システム全体の運用を担う。コストの目標値をあらかじめ設定し、実際のコストとの差額が National Grid にとっての利益又は損失となる。

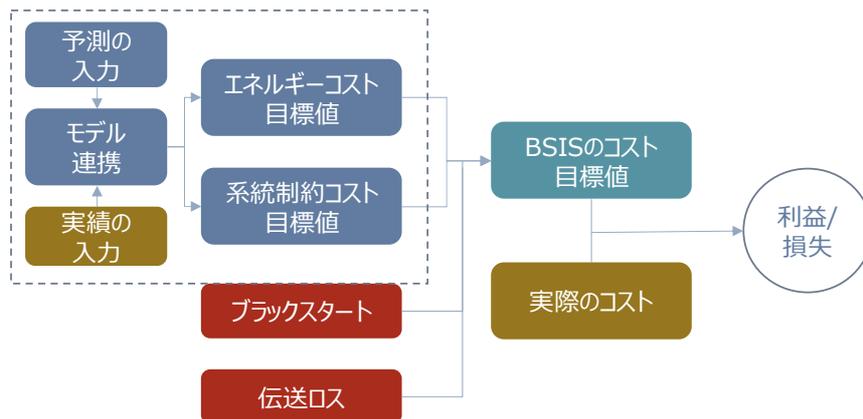


図 2.11 BSIS の構成要素

出所) National Grid, “NGET’s System Operator Incentives Overview”

³⁰ National Grid, “RIIO:T1 System Operator External Incentive Plan: Electricity”,2012

2005年4月には、スコットランドを取り込んだ統一の電力取引市場 BETTA が導入され、同じ枠組みが適用された。

b. 送電システム運用レビューグループによるレビューの実施

TSORG（送電システム運用グループレビュー）は、英国の送電システムの運用および品質基準（GB SQSS）の見直しを目的に Ofgem が立ち上げたワーキンググループであり、以下のメンバーで構成された。

- 送電システムの運用を専門とする National Grid の代表 1 名
- 送電システムのキャパシティの決定に特化した 3 名の代表（National Grid、SHETL（Scottish Hydro-Electric Transmission Limited）、SPT（SP Transmission Limited）の各 1 名）
- Ofgem（コンサルタントがサポート）

レビューは 2007 年 6 月に開始され、2007 年 9 月に最終報告書を Ofgem に提出した。このレビューにおいては、SQSS の見直しやインタートリップの利用拡大に関する方針が示された。

c. 送電アクセスレビュー（TAR）の実施

主にスコットランドで新規電源の接続における系統増強待ち（接続待ち）が増加している状況を踏まえ、英国政府はエネルギー白書において TAR（送電アクセスレビュー）を実施する旨を発表し、2007 年 8 月に立ち上げられた。³¹

表 2.14 TAR による施策・方針

区分	概要
長期的な施策	<ul style="list-style-type: none"> ● 新規発電事業者への明確な接続日提供 ● 接続権の明確な定義と発電事業者への選択肢提供 ● 発電事業者の長期接続ニーズに見合った送電網系統増強・投資に対するインセンティブ提供
短期的な施策	<ul style="list-style-type: none"> ● コネクト&マネージ制度に基づく早期の接続提供 ● 上記を実現するための CUSC の早期改正
2020 年までの方針	<ul style="list-style-type: none"> ● Electricity Networks Strategy Group (ENSG) における送電網投資額試算（2020 年の再エネ目標を満たすことが条件） ● Ofgem における送電網投資のためのインセンティブ開発

出所) Ofgem, “Transmission Access Review - Conclusions”, 2008 より三菱総研加工

このレビューの目的は、技術、商業および規制の観点から送電システムに接続するうえでの取り決めに検討することである。

本レビューにおいて、コネクト & マネージの仕組みを導入すること、送電線所有者が限られた空き容量をより効率的に使用するためのインセンティブを開発すること等が方針と

³¹ Ofgem and BERR, “Transmission Access Review – Final Report”, 2008

して定められた。

d. コネクト&マネージの導入

2008年2月28日、National GridはTARに対する回答を発表した。

既存の取り決めを見直し、自然変動電源の割合が増すにつれて、その取り決めを目的に合わせていくことを保証することでOfgemおよびBERR（Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform）と合意した。

2010年7月27日、英国エネルギー・気候変動省（DECC：Department of Energy & Climate Change）は、系統接続改善の技術コンサルテーションに関する政府の対応を公開し、送電接続に対する持続的なコネクト&マネージのアプローチを実施する決定を下した。この新たなアプローチは、2010年8月11日に有効となった。

系統制約コストは2007/8年の7,000万ポンドから2008/9年には2億6,300万ポンド、2009/10年には1億3,900万ポンドに増加している。³²

e. 送電制約下でのライセンス条件（TCLC）の策定

Ofgemは、コネクト&マネージの導入等に起因する、発電事業者の故意の操作による系統制約コストの増加を問題として認識し、DECCと連携のうえ、発電事業者が準拠する要件を定めるTCLC（Transmission Constraint License Condition）を策定した。

これにより、発電事業者による以下の行動を制限する政策が導入され、2012年10月に発効された。

- ✓ 意図的に送電網の混雑状況を作り出す、あるいは悪化させるような発電設備の操作
- ✓ 過度な金額での入札やコマーシャルインタートリップの価格操作

f. フレキシブルコネクションの導入

2012年、配電レベルにおいては、FPP（Flexible Plug and Play）実証により、より多くの電源を接続するためのオプションを確立した。フレキシブルコネクションの詳細に関しては、ケーススタディの中で詳述する。

g. 系統アクセスポリシーの導入

2015年から、System Operator（SO）とTransmission Owner（TO）間の連携のための詳細なルールNAP（系統アクセスポリシー）が策定された。

送電網維持のための高経年設備の更新作業を安全に行うためには設備を一定期間停電することになるが、本ルールは、停電のタイミングに関してSOとTOの両方が柔軟に対応するためのアプローチである。発電所とも協力のうえ、システム運用、コストの視点で最適なアプローチを検討するために、頻繁に協議が行われる。

NAP内における長期的な取り組みとしては、1年先から8年先（必要な場合はそれ以上）の作業計画を検討し、新しい発電所の接続日を確実に達成するように努める。短期的な取り

³² University of Cambridge, “High level principles for guiding GB transmission charging and some of the practical problems of transition to an enduring regime”, 2011

組みとしては、作業計画を固め、システム障害やその他のリアルタイムイベントが送電網に与える安全性、信頼性、セキュリティを評価するというものである。

h. システム利用に係る課金と接続の改善検討

Ofgem は、今後の分散型電源の更なる増加に対応すべく、送配電網への接続や分散型電源の発電事業者への課金体系の見直しを検討しており、2020 年後半までに改正案を確定し、2022 年 4 月の発行を目指している。その内容については後述する。

2) システム混雑管理ルールの詳細

a. TSO

システム混雑管理の計画

National Grid は、系統計画に関する選択肢の評価（NOA）により、系統増強とその他選択肢の活用（調整力確保、インタートリップ、系統切替等）の費用便益を比較し、系統増強の方が優位であると判断した場合には系統増強を実施する。³³

系統増強を実施しない、又は系統増強を実施するまでの間、システム混雑管理においては、まず、需要予測、バランシングメカニズムユニット（BMU）の稼働状況・価格および停電計画を考慮して停電計画の見直しを行い、そのうえでも系統制約が発生すると想定される場合に先渡契約やバランシングメカニズム等を通じてバランシングサービスを調達する。

表 2.15 システムセキュリティの分析と計画

ステップ	概要
ステップ 1	National Grid の需要予測、BMU の可用性/稼働率、送電系統の停電計画等を用いて、システムセキュリティ分析を行う。検討においては、システムの電圧、温度および安定性の条件を決定できる解析モデルを使用する。
ステップ 2	上記の検討に基づき、システムセキュリティが評価される。セキュリティが達成できない場合、停電計画は必要に応じて見直され、変更される。
ステップ 3	系統制約の境界が特定され、GB SQSS（品質基準）の下、許容可能な潮流限界を計算するために更なる検討が行われる。
ステップ 4	一日前には、予測される系統制約に対処するために、先渡取引又は BM で特定のバランシングサービスを調達するかどうかの経済的評価が行われる。

出所) National Grid, “The Statement of the Constraint Cost Target Modelling Methodology”, 2013 より三菱総研作成

システム混雑管理の運用

運用断面においては以下のタイムラインで系統制約解消のためのサービスが調達される。英国のシステム混雑管理の特徴として、長期的に調達する系統制約管理（Constraint

³³ National Grid, “Network Options Assessment Report Methodology”, 2017

Management)、相対で取引する先渡取引、入札によるbalancingメカニズムが存在するだけでなく、balancingメカニズム外での調達サービスも存在することが挙げられる。

これは、1つの調達スキームに限定した場合に市場参加者が価格支配力を持つことで系統制約コストの著しい増加を招くリスクを回避するためである。

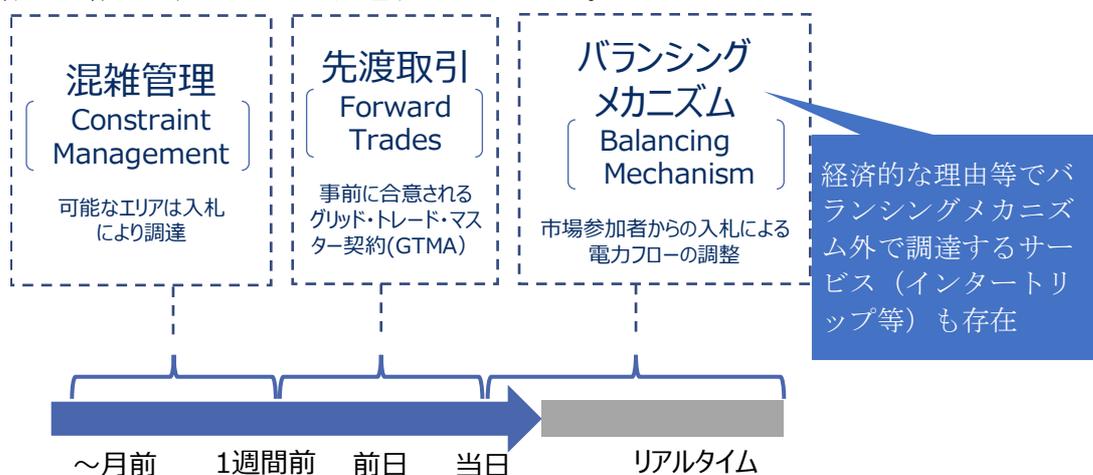


図 2.12 系統混雑管理のタイムライン

出所) National Grid, “Transmission Thermal Constraint Management” より三菱総研作成

まず、長期的な対策として、National Grid がウェブサイト上に系統制約管理の入札情報を公開して調達する。

表 2.16 調達要件のイメージ

項目	内容
調達が必要なエリア	Midlands
当該エリアにおけるプロバイダー (候補)	XXX、XXX、XXX
必要と想定されるユニット数	3 ユニット
サービスの概要	電圧のみ
期間	2018/4/30 (23:00)-2018/10/1 (07:00)
時間	23:00 - 07:00

出所) National Grid のウェブサイトより三菱総研作成

次に、balancingメカニズムよりも前に先渡取引として、Grid Trade Master Agreement (GTMA: 電力取引のための標準協定)の下、スケジュール7A というトレードが行われる。エネルギー取引の大部分は、発電事業者と小売事業者間で行われるが、スケジュール7A は National Grid と特定の発電事業者 (50MW の風力発電等) との間で電力のトレードを可能にするものであり、National Grid から発電事業者に対し、出力を下げしてほしい、あるいは出力をゼロにして欲しいと要請する。これは配電系統 (典型的には 132kV) の主に風力発電の抑制に適用され、balancingメカニズムの代替として用いられている。balancingメカニ

ズムとスケジュール 7A 双方を選択可能な場合はより安価なものを National Grid が選ぶ。³⁴ なお、先渡取引、バランシングメカニズムは、系統混雑だけでなく需給調整のための調達も含む。

当日の市場で調達されるバランシングメカニズムは、システムの技術的な制約と動的なパラメータを考慮したうえで入札の価格順に受け入れられる。

利用可能な入札が枯渇した場合等は別のアクションをとる必要がある。その際に調達されるアンシラリーサービスおよびその他のシステムサービスは、バランシングメカニズム外で調達されるサービスとして、以下のようにまとめて考えることができる

表 2.17 バランシングメカニズム外で調達するサービスの調達理由

観点	バランシングメカニズム外での調達理由
システムセキュリティ	システムのバランスを保ち、供給のセキュリティを維持するために、バランシングメカニズム内に利用可能な入札が不十分であると考えられる場合
コスト	バランシングメカニズムを通じてサービスを購入するよりも経済的な代替手段を提供できる場合
差別化	必要となる技術的な特性が、入札を通じては調達できない場合

出所) National Grid, “Procurement Guidelines”, 2017 より三菱総研作成

バランシングメカニズム外で調達するサービスの中にはコマーシャルインタートリップも含まれている。

表 2.18 英国のシステムサービス構造

システムサービス		
締結が必須のシステムサービス	必要に応じたシステムサービス	商業的に調達するシステムサービス
<ul style="list-style-type: none"> 無効電力 周波数応答 	<ul style="list-style-type: none"> ファストスタート ブラックスタート オペレーショナルインタートリップ 	<ul style="list-style-type: none"> 高速周波数応答 周波数自動制御 予備力 コマーシャルインタートリップ 混雑管理 (Constraint Management)

出所) KEMA, “System Services International Review”, 2011 より三菱総研作成

系統制約コストの内訳をブレイクダウンしたものは以下のとおりであり、バランシングメカニズム (BM) と先渡取引 (Trades) が大宗を占める。

³⁴ National Grid, “Electricity Trades (GTMA)s”

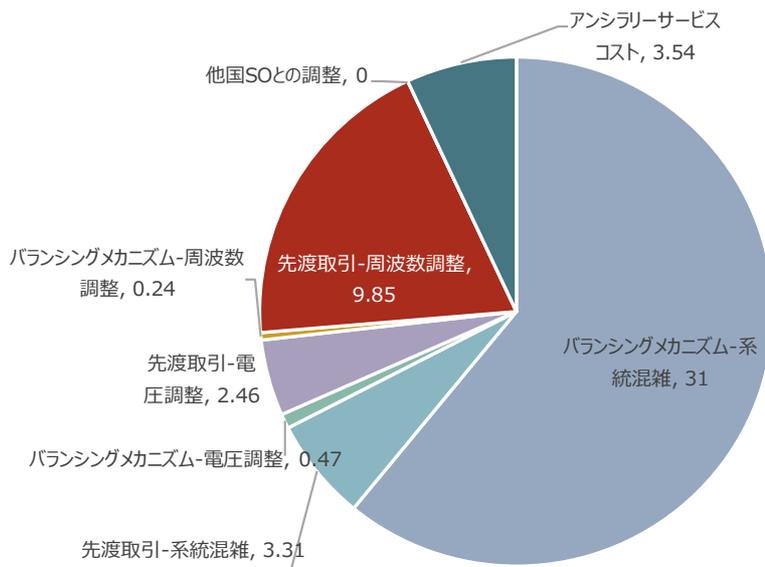


図 2.13 システム制約コストの内訳 (2018年6月、百万£)

出所) National Grid, “Monthly Balancing Services Summary 2018/19”より三菱総研作成

コマーシャルインタートリップにおける Arming Fee (待機費用) は月によってばらつきがあるものの、一定の調達が存在する。ただし、National Grid が公開しているレポートによると2014年以降、Tripが発生したという実績はない。³⁵

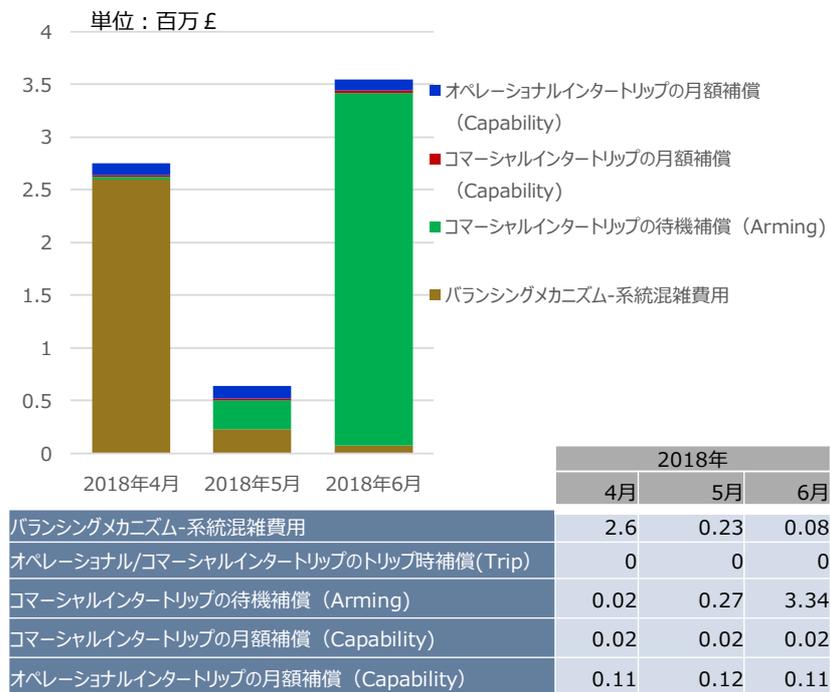


図 2.14 バランシングメカニズムおよびアンシラリーサービスコストの内訳 (百万£)

出所) National Grid, “Monthly Balancing Services Summary 2018/19”

³⁵ National Grid, “System Balancing Reports”

b. DNO

系統混雑管理ルール

ノンファームコネクションによるサービスのうち容量の制約を伴うものとして、フレキシブルコネクションがあり、その中には Timed (Capacity)、Soft Intertrip および ANM (Active Network Management) 等の接続サービスがある。

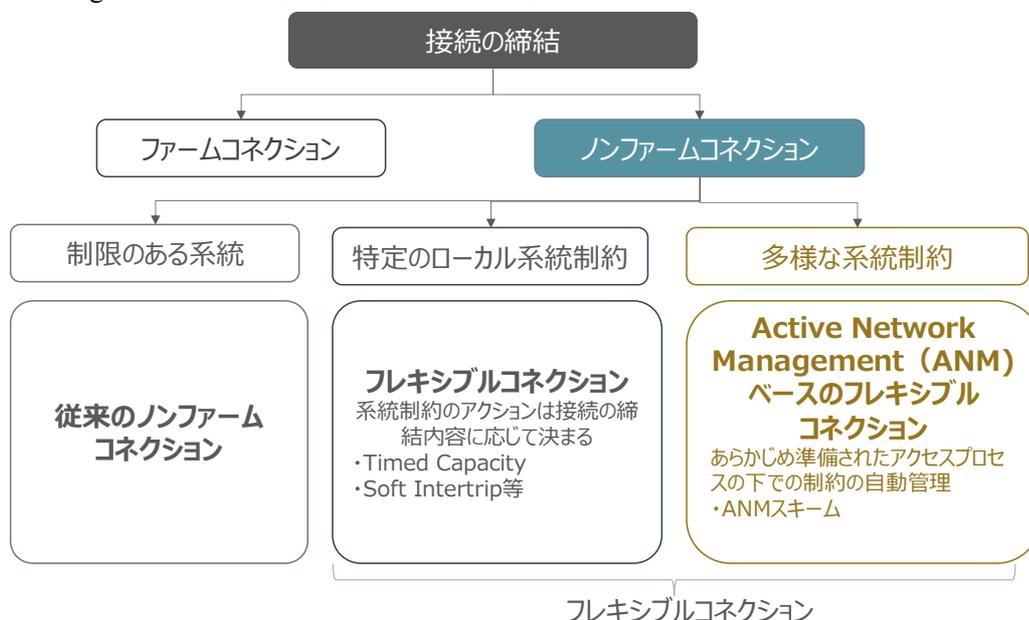


図 2.15 サービスの体系(SP Energy Networks)

出所) SP Energy Networks, “Flexible Connections and Principles Of Access Policy”, 2017 より三菱総研作成

補足：

SP Energy Networks での定義は以下の通り。

- ・ファームコネクション：1 つの設備、回路又はそれに付随する設備の停止のために、容量制約なしに複数の回路によって提供される接続
- ・ノンファームコネクション：ファームコネクションの要件を満たさない接続で、単一回路により提供される接続および/又は容量制約を伴う接続

フレキシブルコネクションにおいては、系統制約が発生する場合の出力抑制に伴う補償（対価）はない。そのため、通常の接続においては初期投資以外のコストはかからないが、フレキシブルコネクションは継続的に抑制に伴うコストを負う必要がある³⁶。

系統増強に伴い、既にノンファームコネクションを利用している電源がファームコネクションに変更する場合、発電事業者は改めて接続申込を行い、系統増強コストを含む補填費用を支払う必要がある³⁷。

ANM は、後着の電源が先に抑制される LIFO (Last-in-first-out) を適用している。

³⁶ Western Power Distribution, “Next Generation Networks”, 2016

³⁷ Western Power Distribution ウェブサイト FAQ、

3) 導入後における再エネ接続量の推移

a. TSO

2010 年のコネクト&マネージ制度の導入以降、英国における再エネ接続量は顕著に増加している。

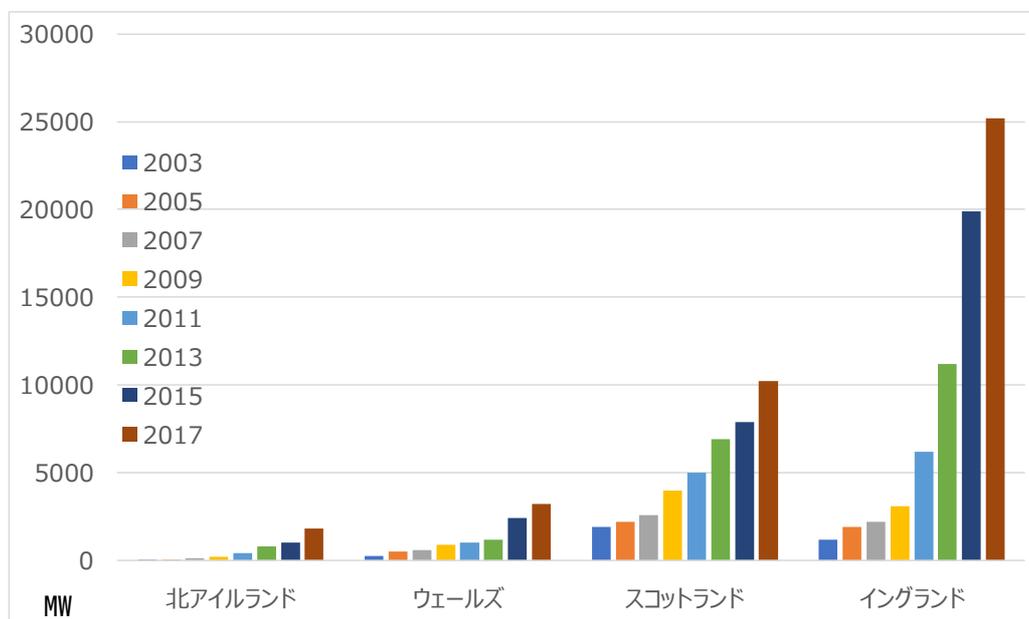


図 2.16 英国における再生可能エネルギー接続量の推移

出所) BEIS, “ENERGY TRENDS SEPTEMBER 2018”を基に三菱総研作成

b.DNO

UK Power Networks においては、フレキシブルな分散電源として ANM により接続している顧客は 23 以上あり、総容量は 138MW 程度となっている。増強が不要なため、接続に関する費用は 100 億円 (7,000 万ポンド程度) 削減できたとしている。³⁸

また、Western Power Distribution において、現状で接続している顧客は 14 件で 100MW 程度となっている (受入れた顧客は 35 件で 440MW 分に相当する)。³⁹

4) 系統制約量の推移

TSO の系統制約量の推移は以下のとおりであり、増加傾向にある。

³⁸ UK Power Networks へのヒアリングに基づく

³⁹ Western Power Distribution へのヒアリングに基づく

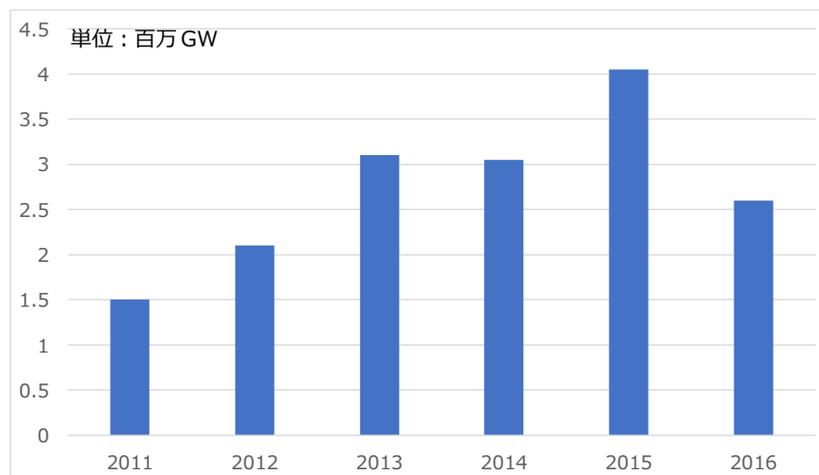


図 2.17 系統制約量の推移 (2011年～2016年)

出所) Ofgem, “Impact Assessment 2017” を基に三菱総研作成

5) 系統混雑している送電線増強遅延による経済損失額の増加の見通し

コネクト&マネージの実装にもかかわらず、接続前までに Enabling Works を実施する必要があることが主要な要因として、接続の遅延という問題が残っている。送電系統での接続待ちのデータは National Grid によって提供されており、現在、1.5 GW の自然変動電源と 0.1 GW の非変動電源が接続待ちとなっている。平均遅延時間は 13 か月である（接続待ちの電源の全容量が必ずしも確保されるとは限らない）。National Grid の FES におけるシナリオでは、接続待ちの予測は提供できず、送電レベルにおいて接続が予想される容量のみが提供される。⁴⁰

6) ノンファーム型接続の取引実態と課題

UK Power Networks は、発電事業者に対し、最大でも 10% の抑制量に収めると提示しており、早期に安価に接続できるため、発電事業者には不満はないとしている。⁴¹

また、別の DNO である Western Power Distribution のレポートによると、実際の抑制量は全体の 4% 程度となっている。⁴²

表 2.19 Western Power Distribution の出力抑制実績

	2014	2013
全体のエネルギー量 (MWh)	84,435	83,744
抑制された量 (MWh)	3,160	3,854
抑制を除いた稼働率 (%)	96%	96%

出所) Scottish & Southern Energy & UK Power Networks, “Joint Workshop” を基に三菱総研作成

⁴⁰ Baringa, “Assessing the current issues with electricity network access and charging”, 2018

⁴¹ UK Power Networks へのヒアリングに基づく

⁴² Energy Networks Association, “Open Networks Project Curtailment Assessment of Embedded SO Services”, 2018

ANM の取り組みは各 DNO が独自に実施しているため、抑制方法や装置の費用負担などにばらつきがある。

配電系統におけるフレキシブルコネクションは、技術的又は経済的に効率の良い順番（メリットオーダー）では抑制されない。現在の接続の原則は、電源の系統接続の価値や応動のスピードを考慮しない。したがって、フレキシブルコネクションの電源の抑制量および収入の損失量は増加する。balancing servicesの決済機関である ELEXON のレポートによると、経済的に非効率な抑制は、フレキシブルコネクションの分散電源の機会損失により、6 ポンド/kW/年になると推定される。⁴³

また、配電系統の増強が遅れるために今後の EV やヒートポンプの展開に制約が生じる可能性があり、2025 から 2030 年までの間で問題が顕著になる可能性がある。また、大規模な企業にとっては、一部の場所における送電系統上の問題がそれらを展開するうえでの障壁となる可能性がある。⁴⁴

抑制方法は、LIFO（Last-in-first-out）と呼ばれる後着者を優先して抑制する仕組みが一般的に受け入れられているが、DNO の中には単一の制約エリアや新規に ANM を導入するエリアにおいてプロラタ（容量比例按分）の採用を検討しており、DNO 間で運用が統一されていない。⁴⁵

Ofgem によると、発電事業者のリスク、コスト分担等、現在メリット・デメリットを特定化しているところで、今後改善に向けて取り組んでいくこととしている。⁴⁶

7) 作業停電計画策定時の混雑管理

National Grid の作業停電に伴い、電源接続が喪失する間の補償が支払われる。影響を受ける電源の TNUoS のレートに基づき、停電した期間分の TNUoS が返金される。⁴⁷

(4) 費用負担の考え方（TSO/DNO）

送電系統へ接続する場合と配電系統へ接続する場合の発電事業者の費用負担の考え方は以下のとおりである。

表 2.20 費用負担の考え方

	送電系統への接続	配電系統への接続
接続における要件	TEC。 接続は Financially Firm。出力抑制が行われる場合、SO は経済的に補償する。	送電レベルでの TEC に相当するような明確な接続権はない。 接続は Financially firm ではない。実際には、標準的な接続契約の下での抑制のリスクは最小限に抑えられている

⁴³ Baringa, “Assessing the current issues with electricity network access and charging”,2018

⁴⁴ Baringa, “Assessing the current issues with electricity network access and charging”, 2018

⁴⁵ Ofgem, “Unlocking the capacity of the electricity networks”,2017

⁴⁶ Ofgem へのヒアリングに基づく

⁴⁷ National Grid, “A comparison of the compensation mechanisms for different types of disconnections”,2012

		<p>ため、ファームとみなされている。抑制に伴う DNO からの補償はないが、balancing services 等へ参加することにより、収益の機会を得ることが可能である。</p> <p>電源は、フレキシブルな接続を提供(選択)することができ、接続コストを低減できる代わりに、系統制約時は、出力抑制を許容する。</p>
電源制御 設置費用	インタートリップの装置は特定負担 (Grid Code の要件)	ANM は一般負担又は特定負担 (DNO により異なる)。
上位の系統 増強費用を 反映した コスト	費用負担は「Shallow (シャロー)」: 広域系統の増強に対し、特定の電源のみが費用を負担するのではなく、TNUoS 料金の値上げにより一般負担で回収される。	<p>費用負担は「Shallow-ish (セミシャロー)」: 接続に対応するために必要な、1 つ上位の電圧までの増強費用を負担する。「Second Comer」ルールとして、更なる接続が発生してこれらの設備を使用する場合、系統に接続する電源が既存の電源に対して金額を一部返金する。</p> <p>1 つ上位の電圧を上回る増強は、配電事業者が DUoS 料金により一般負担で回収する。</p> <p>接続点の増強が必要な場合、これは接続のための設備増強として扱われ、系統に接続する電源がこれを支払う。</p>
系統混雑 発生箇所 への接続	<p>コネクト&マネージに基づき、基本的に電源は SQSS 基準を満たす前に系統に接続できる。</p> <p>したがって、系統のセキュリティ基準を維持するために、接続に伴う系統混雑等の影響は SO によって管理されなければならない。そのためのコストは一般負担化されている。2015 年 9 月現在のコネクト&マネージに起因する年間の系統制約管理コストは、BSUoS の料金よりもかなり高い 64 ポンド/kW 前後となっている。</p>	<p>接続に対応するために 1 つ上位の電圧レベルの増強が必要な場合、この費用は接続料金に反映される: kW あたり 100 ポンド超</p> <p>特定の状況においては、フレキシブルコネクションを提供して増強を避けることができるが、発電事業者はその後の抑制によって収益の一部を失う: ~ 25 ポンド/kW/年</p> <p>1 つ上位の電圧レベル又は送電系統の電圧レベルを超える系統増強が必要な場合、電源は接続を拒否又は延期される可能性がある。</p>
年間の系統 利用料	<p>National Grid は、TNUoS として、送電系統へ接続する電源から TEC の MW 単位に受け取る</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ TNUoS 料金の将来見通し部分は立地箇所の電源接続状況等により異なるため、一部の TNUoS は他のエリアより高価になる ✓ スコットランドにおける平 	<p>各 DNO は、配電系統へ接続する電源に対して、電源種別および電圧階級に応じて、DUoS を支払う、又は受け取る。</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 非変動電源 (水力、バイオマス等) は、すべての電圧階級で地域別にプラスの対価 (クレジット) を受け取る ✓ 変動電源 (風力、太陽光等) は、高圧レベル (11kV) に接続

	均的な変動電源への課金は ～20 ポンド/kW/年 電源は BSUoS を支払う：～6.5 ポ ンド/kW/年	している電源であれば地域別に プラスの対価（クレジット）を 受け取る。課金は～20 ポンド /kW/年。 ✓ 特別高圧レベル（22kV 以上） は、接続ごとに利用料を支払 う：～1 ポンド/kW/年 電源は BSUoS を支払う必要がない
電源を使 わなくな った場合	電源は 2 年分の TNUoS 料金の責任 を負う	接続費用は接続時に支払っており、使わ なくなった場合に DUoS 料金の追加請求 はない。

出所) Baringa, “Assessing the current issues with electricity network access and charging”, 2018 およびヒアリング
(電源制御装置の費用負担) より三菱総研作成

洋上においては、電源線の建設と維持に高いコストがかかることから、一般的な標準設計
では変電所を介して単一の回路によって送電系統に接続することにより接続コスト低減を
図っている。⁴⁸

上記のように、最低限のセキュリティ基準で構築された洋上の電源は冗長性を持たない
ため、抑制に伴う補償は適用されない。⁴⁹



図 2.18 洋上における接続の標準設計

出所) National Grid, “Guide to TNUoS Charging Methodology for Offshore Generation in GB”, 2015

1) 機会損失費用の考え方 (TSO/DNO)

自然変動電源が発電量を減らした場合、再生可能エネルギー義務証書 (ROCs : Renewables
Obligation Certificates) 等の補助金の一部を失うことになる。⁵⁰

そのため、balancing mechanism において発電事業者が提示する入札の価格は電源の
燃料コスト、摩耗等を反映に加えて、再生可能エネルギー義務証書 (ROCs : Renewables
Obligation Certificates) の損失分を反映する必要がある。⁵¹

一方、balancing mechanism を介さない配電系統での混雑管理において、flexible

⁴⁸ National Grid, “Guide to TNUoS Charging Methodology for Offshore Generation in GB”, 2015

⁴⁹ Ofgem, “Offshore Electricity Transmission Access and Compensation”, 2007、DTI, “Regulation Of Offshore
Electricity Transmission”, 2006

⁵⁰ Renewable Energy Foundation, “Notes on Wind Farm Constraint Payments”

⁵¹ National Grid, “Managing intermittent and inflexible generation in the Balancing Mechanism”, 2011

コネクションによる抑制は事業リスクとなるため、事業性判断で評価を行う必要がある。

発電事業者は配電事業者から提供される将来の系統計画を示した LTDS (Long Term Development Statement)、メンテナンス計画情報および自社の経験を基に、エネルギーのロス量 (1年のうち出力できないのは何日分か) を推定している。⁵²

2) 混雑管理を託送費から回収することによる課題

配電利用料金 (DUoS: Distribution Use of System)、送電利用料金 (TNUoS: Transmission Network Use of System)、balancingサービス料金 (BSUoS: Balancing Service Use of System) は、いずれも増加傾向にあり、電力関連のトータルコストも増加傾向にある。

Ofgem が 2018 年に系統制約コストの一般負担から原因者負担への変更に関して、以下のとおり言及している。

送電系統に接続された電源の中には高い系統制約コストを発生させるものがあるが、その一方で制約コストを発生させない、あるいは制約を緩和する需要家も電源と同等の BSUoS 料金を支払っている。

また、地域別の TNUoS 料金は、系統増強コストの増分に基づいて料金が決められており、系統制約コストを反映していない。そのため、電源の接続量増加によって系統混雑が発生しているエリアの TNUoS 料金が、系統混雑の発生していないエリアよりもかえって安くなる場合がある。

系統制約コストは、コネクト&マネージの下で大容量の電源が接続されているエリアで最も顕著である。2015 年 9 月現在のコネクト&マネージの容量に起因する年間の系統制約コストは 1kW あたり約 64 ポンドと見積もられており、これらの制約コストは BSUoS とし て発電事業者 (BCA または BEGA を締結した電源) および需要家からそれぞれ 50% の割合で徴収される。

Ofgem は費用対効果の高い方法でのコストの回収が必要と考えており、コネクト&マネージの恩恵を受けている顧客に対し、TNUoS にプレミアムを導入することで、原因者負担へ移行する可能性があるとしている。⁵³

3) N-1 電制

設備形成のルールとして N-1 電制を用いている事実は確認できなかった。

なお英国には、信頼度確保の観点から、N-2 故障以上の稀頻度事故に対応するための仕組みとしてインタートリップ制度があり、費用とオペレーションが異なっていることなど日本の N-1 電制の本格適用に参考になると考えられるため、以下に紹介する。

電源制御のためのインタートリップは、接続契約時点で許諾を得るもの (オペレーショナルインタートリップ) と、必要に応じて調達するもの (コマーシャルインタートリップ) の 2 種類が存在する。

オペレーショナルインタートリップは、2005 年 7 月に実施された CUSC の変更により適用され、Grid Code の下、接続時の条件となる。オペレーショナルインタートリップにおい

⁵² DNV への聞き取りに基づく

⁵³ Ofgem, "Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements", 2018

て、National Grid が発電事業者に対して支払う費用は双方の協議の下で決定される。⁵⁴ 単独の連系境界においては、系統増強よりも経済的な手段であるとされている。コマーシャルインタートリップは、balancing mechanism の価格支配力を防ぐための代替手段の 1 つであり、系統制約の解消に用いられる。2007 年時点でインタートリップスキームは 42 か所があり、コマーシャルインタートリップは 6 か所（ローカル接続に 4 か所、連系境界に 2 か所）とされており、コマーシャルインタートリップはより限定的な利用となっている。⁵⁵

運用方法

運用のフローは以下のとおりである。

表 2.21 インタートリップの運用フロー

ステップ	概要
ステップ 1	ゾーン内で制約が識別される
ステップ 2	National Grid は、ゾーン内の関連する発電事業者に電話をかけて、待機 (Arming) させる
ステップ 3	ゾーン内に障害が発生した場合、ゾーン内での Trip が起こる
ステップ 4	発電事業者は、National Grid から処理完了の連絡を受け、電源を再接続する

出所) National Grid, "Intertrips" を基に三菱総研作成

類型・費用補償有無

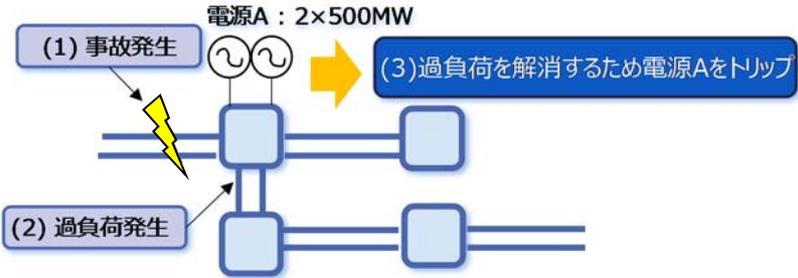
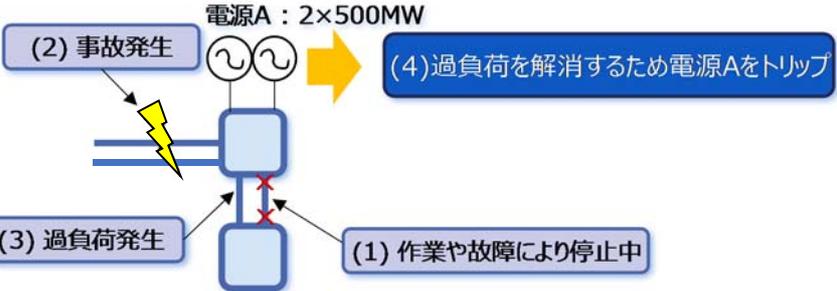
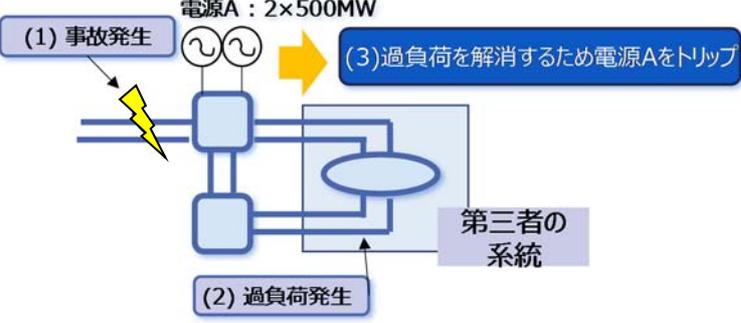
4 つの類型が存在し、系統状況に応じて費用の支払いの有無も異なる。

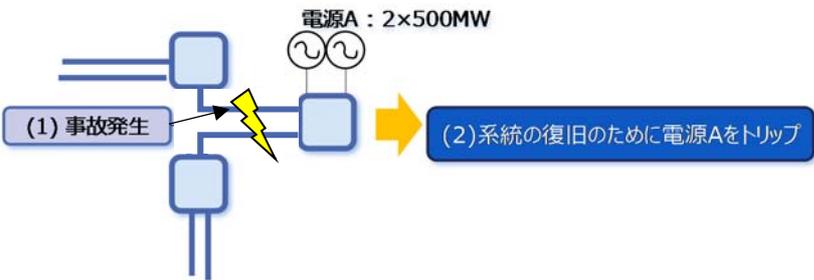
類型の概要と支払う費用のタイプは以下のとおりである。

⁵⁴ Ofgem, "CAP 076 D", 2005

⁵⁵ Ofgem, "TSORG Final Document", 2007

表 2.22 インタートリップの種類と費用補償の有無

カテゴリ 1	
種類の概要	<p>SQSS で指定された基準に適合するため、関連事業者からの要求に基づいた接続設計のバリエーションによって生じるインタートリップ</p> 
費用	対象電源への支払いは発生しない。
カテゴリ 2	
種類の概要	<p>過負荷を低減するために必要なインタートリップであり、低減量の基準として、電源の出力変化によって回路負荷が 100%以下となるまでが該当</p> 
費用	capability payment（能力支払い）および Restricted Export Level Payment（National Grid が、トリップ後 24 時間以内に復旧出来ない場合にのみ）を支払う。
カテゴリ 3	
種類の概要	<p>第三者組織（DNO 等）の系統増強時に過負荷を軽減するために、またこれに代わるものとして導入されるインタートリップ</p> 
費用	Restricted Export Level Payment（National Grid が、トリップ後 24 時間以内に復旧出来ない場合にのみ）を支払う。

カテゴリ 4	
種類の概要	系統のタイムリーな復旧を容易にするため、効率的な方法での切断を可能にするために導入されるインタートリップ 
費用	Capability payment (能力支払い) および Restricted Export Level Payment (National Grid が、トリップ後 24 時間以内に復旧出来ない場合にのみ) を支払う。

出所) National Grid, “Review of CAP076, CAP048 & CAP144”より三菱総研作成

表 2.23 インタートリップの費用構造

Capability Payment	<ul style="list-style-type: none"> ● インタートリップのための保守を考慮し、年間支払 (調達件数と調達期間で月額を決定) ● 単価は 1.72 ポンド/30 分単位 (オペレーショナルインタートリップも同様)
Tripping Payment	<ul style="list-style-type: none"> ● 実際に電源がトリップした場合に支払う補償

出所) National Grid, “National Grid Electricity Transmission plc Commercial Intertrip Service from [station] Power Station HEADS OF TERMS – SUBJECT TO CONTRACT”、National Grid, “Fundamental SQSS Review, Review Of Planning and Operational Contingency Criteria”より三菱総研作成

Capability Payment および Tripping Payment (実際にトリップした場合の支払い) は、カテゴリ 2 および 4 に対してのみ支払われる。

表 2.24 カテゴリ別の支払い有無

	Capability payment	Tripping Payment	Restricted Export Level Payment
カテゴリ 1	×	×	×
カテゴリ 2	✓	✓	✓
カテゴリ 3	×	×	✓
カテゴリ 4	✓	✓	✓

出所) National Grid, “A comparison of the compensation mechanisms for different types of disconnections”より三菱総研作成

コマーシャルインタートリップについて

コマーシャルインタートリップは、通常、上記のカテゴリ 2 のインタートリップとして定義され、発電事業者はトリップ後に補償を受ける。

必要に応じて National Grid と発電事業者間が相対で取引するものであり、支払いの条件は双方で協議して決定することとしている。

支払われる費用の種類については、オペレーショナルインタートリップのカテゴリ 2 で補償される項目に加え、コマーシャルインタートリップ発動中の待機補償として Arming fee が支払われる。

費用の算定根拠は、発電事業者から聞き取ったコスト、過去の実績に基づき、色々な特定のケースをベースにつくられた標準的な金額とされる。⁵⁶ コマーシャルインタートリップの調達は月によって変動があり、2018 年の実績では、多い月で 3,700 万円 (26 万ポンド)、少ない月で 140 万円 (1 万ポンド) 程度となっている。

支払われている費用は Capability Payment と Arming fee で、Tripping Payment はない (つまり、実際の Trip は発生していない)。⁵⁷

平常時の混雑管理ルールとしては活用されておらず、作業時や事故時の過負荷保護に利用される。⁵⁸

費用として大きいのは実際に解列した場合の費用であるが、その発生確率が低いため、balancing mechanism による入札での混雑管理よりも経済的な手段となる必要がある。インタートリップの設置に適した電源の数は、技術的、商業的および地理的要因によって必然的に制限される。⁵⁹

4) ノンファーム型接続

英国ではフレキシブルコネクションとして、Timed (Capacity)、Soft Intertrip および ANM 等のサービスがあり、その中で、日本のノンファーム型接続に近い仕組みは ANM である。しかし、ANM は各 DNO で仕様や費用負担がバラバラであるなど、現状は試行段階と言える。

a. ANM (Active Network Management)

メリット

系統増強費用を回避できる分、接続費用が安くなり、短期間で接続できることがメリットとして挙げられる。

出力抑制に伴う DNO からの補償はないが、スコットランドの大規模電源はbalancing mechanismによる収益機会を有する。小規模電源であってもアグリゲータや小売を介して

⁵⁶ National Grid へのヒアリングに基づく

⁵⁷ National Grid, “Monthly Balancing Services Summary 2017/18”,

⁵⁸ National Grid へのヒアリングに基づく

⁵⁹ Department of ENERGY & CLIMATE CHANGE, “Government Response to the consultation on the Transmission Constraint Licence Condition (TCLC)”, 2012

balancing mechanism can participate. ⁶⁰

運用方法

ANM system is installed at the connection point with the power source, BSP (Bulk Supply Point). The plan for the installation of the device is determined by each DNO, and the BSP with capacity issues is prioritized for selection.

The output of the power source is managed in real-time to eliminate system constraints. The annual forecast of the output is provided to the power generator.

The following are the characteristics.

- LIFO (Last-in-first-out) principle for power management (prioritizing the power source that arrived last)
- Real-time, detailed control
- New control and monitoring system required for ANM

All DNOs currently apply LIFO (Last-in-first-out) in principle. To avoid unfairness, solutions based on the market are being explored to improve the system. ⁶¹

技術仕様および課題

ANM is applied to the 33kV network, which is mainly radial.

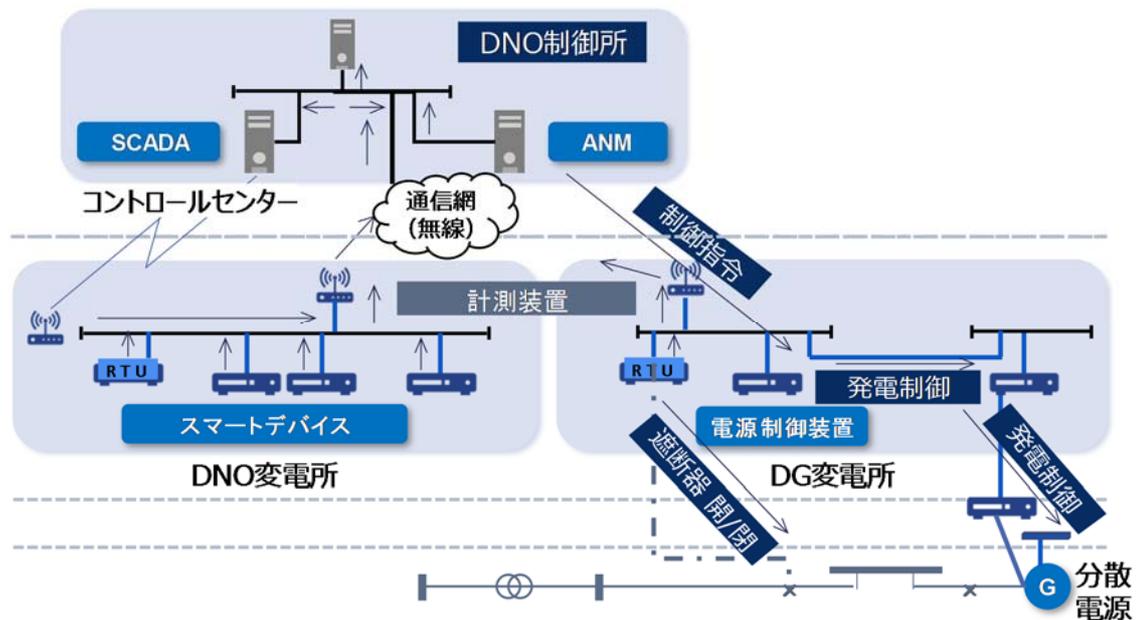


図 2.19 ANM のアーキテクチャ

出所) UK power Networks, "Flexible DG connections", 2016 より三菱総研作成

⁶⁰ DNV GL へのヒアリングに基づく

⁶¹ Ofgem へのヒアリングに基づく

標準的なシーケンスは 32 秒程度の応動時間となっている。

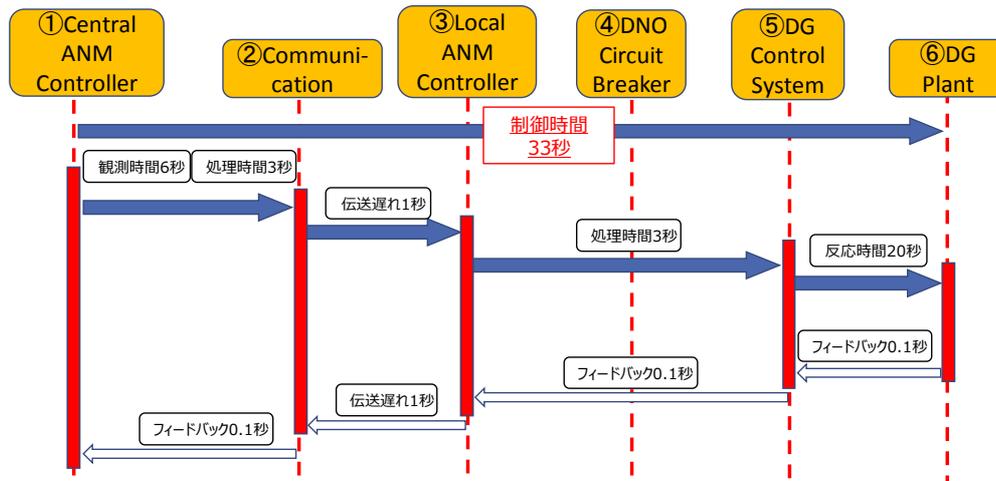


図 2.20 ANM の制御タイムライン例

出所) UK Power Networks“Flexible Plug And Play SDRC9.6”,2014 より三菱総研作成

対象の電源の制御に関する閾値が以下のように定められている。

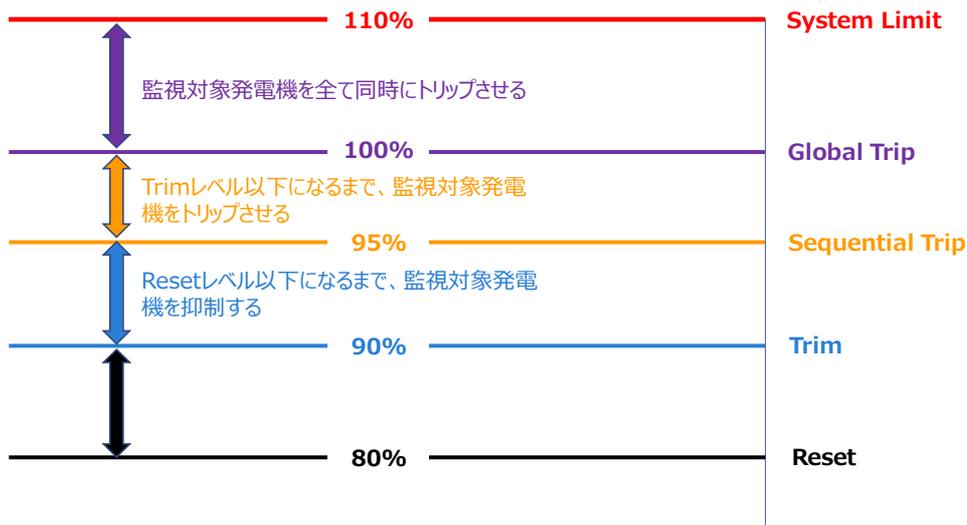


図 2.21 制御のトリガーとなる閾値

出所) UK Power Networks“Flexible Plug And Play SDRC9.6” ,2014 より三菱総研作成

多くの監視制御システムは帯域幅が狭く、通信遅延の多いシステムを使用している。

ANM システムにおける動作の失敗を防止するための機能として、短時間の通信障害が ANM のトリガー（電源の抑制）となることが問題として認識されている。バックアップのインフラを構築することによって、ANM システムの回復力を大幅に向上できるが、そのためには中央のソフトウェアと現地の機器の双方に適用する必要がある。時間スケール、電源のプロファイルなどを考慮して、システムの問題のために DG (Distributed Generation) が過

度に抑制されないように、更なる高機能化が必要である。⁶²

費用負担

ANM のためのシステム導入および運用・メンテナンスのコストは、一般負担 (DUoS) で回収する DNO と特定負担で回収する DNO が存在し、統一されていない。

表 2.25 DNO ごとの ANM コストの取り扱い

	Electricity North West Limited (ENWL)	Nothern Power grid (NPg)	Scottish & Southern Energy (SSEN)	UK Power Networks (UKPN)	Western Power Distribution (WPD)	SP Energy Networks (SPEN)
ANM のシステムコスト (制御システム・ソフトウェア)	DUoS	特定負担	特定負担 /DUoS	DUoS	特定負担	DUoS
ANM のシステムコスト (現場の監視用機器)	特定負担	特定負担	特定負担 /DUoS	DUoS	特定負担	DUoS
電源向けの専用設備	特定負担	特定負担	特定負担	特定負担	特定負担	特定負担
運用&メンテナンスコスト (専用設備)	特定負担	DUoS	特定負担	特定負担	特定負担	特定負担
運用&メンテナンスコスト (システム)	特定負担	DUoS	特定負担 /DUoS	DUoS	特定負担	DUoS

出所) Ofgem, “Direction in relation to SSEN1 modification proposal”, 2018 を基に三菱総研作成

b. Soft Intertrip について

ネットワークセキュリティを確保するためのローテク/ローコスト手法として導入されたものであり、ANM が利用可能であった場合、Soft Intertrip は使用されない。

Soft Intertrip は、設定レベルまで出力を減らしたり、電源をトリップさせるために使用される。

概要は以下のとおり。

- 11kV および 33kV を対象
- 値のリアルタイム監視
- DG の最大出力時に、最小限の需要となった場合に DG に対する抑制をトリガーとする (抑制レベルは 2 段階)
- 既存電源監視とローカル制御

⁶² CIRED, “UK power networks’ experience of managing flexible distributed generation from planning to operation”, 2017

c. Timed Connections について

対象の電源に対し、特定の時間内で出力抑制する。日／季節の時間帯で接続を許可するものであり、監視は行わない。

概要は以下のとおり。

- 季節の要因と時間帯要因に基づいた接続申込（例：4月～9月は午前10時から午後4時までの間、フル出力の30%に抑制）
- 一般に、より小さなDGを対象（最大1MW）
- 通信機能なし

2.1.3 アイルランド

(1) 概要

1) 電気事業・TSO/DSOの関係

アイルランドでは、400kV、220kV、110kVはTSOであるEirgridが管轄し、系統運用、送電系統の設備計画や系統接続検討を行っているが、設備の所有権はESB Networksとなっている。38kV以下の配電系統はESB Networksが管轄し、運用・設備計画・系統接続検討を行っている。TSO、DSOの管轄を図2.22に示す。

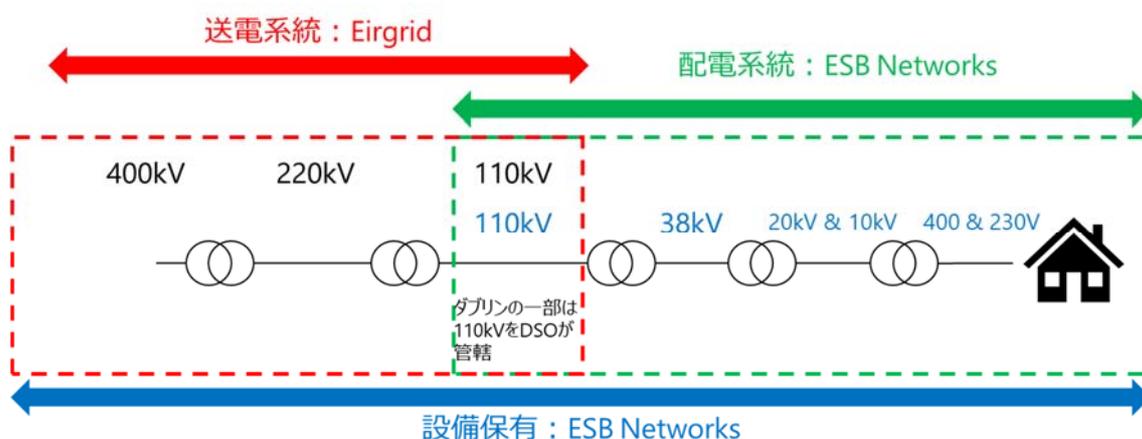


図 2.22 アイルランドの電圧階級

出所) 三菱総研作成

2) エネルギー市場の制度設計と運営状況

a. SEM（Single Electricity Market）（～2018年9月末）

アイルランドの卸電力市場であるSEMは北アイルランドと共同で運営されており、2007年より運営が開始された。10MW以上の容量を持つ電源は参加が義務付けられていた。⁶³

SEMでは、英国やドイツといったような前日市場、当日市場、バランシング市場といった複数ウィンドウの市場ではなく、前日の卸売市場のみでエネルギーの売買が行われていた。市場の運営はアイルランドのTSOであるEirgridと北アイルランドのTSOであるSONI（System Operator for Northern Ireland）の共同出資によるSEMO（Single Electricity Market Operator）によって行われていた。

SEMOは発電機からの入札をもとに、メリットオーダーで発電機のスケジュールを作成する。この際、予備力や系統制約などは加味されていない。発電機からの入札は前日午前10

⁶³ Eirgrid, Soni, SEMO, July 2013, “SEM Market Overview”

時に締め切られ、その結果をもとに SEMO が 30 分ごとの SMP (System Marginal Price) と各発電機の発電計画である MSQ (Market Schedule Quantity) を作成する。

TSO では、SEMO で作成された MSQ を基にしながら、系統混雑を含む各種系統の制約を考慮した上で、経済的となるような発電機の運転スケジュールを前日に作成する。実需給に近づく際に発電機の発電計画や出力についてレビューを行いながら、各発電機の特성에応じたタイミングで適宜各発電機に給電指令を出す。これらの一連の流れを図 2.23 に示す。

小売事業者⁶⁴は、SEM に参加が義務付けられており、SEMO によって決定された SMP 価格で電力を購入する。

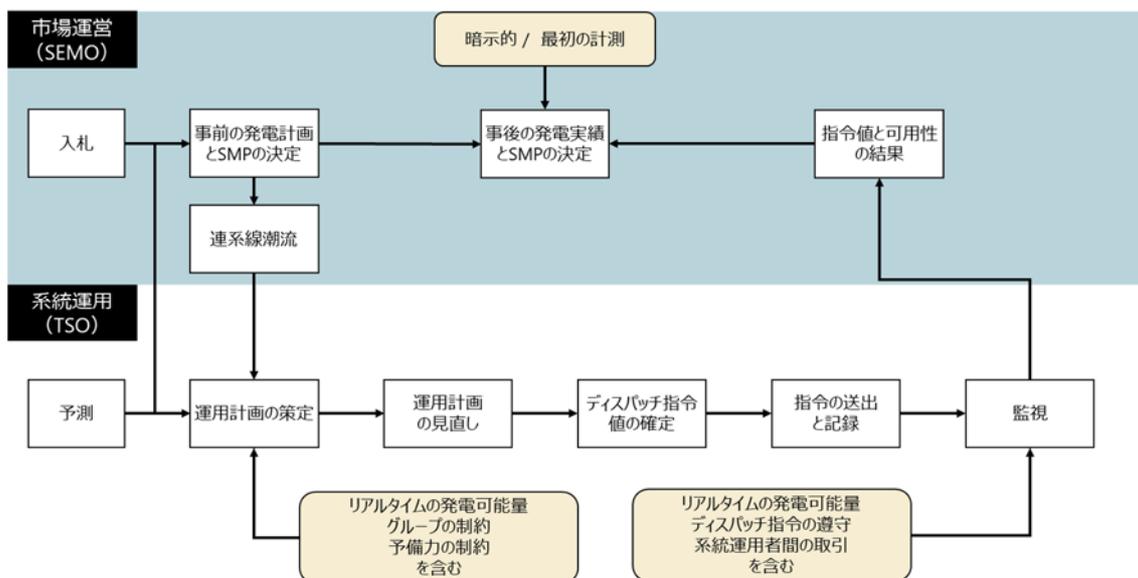


図 2.23 SEMO と TSO の予測からディスパッチ、モニタリングまでの一連の流れ

出所) Eirgrid, Soni, SEMO, July 2013, “SEM Market Overview”

系統混雑の処理も TSO の一意に作成するスケジューリングとディスパッチの中で行われる。TSO は 2.1.3(3)2a 後述する優先給電ルール等の各種ルールに従った上で発電機の発電計画作成とディスパッチを行っていた。

SEMO によって作成された発電機の発電計画と TSO による実際の給電指令による出力の乖離分については、小売事業者によって支払われる不完全料金 (Imperfection Charge) によって賄われる調整費用 (DBC : Dispatch balancing Cost) のうち、系統制約支払い (Constraint Payment) として発電事業者へ支払・徴収されていた。

b. I-SEM (Integrated-Single Electricity Market) (2018 年 10 月 1 日～)

EU 指令による域内電力市場の統合に向けて、アイルランド・北アイルランドにおいても 2018 年 10 月から I-SEM への転換が行われ、前日卸売の市場のみならず、当日市場やバラン

⁶⁴ 2018 年 12 月現在、アイルランドには 12 社の小売事業者が存在している。

<https://www.cru.ie/home/customer-care/energy/communication/>

シング市場などが新たに創設された。I-SEM の構造を図 2.24 に示す。

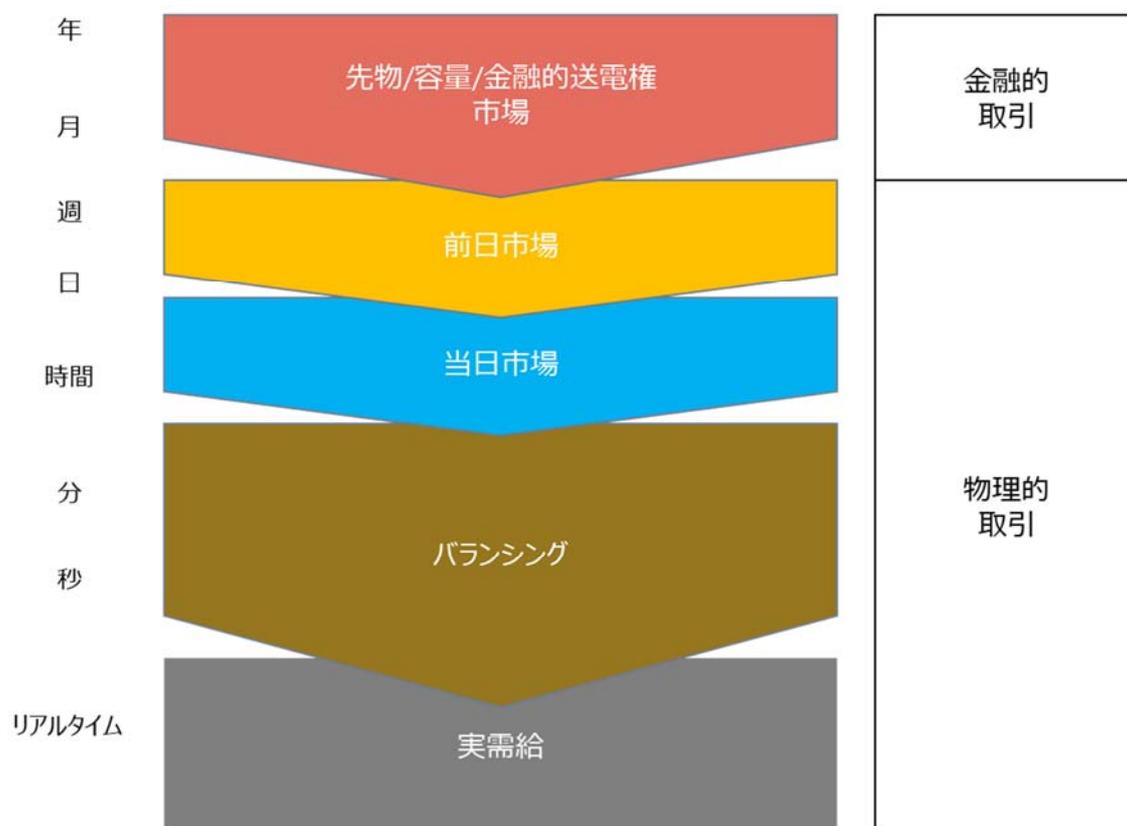


図 2.24 I-SEM の構造

出所) SEMO, “Quick Guide to the Integrated Single Electricity Market”を基に三菱総研作成

エネルギーの取引は前日市場、当日市場、balancing市場で行われ、市場参加者は計画値同時同量の責任を負う。⁶⁵ balancing市場については、実際の TSO の系統運用の結果が反映されるという点で前日市場・当日市場とは役割が異なる。前日市場・当日市場・balancing市場の各タイムラインを図 2.25 に示す。

⁶⁵ SEMO, Eirgrid, Soni, “I-SEM Training Imbalance Pricing”

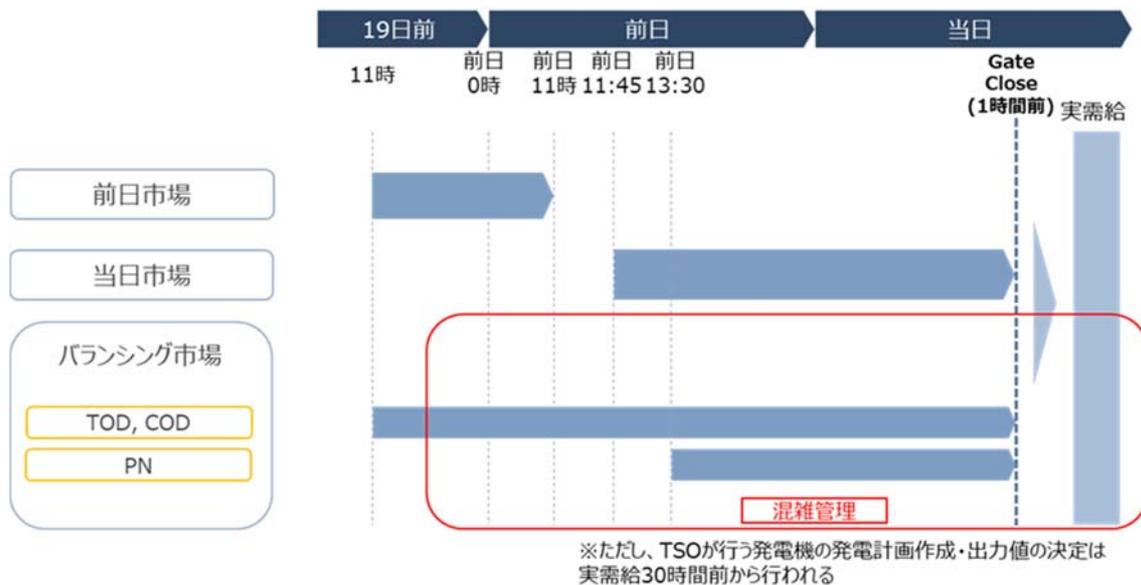


図 2.25 I-SEM の前日市場・当日市場・balancing市場のタイムライン

出所) SEMO, “I-SEM Industry Guide Ver.1.0”を基に三菱総研作成

前日市場・当日市場についての参加は義務付けられていない。balancing市場では、10MW を超えるユニットは参加必須となっており、10MW 以下の事業者についても任意で参加することが可能となっている。

参加者は3つのデータを TSO へ図 2.25 のタイミングで提出する必要がある、それぞれ以下の通りである。

- PN (Physical Notification) : 発電事業者が提出する発電スケジュール。ゲートクローズまでは変更が可能。ゲートクローズ (実需給 1 時間前) に最終的に提出された PN は FPN (Final PN) と呼ばれる
- COD (Commercial Offer Data) : balancing市場で出力増減の際にかかるコストを反映した価格 (€/MWh) を示したカーブ。Simple offer データと Complex offer データの 2 種類からなる
- TOD (Technical Offer Data) : 各ユニットの起動時間等の技術的データ

図 2.26 に COD で提出されるデータの例を示す。COD は各発電機の出力の上げ方向にかかる価格 (incremental) と下げ方向にかかる価格 (decremental) の 2 種類のカーブ⁶⁶で構成される。

⁶⁶ Bid Offer Curve と呼ばれる。

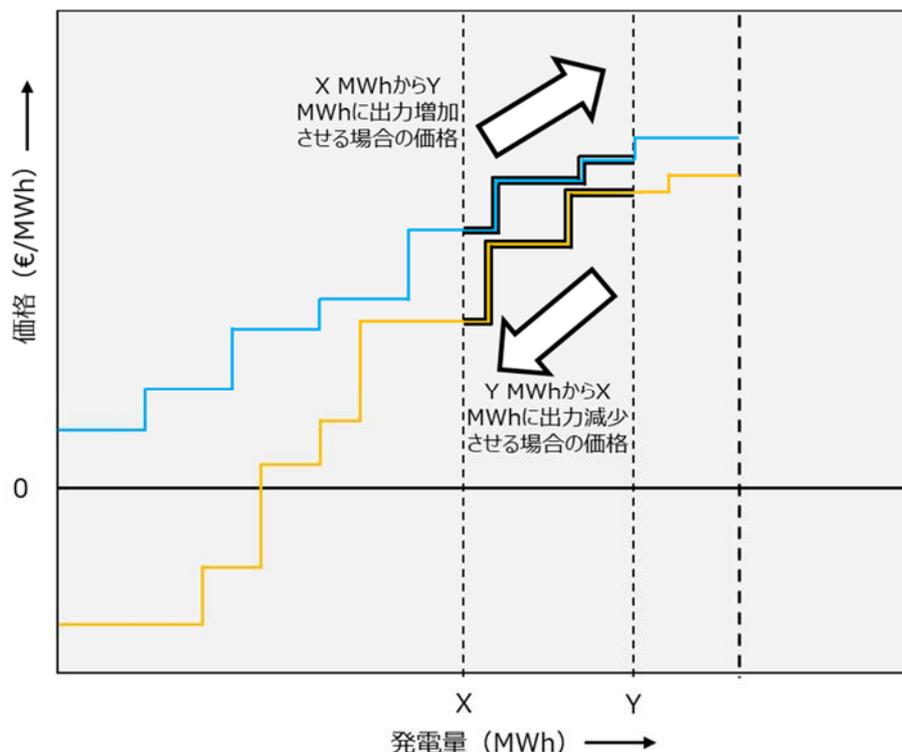


図 2.26 COD で提出される出力増減にかかる価格データ

出所) SEMO “I-SEM Training module, Market overview chapter4 Markets”を基に三菱総研作成

TSO に提出する価格カーブである Simple Offer と Complex Offer の相違点を下表に示す。なお、Complex Offer データは、デフォルトデータとして、ユニットを市場参加者として登録する際に提出しなければならない。その後、取引日に更新された Complex Offer データおよび、Simple Offer データを提出することが可能である。提出しなかった場合には、デフォルトデータが用いられる。⁶⁷

表 2.26 Simple offer と Complex offer の相違点

Offer の種類	反映しているコスト	用いられる精算の場面
Simple Offer	出力増減を行った際にかかるコスト	balancing market gate closure after TSO by output change
Complex Offer	出力増減の際のコストに加え、発電機の起動にかかるコストと待機コスト	balancing market gate closure before TSO by start/stop and output change

出所) SEMO, “I-SEM Training module, Market overview chapter4 Markets” を基に三菱総研作成

また、各ユニットの属性によって提出を義務付けられるデータが異なっている。各ユニットに求められるデータの種類を下表に示す。

⁶⁷ SEMO, Training Module TSO Scheduling, “The Scheduling and Dispatch Process”

表 2.27 バランシング市場において各ユニットに求められる TSO への提出データ

ユニットの種類	PN	TOD	COD
ディスパッチ可能な電源	●	●	●
ディスパッチ可能ではないが、 制御可能な電源	○	×	×
ディスパッチも制御も 不可能な電源	○	×	×
小売事業者	○	×	×
連系線保有者	×	×	×
●：提出必須 ○任意提出 ×必須でない			

出所) SEMO, “I-SEM Training module, Market overview chapter4 Markets”

従来型発電はディスパッチ可能な電源に該当し、3つのデータの提出が義務付けられている。アイルランドの再生可能エネルギーのうち大部分を占める風力発電は、ディスパッチ可能ではないが、制御可能な電源に該当し、バランシング市場参加にあたって上記3つのデータの提出を求められてはいない。PNの提出は任意となっており、提出しない場合には TSO による風力の出力予測を基に発電機のスケジューリングとディスパッチが行われる。提出した場合には TSO の予測の代わりに提出した PN が使用されることとなっている。

3) エネルギー市場制度と送電線利用ルール

a. SEM

SEM の場合、2.1.3(1)2a で前述したように TSO による混雑管理は、SEM に提出された価格情報を基にして系統制約を加味した経済的な発電機の発電計画と出力の決定が行われていた。そのため、予め混雑管理用リソースを確保するという事は無い。前日断面からリアルタイムにかけて適宜発電計画・出力の見直しを行いながら精度を高めつつ、発電機の特성에応じてディスパッチ指令を送出する形式となっていた。

b. I-SEM

ア) バランシング市場

I-SEM においても、TSO による一意的なスケジューリングとディスパッチが行われるという点で変更はない。ディスパッチ可能な電源から提出された発電スケジュール PN と COD、TOD のデータを基に、スケジューリングとディスパッチを行う。I-SEM への移行後、TSO は大きく2つのスケジューリング用の最適化プログラムを用いて、3段階のスケジューリングとディスパッチ指令の計算を行っている。下表にその概要を示す。

表 2.28 TSO で用いられるスケジューリングとディスパッチの最適化プログラム

SCUC (Security Constrained Unit Commitment)	実需給 1 時間前までに用いられるもので、発電機の起動停止計画の策定とディスパッチする値を決める。 LTS (Long Term Schedule) と RTC (Real-Time Commitment) の策定の際に使用される。
SCED (Security Constrained Economic Dispatch)	実需給 1 時間前からリアルタイム断面での間で用いられるもので、発電機の起動停止の決定は行わず、出力値の決定を行う RTD (Real-Time Dispatch) の過程で用いられる。

TSO は SCUC を用いて、LTS では 4 時間サイクルで 4 時間後から 30 時間後のスケジューリングを、RTC では 30 分サイクルで 30 分後から 3 時間半後までのスケジューリングを行う。RTC で決定した発電機の起動状況を基に、最適な各発電機の出力値を決定するために SCED を用いて、5 分刻みで 10 分後から 1 時間後の出力を決定する。

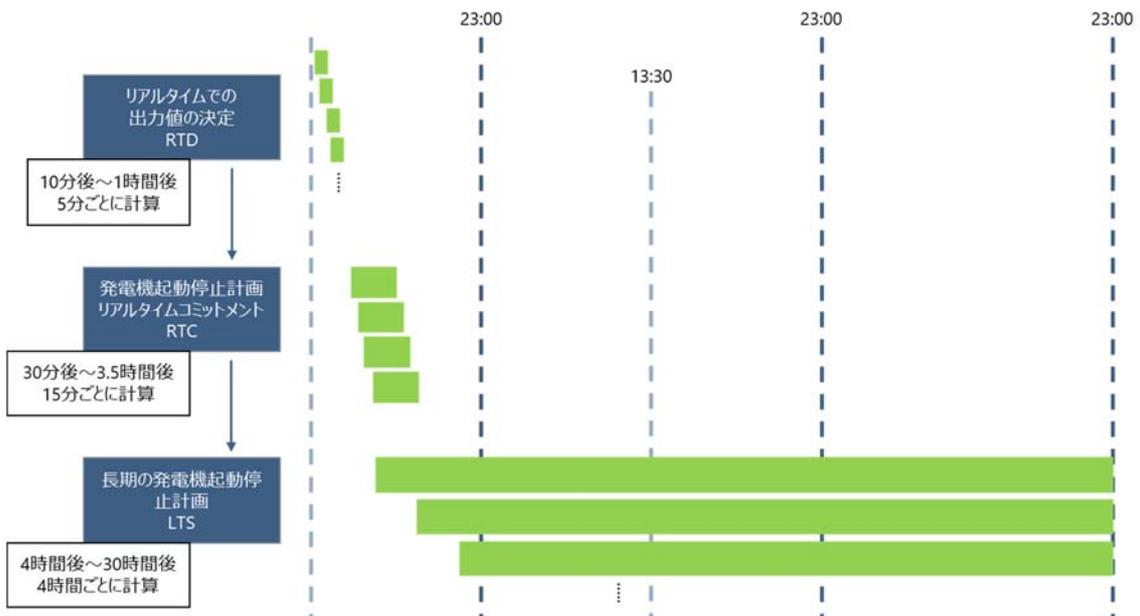


図 2.27 各発電機の発電計画作成・出力指令値決定のタイムラインと計算周期

出所) Eirgrid, Soni, “Balancing Market Principle Statement Ver.2.0”を基に三菱総研作成

balancing 市場のゲートクローズである 1 時間前の段階では、発電機の起動停止計画は決定しており、その後はその起動状況に合わせた各発電機の出力値が決定され、その値がディスパッチ指令として TSO から各発電機に送信される。

混雑管理のために発電機の起動停止状況を変更する必要がある場合には、その発電機の実績 (起動時間等) を考慮した上でディスパッチされる。balancing 市場のゲートクローズ後もユニットの実績に応じてリアルタイムで出力値指令が出される。

イ) 容量市場

I-SEM への移行で、容量市場も創設された。容量市場への参加は balancing 市場への参

加と同様に、10MW以上の電源が参加しなければならない。

容量市場で募集となる容量は系統全体の必要容量と、系統制約の存在するローカルな地域における必要容量の二つが加味される。ローカルな地域での必要容量の例を図 2.28 に示す。黒線は送電線を示しており、水色の網掛け内若しくは橙色の網掛け内での必要容量が考慮されることとなっている。

また、発電機側が入札する容量も設備容量での入札ではなく、停電や温度による出力低下などによって利用可能ではない場合が存在する。そのため、そういった要因を加味した低減された容量（derated capacity）での入札が行われなければならない。⁶⁸

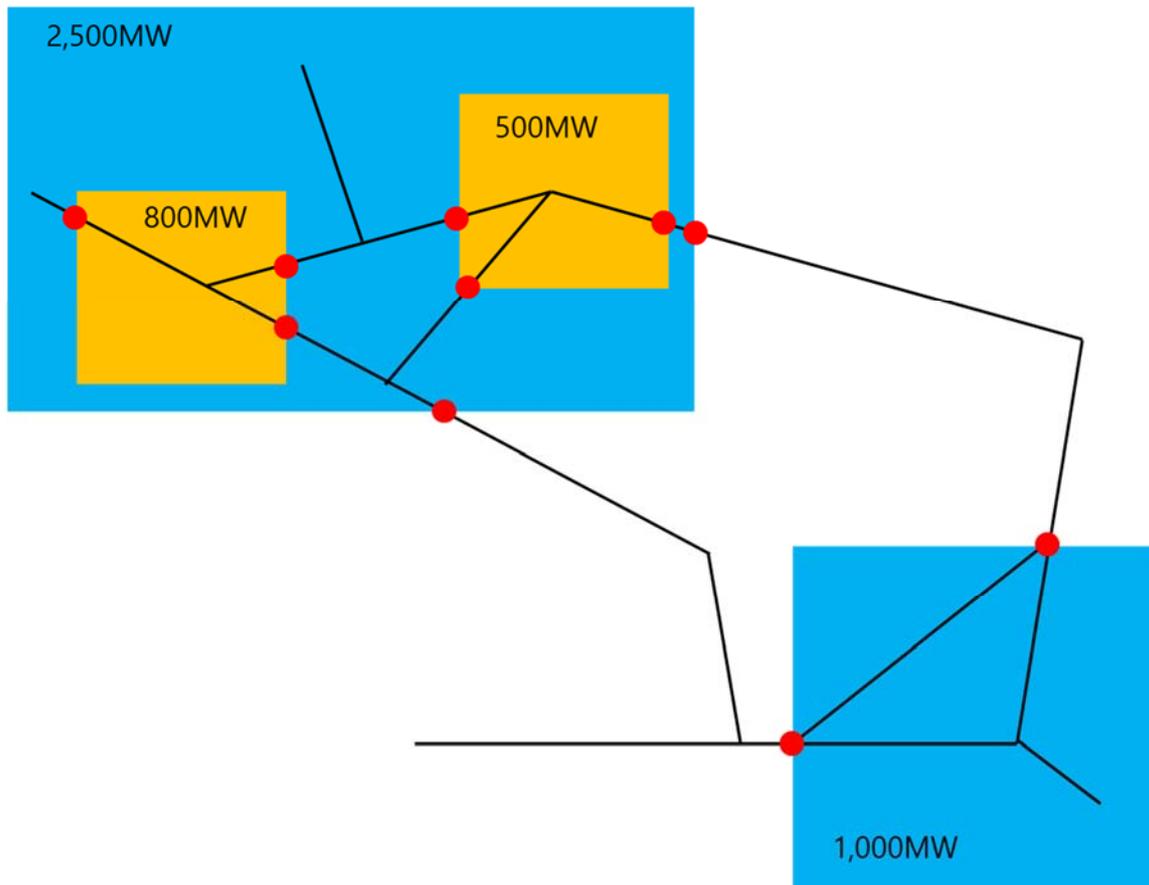


図 2.28 容量市場における系統制約箇所の募集容量の例

出所) SEMO, “I-SEM Training module, Market overview chapter4 Markets” を基に三菱総研作成

(2) 混雑系統における接続検討・情報公開

1) 風力・太陽光の現状接続量

アイルランドの電力系統に接続されている風力、太陽光発電は 2017 年末で下表の通りで、全発電設備容量のおよそ 30%となっている

⁶⁸ SEMO, “I-SEM Training module, Market overview chapter4 Markets”

表 2.29 アイルランドの風力・太陽光の接続量（2017 年末）

電源種	接続容量	
	TSO 接続	DSO 接続
風力	1,491.5MW	1,822.1MW
太陽光	0MW	0.05MW

出所) Eirgrid ウェブページ, ESB Networks ウェブページ⁶⁹より三菱総研作成

2) 系統混雑発生時の接続受付方法

アイルランドでは着実な再エネ導入を推し進めるため接続の受付方法の変更を行ってきた。本節ではこれまでの接続受付方法を概説する。

a. ノンファームアクセス⁷⁰（CER/01/111）

ノンファームアクセスは系統増強工事（Deep reinforcement work）の完了前に既存系統への接続工事（Shallow works）が完了していれば、発電機の系統への接続を認めるもので、規制機関である CER（Commission for Energy Regulation）⁷¹の決定によって定められた。ノンファームとして系統に接続した電源（以後、ノンファーム電源）は、TSO による出力の変更の際、補償を受けることが出来ない。ノンファームアクセスは系統増強を前提とした暫定的な制度であり、系統増強が完了することでファームアクセスを持つ電源（以後ファーム電源）となり、ファーム電源となることで TSO による出力を変更させられた場合に補償を受け取ることが出来る。

CER/01/111 Firm and Non Firm Access to the Transmission System

A Decision by the Commission for Electricity Regulation

non-firm financial access

発電事業者が新しい電源ユニットを送電系統に接続する際、そのユニットに提供されるファームおよびノンファームアクセスの容量は接続契約(Connection Agreement) に明記される。最初に接続契約により許可されたファームアクセスの容量は、シャロー接続容量 Shallow Connection Capacity (SCC)⁷² である。その後このユニットは、このレベル(SCC) から接続契約に示す接続容量 Maximum Export capacity (MEC) までのノンファームアクセスを取得する。この接続契約には、SCC の値が変更されるタイミングやユニットが MEC 全量に関してファームアクセスを受けるタイミングについても記載される。接続契約に記される MEC を超える出力に関しては、発電ユ

⁶⁹ <http://www.eirgridgroup.com/customer-and-industry/general-customer-information/connected-and-contracted-generators/>

<https://www.esbnetworks.ie/new-connections/generator-connections/generator-connection-statistics>

⁷⁰ 日本で定義されているノンファームアクセスと異なる。

⁷¹ 現在では CRU（Commission for Regulator of Utilities）と改称している。

⁷² このあと説明する FAQ と同義で、空容量に相当。

ニットは送電システムにアクセスする権利を有さない(ただし、追加のノンファームアクセスに関し TSO⁷³と合意した場合は除く)。

アイルランドでいうファーム アクセスは物理的な送電権を保証したものではなく、金融的な保証を意味する。

CER/01/111 Firm and Non Firm Access to the Transmission System
A Decision by the Commission for Electricity Regulation

ファームおよびノンファームという用語は、送電システムに与えられる物理的アクセスの特定のレベルや確実性を暗示するものではなく、発電事業者のユニットに与えられる送電システムへの技術的アクセス権がフルアクセス(full technical access)でない場合に、発電事業者に与えられる金融的な補償の種類とレベルを意味するものである。

接続申請の際に発電事業者が接続容量 MEC (Maximum Export Capacity) をリクエストし、その MEC に対して TSO が接続検討の際にどれだけの空容量があるのかを計算する。空容量があれば、その空容量が出力抑制時に補償を受けることができるファームアクセス容量 FAQ (Firm Access Quantity) として発電機に割り当てられ、ファーム電源として接続することが出来る。仮に空容量が MEC を下回っている場合には一部ファーム電源として、全くない場合にはノンファーム電源として接続することとなる。ノンファーム電源、一部ファーム電源は、系統増強の進展とともに MEC と等しい FAQ が与えられ、ファーム電源となる。この MEC と FAQ の概念を図 2.29 に示す。

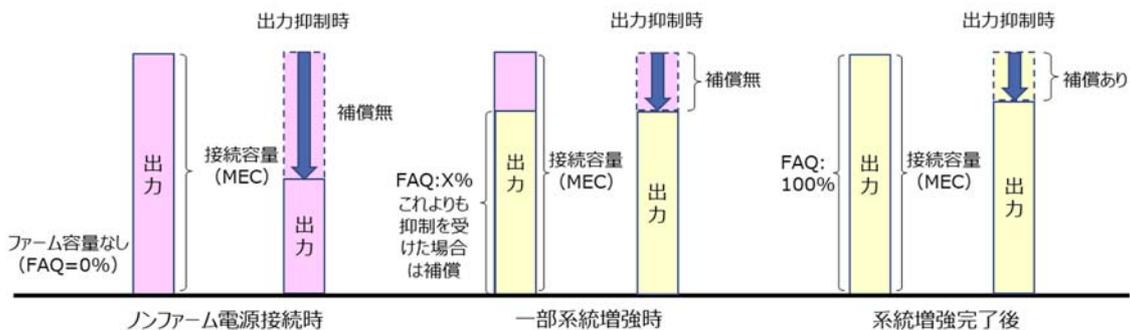


図 2.29 MEC と FAQ と系統増強の関係

出所) 三菱総研作成

この FAQ を超える部分に対する抑制については、発電事業者は逸失した発電機会に対する補償を受け取ることが出来ない。

なお、ノンファームアクセスは再エネ電源に限った適用ではなく、全電源を対象としたルールである。この規制機関による決定の後の 2012 年には、2.1.3(3)2a で後述する優先給電の抑制順に関するルール等の策定により運用面での細かなルール変更が行われている。

⁷³ 一方、合意が得られない場合は規制委員会への上訴の権利を認めている。

b. GPA (Group Processing Approach) プロセス (CER/04/381, CER/06/112, CER/08/260)

アイルランドでは、2003 年まで再エネの連系希望者に対しては接続申請を順番に処理していく方式で各系統運用者 (TSO、DSO) が適宜接続検討を行い、電源接続を行ってきた。しかしながら効率的な設備形成の面と、TSO・DSO への負担軽減や電源の系統への早期接続を目的として、2004 年に CER が GPA プロセスによる系統接続を行う決定を下した。

GPA プロセスは、接続申請をある期間で区切り、その期間内に受理された接続申請に対して、系統運用者が一括で接続検討を行うものである。まとめて接続検討を行う単位を Gate と呼び、この Gate 内では、接続申請を地理的な位置関係からいくつかのグループに分けて接続検討を行うことで、系統運用者は効率的な設備形成を行うことが出来る。GPA プロセスでは、送電系統に接続するものも、配電系統に接続するものも全て一括して接続検討が行われる。⁷⁴ これまでに計 3 回の Gate が実施されてきた。

各 Gate でのオファー容量と電源種、接続オファーの発行時期について下表に示す。

表 2.30 GPA プロセスの概要 (送電・配電の合計)

Gate	接続オファー発行年	オファー容量	対象電源種
Gate1	2005	373MW	風力
Gate2	2006-2008	約 1,300MW	風力
Gate3	2009-2011	約 3,900MW	風力・従来電源

出所) ESB Networks, “Solar Connections on the Irish Distribution System”を基に三菱総研作成

アイルランド政府主導で 2008 年に行われた”All Island Grid Study”⁷⁵では、2020 年の再エネ目標を達成するために、再エネ (風力) の容量と場所の特定を行った⁷⁶。その結果に基づき、Gate3 は 2020 年の再エネ目標を達成すべく大規模な容量の募集が行われており、2018 年現在もこの時の接続申請した電源を接続しているという状況となっている。

TSO である Eirgrid は“All Island Grid Study”の結果に基づき、Grid25 と呼ばれる系統増強計画の策定を行っている。Gate3 の電源はこの系統増強計画に基づき FAQ が割り当てられ電源の接続が行われている。この FAQ の割り当ては ITC (Incremental Transmission Capacity) プログラムというものをを用いて計算されている。1 年ごとの系統増強計画を反映しながら、各発電機がおおよそいつ頃に FAQ を得ることが出来るかを計算するものとなっており、その時期は TSO のウェブサイトで公開された。⁷⁷ また、複数の再エネ接続推移のシナリオに基づいた、地理的な各グループの出力抑制の見通しに関するレポートを TSO が発行していた。そのため、事業者としてはノンファーム電源としていつから接続すべきなのかについて一定程度の予見性を確保することが可能となっている。また、系統増強計画の進捗状況については四半期ごとに公開されることとなっており、自身の関連する系統増強の進捗についても把握することが可能である。

一方で、Gate が締め切られた後は、接続申請を提出したとしても、接続検討を受け付けて

⁷⁴ CER, “Direction on Resuming Connection Offers to Wind Generators, 2004”

⁷⁵ [https://www.ecofys.com/files/files/dsm_aigs_final_vs1031march09\[1\].pdf](https://www.ecofys.com/files/files/dsm_aigs_final_vs1031march09[1].pdf)

⁷⁶ Paul Smith, Simon Grimes, and Tony Hearne, (2010) “Ireland’s Approach for the Connection of Large Amounts of Renewable Generation”

⁷⁷ CER, “Criteria for Gate 3 Renewable Generator offers & Related Matters Direction to the system operator (CER/08/260)”

もらえず、接続申請が溜まっていくという課題がある。2015年にCERがGPAプロセスについてレビューした際には、Gate 3が2009年に締め切られた以降についても接続申請は提出され続けており、レビューを発行した2015年12月時点で、25400MWにも上る申請があるにも関わらず、接続検討を受け付けることが出来ず、発電事業者が新規に電源接続を行う手段がないことに言及している。⁷⁸そのため、2.1.3(2)2dで後述するECP-1の検討が行われることとなった。

c. Non-GPA プロセス (CER/09/099)

Non-GPA プロセスは、GPA プロセス外での小規模な再エネ電源の接続に対応したものである。GPA プロセスでは、再エネの中でも特に風力のみを対象としてきており、それ以外の電源を接続するための手段が存在しなかった。そのため、CERが2009年の決定において、新たにGPA プロセス外での電源接続を行うことが可能となった。このNon-GPAでの接続は小規模電源を対象としていることもあり、主に配電系統に接続されることが想定されたものである。

プロセスで接続の対象としている電源種は以下のとおりである。

- 500kW 未満の小規模風力発電
- 水力・波力・潮力発電
- 太陽光
- 地熱
- コージェネレーション
- バイオエネルギー
- 自家発・自家消費事業者（エネルギー生産を主目的としない電源）
- 新規技術による発電

Non-GPA プロセスでは、GPA プロセスと異なり、接続申請を受理した順に接続検討が行われる。具体的には発電事業者が提出する接続申請は、接続を希望する近傍の一次側110kV、二次側38kV/20kV/10kVの変電所ごとに接続申請を割り当てられ、その変電所単位で順番に接続検討が行われる方式となっている。⁷⁹2015年までの接続申請数を下表に示す。

⁷⁸ CER, “Review of Connection and Grid Access Policy: Initial Thinking & Proposed Transitional Arrangements (CER/15/284)”

⁷⁹ CER, “Treatment of Small, Renewable and Low Carbon Generators outside the Group Processing Approach Decision Paper (CER/09/099)”

表 2.31 Non-GPA プロセスの接続申請数推移

年	Non-GPA プロセスの接続申請受理数
2009	31
2010	25
2011	33
2012	27
2013	22
2014	32
2015	376 (約 1700MW) ⁸⁰

出所) ESB Networks, “Solar Connections on the Irish Distribution System”を基に三菱総研作成

元来 Non-GPA プロセスは大量の申請に対応したものではなかったため、2015 年に接続申請が急増したことによって、かなりの事業者が待機させられてしまう事態となり、課題として認識され 2.1.3(2)2)d で説明する ECP-1 (Enduring Connection Policy) プロセスの検討が行われることとなった。

d. ECP-1 (Enduring Connection Policy) (CRU/18/058)

2.1.3(2)2)b で前述したように、GPA プロセスは一括して接続検討を行う反面、Gate がクローズしている間は接続検討がなされず、接続申請が溜まっていくという課題を持っていた。接続量に関しては早期の接続が行われ、爆発的に再エネの導入が進んでいるということではなく、2009～2011 年に出された接続オファーの電源が接続しているという状況にある。また、Non-GPA プロセスについても非常に多くの接続申請があったことで、待機させられてしまうという課題を持っていたことから、CRU は 2018 年に ECP-1 として系統接続ルールの変更を行うことを決定した。

ECP-1 は 500kW 以上の電源については GPA プロセスのように一括で接続検討を行い、500kW 未満の電源については、non-GPA プロセスのように順番に接続検討が行われる。本ルールでは、募集の電源種の区別は存在せず、全電源が公平に扱われるものとなっている。

2018 年には第一回の募集が行われた。ここでは、およそ 1,000MW の容量を募集することとしており、2018 年 5 月に募集が締め切られたところである。CRU の決定によれば、2020 年に次回の募集が開始されるものとしている。これまでの GPA プロセスでは、入札制ではなく接続申請をし、基準に合致している電源について接続オファーが出されていた。ECP-1 の第一回募集においても同様である。しかし今回の決定 (CRU/18/058) の中では、次回以降の募集では、事業者が募集容量をどのように割り当てるか様々な方法がある中で、入札等の価格ベースで容量を割り当てる可能性も示唆している⁸¹。

再エネ電源への支援策についても、現在欧州で進んでいる再エネ電源の入札制がアイル

⁸⁰ 急増した申請の大半を占める太陽光発電へは元来支援策が存在していなかったが、2015 年の白書 (Ireland’s Transition to a Low Carbon Energy Future) で 2016 年以降に支援策が利用可能となるとの記載によるものと想定される。

⁸¹ CRU, “Enduring Connection Policy Stage 1 (ECP-1) Decision paper”

ランド政府によって行われることが決定されており、2019 年から開始される予定となっており⁸²、系統接続・再エネ支援策で競争原理の導入が進められつつあるといえる。

3) 想定潮流の考え方

a. 送電系統

GPA プロセスでの接続検討において各電源に FAQ を割り当てる際の計算は ITC プログラムで計算が行われる。最終的に新規電源は接続容量 MEC 全量に対して FAQ が割り当てられるため、新規電源の想定潮流としてはフル出力の取り扱いとなる。その際の需要は夏季のピークロードと最低需要、冬季のピークロードの3つの断面で、その他の電源稼働はいくつかのディスパッチシナリオを想定した上で想定潮流を計算し、過負荷が起こるかどうかの判断を行う。過負荷が起こらない場合には接続申請が受理された日付順に FAQ が割り当てられる。1年ごとの系統増強計画を反映させ、繰り返し計算を行い、最終的に全ての電源に FAQ が割り当てられることとなる。⁸³この際の過負荷が起こるかどうかの判断は、N-1 基準に則ったものとなっている。⁸⁴

b. 配電系統

配電系統（38kV 以下）に接続される電源は、配電系統での混雑が起こらないように接続されている。接続検討においては、電源は MEC フル出力を想定する。需要については、最小需要を用いる。この需要の値は昨年の実績値を用いており、毎年更新している。

配電系統では過負荷を許容していないため、設備容量 100%を超えた場合には系統増強が必要と判断し常に 100%未満となるようにしている。アイルランドの配電系統の基本的な構成は 1 回線によるオープンループ方式である。オープンループ方式は図 2.30 のように複数の負荷に対してループ系統を構成しつつ、常時は一端を開放しておき、事故時には事故箇所を開放し、開放していた一端の遮断器を投入することで供給を行う方式である。その小さなループ系統の中で N-1 基準を満たすように設備増強を行っている。⁸⁵

⁸² Department of Communications, Climate Action & Environment, 2018 年 11 月 8 日閲覧,
<https://www.dccae.gov.ie/en-ie/energy/topics/Renewable-Energy/electricity/renewable-electricity-supports/ress/Pages/default.aspx>

⁸³ Eirgrid, “Gate 3 Frequently Asked Questions”, sec.2. Firm Access Quantities

⁸⁴ CER, “Criteria for Gate 3 Renewable Generator Offers & Related Matters (CER/08/260)”

⁸⁵ ESB Networks ヒアリングおよび ESB Networks, “The Distribution System Security and Planning Standards”

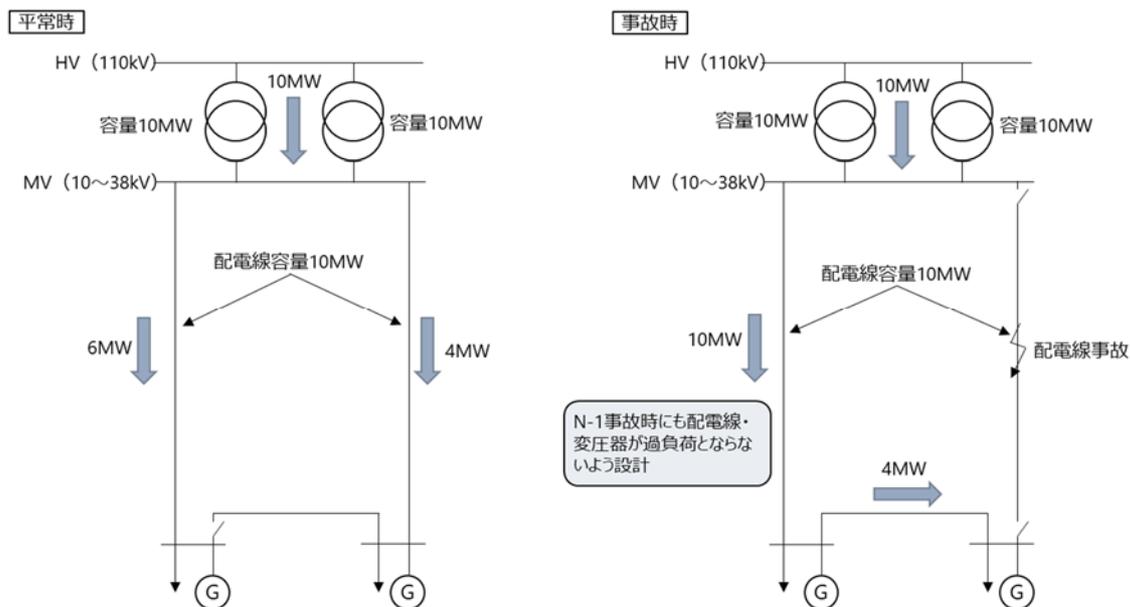


図 2.30 アイランドの基本的な配電システムの構成と設備設計

出所) 三菱総研作成

4) 変圧器・送電線の運用容量の考え方

a. 送電系統

設備の運用容量は、Eirgrid で公開している“Operating Security Standards”では、架空線の緊急時容量は 30 分容量として平常時の熱容量の 110%、変圧器については 130%を緊急時容量としている。地中ケーブルについては国際規格である IEC 60853-2, -3 にて計算される容量を緊急時容量とした運用を行っている。⁸⁶ 緊急時容量は設定しているものの、系統運用を行う際のリアルタイム事故解析 (real time contingency analysis)⁸⁷では、100%以上を過負荷とみなしており、平常時の運用については 100%での運用となっているものと想定される。

b. 配電系統

配電系統では前述したように、事故発生時においても過負荷が起こらないような設備形成を行っており過負荷容量は存在しない。

5) 接続検討における費用負担

送電系統に接続される電源については既存系統までの接続費用を負担するシャロー方式となっており、既存系統までの接続費用についても GPA プロセスでのグループ内の他の事

⁸⁶ Eirgrid “Transmission System Security and Planning Standards”

⁸⁷ Eirgrid, “Priority Dispatch in Real Time Operation”

業者とコスト分担を行うこととなっている。既存の送電系統の増強分については託送費用を通じて、一般需要家から回収される。アイルランドでは発電事業者にも系統使用料(TUoS: Transmission Use of System)として課金があるため、発電事業者からも回収している形となっている。

配電系統に接続される電源については、既存系統までの接続費用に加えて既存の配電系統の増強費用も事業者が負担する、ディープ方式となっている。配電系統への接続費用についても GPA プロセス内のサブグループ⁸⁸内の他の事業者とともにコスト分担を行うこととなっている。以下に発電機の支払うコストの原則⁸⁹と、接続イメージを示す。

送電系統に接続する電源の費用： $P_T \times X \times (Z/W)$
配電系統に接続する電源の費用： $\{P_T \times X \times (Z/W)\} + \{P_D \times Y \times (Z/V)\}$
X：既存の送電系統に接続するためのコスト
Y：配電系統の接続コストの総和
Z：接続する電源の容量
V：配電系統に接続する Sub group の電源の容量の総和
P_T ：送電系統の変動要素 (Transmission Probability Factor)
P_D ：配電系統の変動要素 (Distribution Probability Factor)

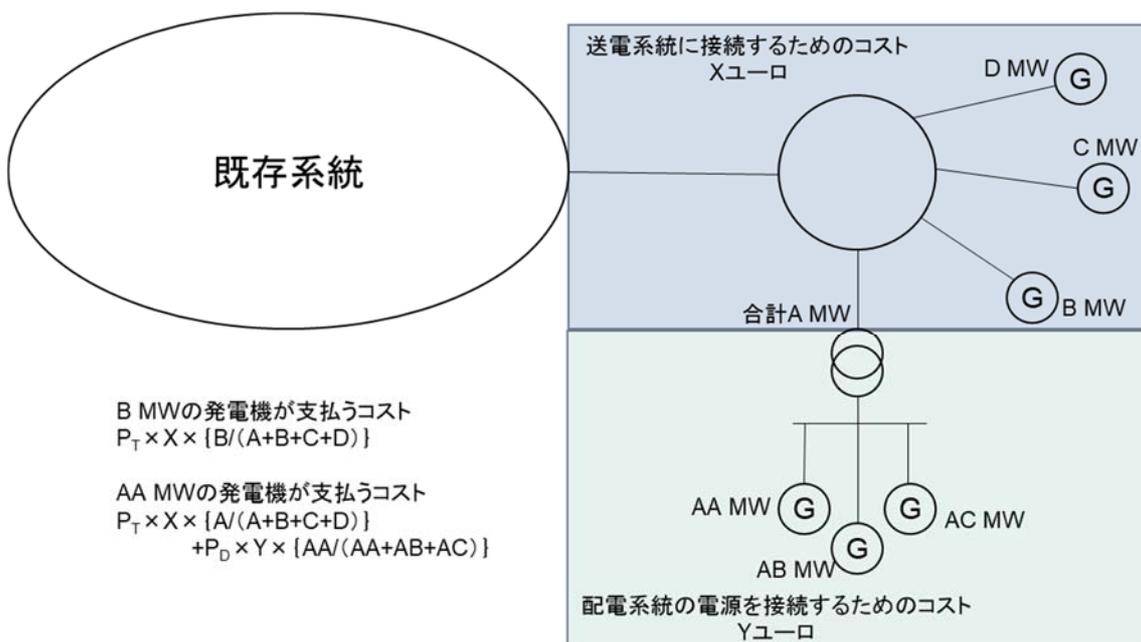


図 2.31 GPA プロセスでの接続時のコスト分担の例

出所) 三菱総研作成

Non-GPA プロセスの場合も同様に仕組みが取られ、配電系統に接続する場合には系統増強費用まで発電事業者が負担する。その後、後続の発電事業者がその増強した設備を利用す

⁸⁸ Group 内の配電系統に接続される電源をさらに地理的にグループ化したもの

⁸⁹ CER, “Group Processing Approach for Renewable Generator Connection Applications Connection and Pricing Rules (CER/05/049)”

る場合には、後続の事業者から系統増強費用を回収し、最初に系統増強費用を負担した事業者に払い戻しが行われる。⁹⁰

6) 送配電事業者のデータ公表・開示状況

2.1.3(2)2b で前述したように、接続オファーの発行時に各電源についていつ系統増強が完了する見込みで FAQ を取得でき、ファーム電源となるかが公開されている。Gate3 の電源については、FAQ の提供までの期間が長期となり、接続オファーを受諾しなかった電源もいたことから、2013 年にも ITC プログラムによる FAQ の取得見込みの検討結果が公開されている。⁹¹ また、今後どの程度の出力抑制を受けるのかに関するレポートも事業者には示されたようである。⁹² また、接続オファー時にはノンファーム電源として早期に系統に接続するかを選択出来るため、系統混雑が起りやすい地域については事業者側で系統増強を待ってファーム電源として接続することも可能である。⁹³

TSO からは毎年の出力抑制のレポート “Annual Renewable constraint and Curtailment Report” が公開されており、地域ごとの風力発電の抑制率についても公開がされている。また四半期ごとに系統増強工事の進捗状況が公開されている。

アイルランドにおけるノンファーム電源は系統増強完了までの暫定的な早期接続であり、どの程度の期間ノンファーム電源として稼働するかや、その際の抑制率についても TSO からの情報提供があったため、一定程度の予見性を確保することが可能であったと想定される。

(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール

1) 混雑管理ルールの導入背景

アイルランドにおける混雑管理ルールの導入経緯を図 2.32 に示す。アイルランドでは風力発電を重要なエネルギー源と位置づけ、積極的な推進を行ってきた。それと同時に、TSO の行う発電計画と出力値の決定のプロセスの中で風力発電をどのように扱うかについてルールが定められてきた。

なお、アイルランドでは、再エネの出力抑制に関して下記の二種類の用語を用いている。

- カーテイルメント (Curtailment) : 需給要因など電力系統全体に関する制約。従来電源の下げ代不足や、需要に対する電源稼働の非同期発電機比率である SNSP (System Non-Synchronous Penetration) の上限値超過や、系統の慣性力に関する指標である周波数変動率 RoCoF (Rate of Change of Frequency) の上限値超過が該当する
- コンストレイント (Constraint) : ローカルな系統に関する制約。送電線の過負荷や電

⁹⁰ Ivan Codd, ESB Networks, “Renewable Generation - REFIT and Grid Connection”

⁹¹ <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/ResultsfromEirGridFAQAnalysisforGate3publishedOctober2013.pdf>

⁹² Eirgrid, “Frequently asked questions section 1”

⁹³ Eirgrid, ESB Networks, “Connection Offer Policy and Process Paper (COPP)”

圧安定性などが該当する

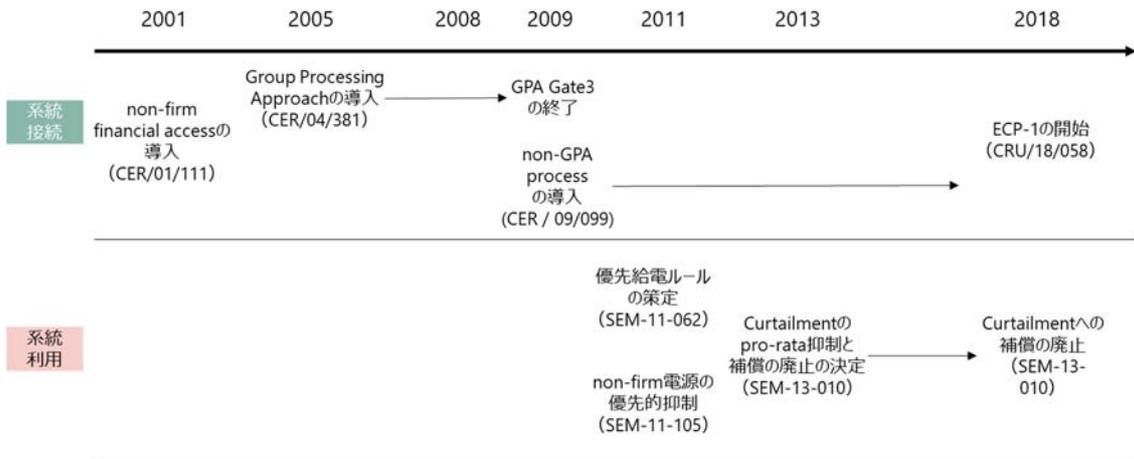


図 2.32 アイルランドの混雑管理ルールの導入経緯

出所) 三菱総研作成

2) 混雑管理ルールの詳細

a. 優先給電ルール (SEM-11-062)

2011年に、優先給電ルールの策定が行われた。SEMC (Single Electricity Market Committee) によるこの決定では、TSOが発電コストを最小とするディスパッチ (Least Cost Principle) を行うことを前提とした上で、具体的な優先給電の電源種とその優先順位が定められた。下表に本決定で定められた優先給電ルールの抑制順を示す。上位から順に抑制されることとなっている。

表 2.32 優先給電ルールで定められた抑制順

カテゴリ		電源種	
1	a	従来電源の再給電	
	b	ゲートクローズ後の連系線のカウンタートレード	
2	a	Peat (泥炭)	
	b	ハイブリッド発電	
	c	高効率コージェネレーション/バイオマス/水力	
	d	i	制御可能であったが、現在利用出来ないもの
		ii	制御可能な風力
		iii	制御可能な要件をまだ満たしていない風力
	e	連系線の再給電	
f	保安上洪水の恐れのある水力		

出所) SEMC, “SEM-11-062, “Principles of Dispatch and the Design of the Market Schedule in the Trading and Settlement Code”より三菱総研作成

1の従来電源の再給電については、コストの情報があるため発電コストを最小とするという原則に基づいて出力抑制・若しくは出力増を行う。一方で、限界費用のかからない風力のような電源については、抑制対象の発電機が複数存在する場合どの順番で抑制すべきか TSO が決定する際の指標が存在しない。このような状況を **Tie-break situation** と呼び、2.1.3(3)2b で説明するルールにて、TSO はどのような順番で抑制するかが定められた。本決定は2009年7月に出されたコンサルテーションペーパー (SEM-09-073) で優先順位に関する議論がなされ、事業者からのレスポンスペーパーを受けた後、最終的に2011年8月の決定文書によって定められたものである。

I-SEMに移行後も、同様の優先給電ルールが用いられているが、ルール策定時には想定されていなかった太陽光発電や波力発電も加味された形となっている。これら太陽光発電、波力発電は風力発電と同じ2-dに該当するが、制御性に関する順位付けの記載は存在していない。I-SEM移行後において、TSOの発電機の発電計画と出力値を決定するSCUC、SCEDでは、優先給電となるカテゴリ2の電源は、優先性を持つようにマイナス価格を持ったユニットとして処理される。カテゴリ内での優先性が高いほど絶対値の大きなマイナス価格が付けられ、出力抑制の必要性がある場合にはより抑制が行われにくくなる。⁹⁴

b. Tie-break situation における風力発電の抑制に関するルール (SEM-11-105)

SEM-11-062ではTie-break situationにおいて、TSOがどのように抑制する電源を決定するかについての問題が提起されており、本決定はその際の考え方を決定したものである。具体的には、風力発電以外の優先給電ルールが適用される電源 (表2.32のカテゴリ2に相当) では、コンストレイントの場合もカーテイルメントの場合についても各カテゴリ内 (風力を除くa~f) においてはプロラタ (容量比比例配分) で抑制を行うこととなった。

風力については他の電源種と比べ多くのユニット数が存在していることから、Tie-break situationにおいてTSOがどのように抑制順を決定すべきかの判断が出来ない。コンストレイントについては、ローカルな問題であり、かつノンファームでの接続は系統増強完了前の一時的な接続方式であることから系統混雑を引き起こす要因となるものであるため、ある特定の風力発電機グループを制約グループ (Constraint Group) としてアイルランド島内で3つのグループ地理的に特定し、そのグループ内での出力抑制についてはノンファーム電源から順に抑制されることが決定された。具体的には表2.32の2-d-iiに該当する制御可能な風力のうち、ノンファーム電源、一部ファーム電源、完全なファーム電源の順で抑制が行われることとなった。2-d-iに該当する電源は数が少なく、また2-d-iiiの電源もグリッドコードに記載された条件を満たせば2-d-ii制御可能な風力へとカテゴリライズされることから、2-d-ii制御可能な風力のみ適用されることとなった。このTie-break situationにおける制約グループ内の風力発電の抑制順序を図2.33に示す。

⁹⁴ Eirgrid, Soni, “Balancing Market Principles Statement Ver.2”

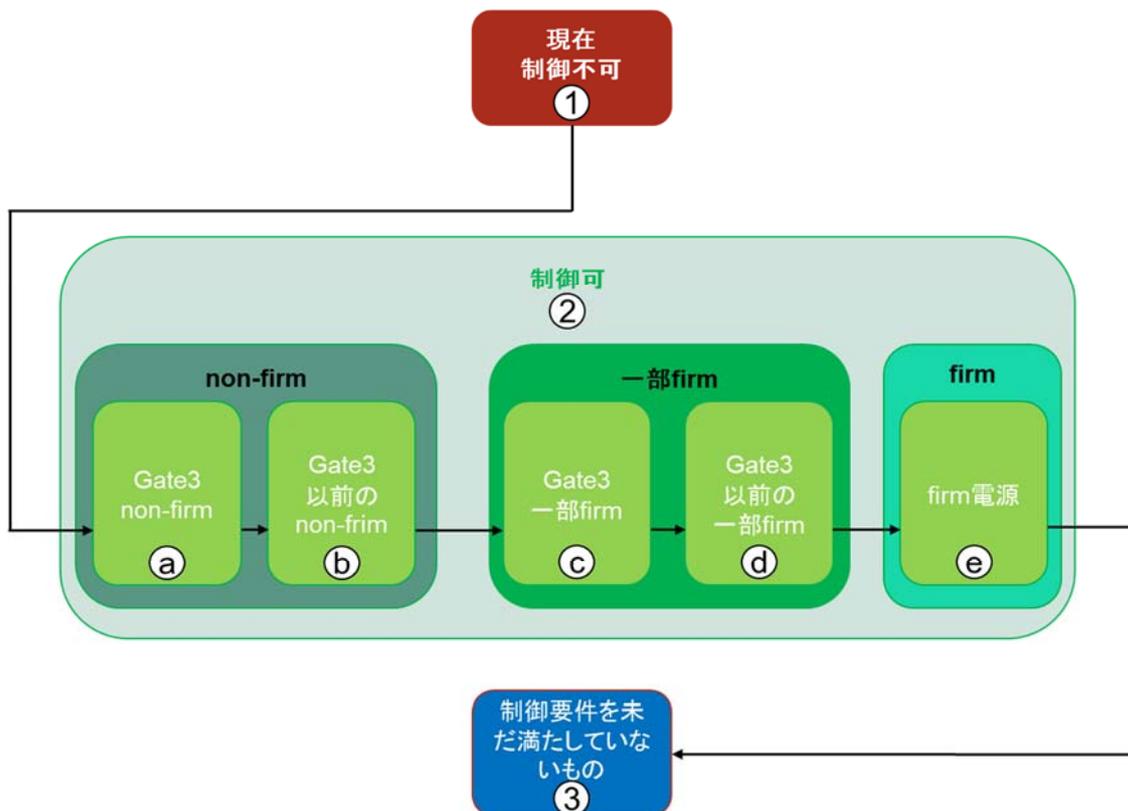


図 2.33 Tie-break situation における風力発電の抑制順序

出所) Eirgrid, Soni, “Proposed Constraint Groups arising from SEM-11-105”

カーテイルメントの抑制順については、コンストレイントのようにある特定の発電所によって起こるものではなく、全島の発電所によって生じる問題であることから、この決定の前に出されたコンサルテーションペーパーである SEM-11-063 においてファーム、ノンファームにかかわらず全ての風力をプロラタで抑制するという案が提案されていた。しかしながら、プロラタとすることによって、ファーム電源もノンファーム電源と同様に抑制されることとなり、ノンファーム電源から優先して抑制した場合に比べて、抑制に対する補償が多くなってしまふ。ノンファーム電源から先に抑制することによって、補償費である調整費用 DBC を節約することとなり、全島の顧客の負担を軽減することが出来ることや、既にファーム電源として接続オファーをもらっている電源や接続待機の早い順番の電源の予見性を高めることにも繋がることから、カーテイルメントについてもコンストレイントと同様の抑制順序を適用することが決定された。SEMC は 2020 年の再エネ目標の達成を非常に重要と考えており、再エネ電源を着実に増やすためのインセンティブを与えつつ、国民経済的な観点からも負担を低減出来る方策として、この決定を下した。

しかしながら、中長期的にはノンファームで後から接続する電源は抑制を受ける機会が増え過度な負担を強いられることから、2020 年の再エネ目標に到達することが分かった時点で、カーテイルメントの抑制順についてはレビューされることが述べられている。⁹⁵

⁹⁵ SEMO, “Treatment of Price Taking Generation in Tie Breaks in Dispatch in the Single Electricity Market and Associated Issues Decision Paper” (SEM-11-105)

c. カーテイルメントのプロラタ抑制と補償なしの決定 (SEM-13-010)

b.で述べたように、カーテイルメントの抑制順については見直しされる声明があらかじめ SEMC から出されていた。2012 年に出された提案 (SEM-12-090) で再び tie break situation におけるカーテイルメントの抑制の取り扱いが提案された。この提案ではこのトピックに関して以下の 5 つの基準が述べられている。

- 消費者と DBC へのインパクト
- アイルランドと北アイルランドの 2020 年の再エネ目標への促進
- 再エネ導入の効率
- 安定した投資環境
- コンストレイントとカーテイルメントの取り扱いの一貫性

SEM-12-090a における Eirgrid (アイルランドの TSO) の試算によると、2020 年断面のベースシナリオにおいて、カーテイルメントによる抑制をファーム/ノンファーム電源関わらず全風力発電に対しプロラタで行い、かつ補償をしない場合、およそ 1,300 万ユーロ (≒17 億円) の DBC を削減できるとしている。また、このシナリオにおけるプロラタ抑制の場合の抑制比率は約 4%であるのに対し、ノンファームの風力発電が優先的に抑制される場合の抑制比率は、ノンファームの導入量にもよるが最大で約 24%である。これらを踏まえ、SEM-13-010 では、アイルランドにおける出力抑制の主原因であるカーテイルメントによる補償費用を削減することで国民負担を低減することおよび、ノンファーム電源についてカーテイルメントの際にプロラタで抑制されることで、全体の抑制量が減ることとなり予見性が立てやすくなるということが意図されている。SEMC はプロラタでの抑制方式を採用することで、2020 年の再エネ目標に向けてノンファームの風力電源の接続が促進されるであろうとしている。

上記の基準と照らし合わせた上で、最終的にこの決定以降、tie-break situation における風力発電のカーテイルメントはファーム、ノンファームの区別なくプロラタで抑制されることが決定された。また、同時に 2018 年 1 月からはファーム電源についても DBC による補償がされないことも決定された。

d. 混雑管理ルール適用の詳細

優先給電 (SEM-11-062)、ノンファーム風力発電の優先抑制 (SEM-11-105)、カーテイルメントにおける風力のファーム/ノンファームのプロラタ抑制 (SEM-13-010)、および補償の有無をまとめると下表の通りとなる。上位から順に抑制されていくこととなる。

表 2.33 アイルランドにおける出力抑制と費用補償

カテゴリ	電源種			抑制順 (方式)		費用補償			
				Constraint	Curtailement	Constraint	Curtailement		
1	a	従来電源			最も経済的となるように抑制		firm : 補償あり (CODで清算)		
	b	ゲートクローズ後の連系線の カウンタートレード							
2	a	Peat (泥炭)			プロラタ抑制 (firm/non-firm区別無し)		non-firm : 補償無し (インバランス価格で清算)		
	b	ハイブリッド発電							
	c	高効率CHP/バイオマス/水力							
	d	太陽光/ 波力/ 風力	風力 のみ	i	制御可能だったが現在 利用出来ないもの	現在1unitのみ		-	
				ii	制御可能なもの	non-firmより 順に抑制	プロラタ抑制	firmあり/ non-firm無し	firm/non-firmい ずれも無し
				iii	制御可の要件をまだ満 たしていないもの				
e	連系線の再給電			-		-			
f	保安上危険のある水力			-		-			

出所) 各種資料より三菱総研作成

太陽光発電、波力発電については、当初ルールである SEM-11-062 において優先給電順が規定されていなかった。SEMO がその二つの種類の電源についての取り扱いをアイルランドの TSO である Eirgrid と北アイルランドの TSO である Soni に通達した。⁹⁶これは、アイルランドでは風力発電の開発を推し進めてきた経緯から考慮されていなかったが、近年太陽光発電の接続申請が増加していることが背景にあると考えられる。

3) 導入後における再エネ接続量の推移

アイルランドの再生可能エネルギーはほとんどを風力が占めている。風力発電設備の導入推移を図 2.34 図 2.34 に示す。

⁹⁶ Eirgrid, Soni, “Balancing Market Principle Statement Ver.2”

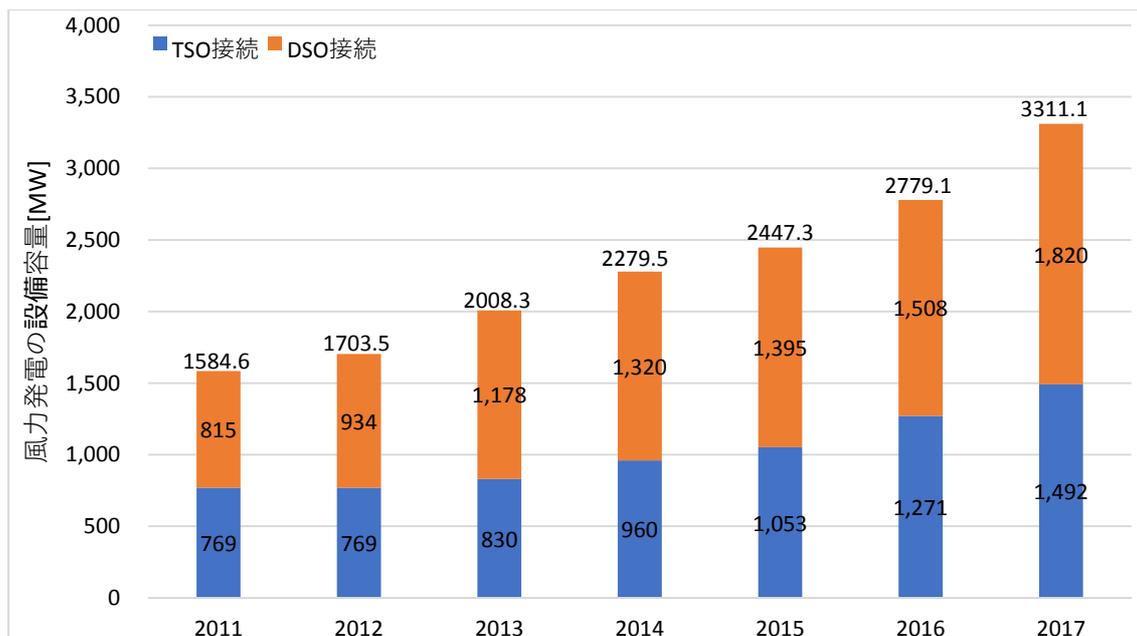


図 2.34 風力発電の設備容量の推移（2011年～2017年）

出所) Eirgrid, “Wind Installed Capacities 1990-to date”を基に三菱総研作成

4) 出力抑制量、補償額の推移

アイルランドの風力発電の出力抑制の状況を図 2.35 に示す。

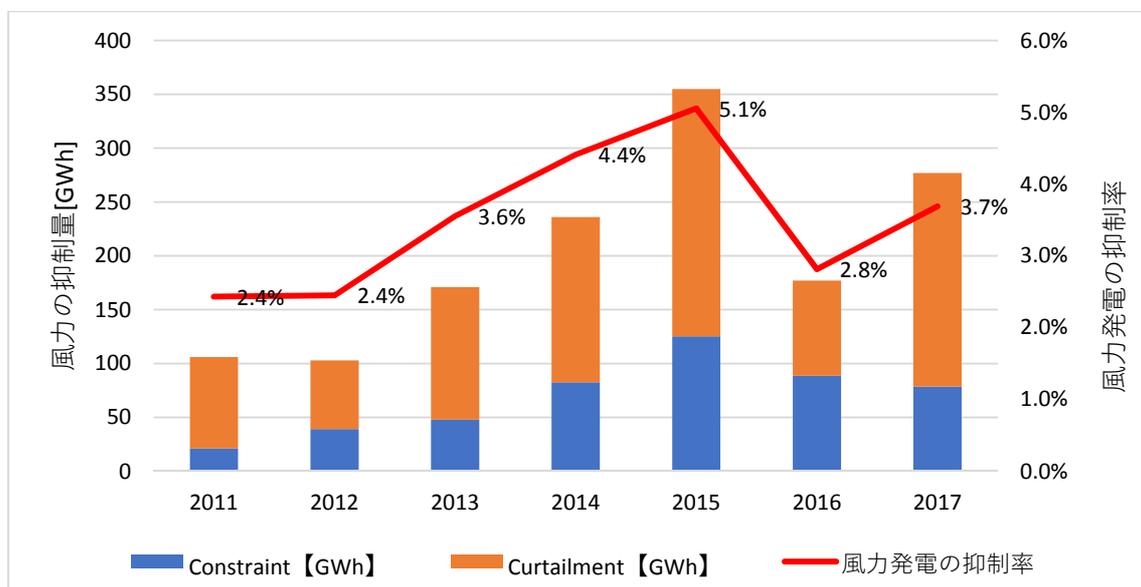


図 2.35 アイルランドの出力抑制の状況⁹⁷と風力の導入量

出所) Eirgrid, “Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report”を基に三菱総研作成

2015年までは右肩上がりでの抑制量も増えているが、2016年には抑制量が小さくなっている

⁹⁷ 抑制率 = 抑制量 / (発電量 + 抑制量)。2015年以前の curtailment と constraint 割合については推定値

る。風力発電の抑制の状況は風況やその時の需要の状況に左右されることが原因として挙げられる。また、2011年と比較して2017年にはおよそ2倍の設備容量となっている。一方で出力抑制は年によるばらつきがあるものの、およそ2倍の水準に達しない程度である。これは、ノンファーム電源として稼働が可能ではあるものの、系統増強計画に則った形で接続が行われており、Gate3の電源が一斉に接続されているわけではなく、ファーム電源になるのを待って接続していることが想定される。

また、出力抑制に伴う補償費用の推移を図 2.36 に示す。出力抑制量と比べると、増加傾向はみられない。コンストレイントについては、ノンファーム電源がファーム電源よりも先に抑制されることで補償費用が抑えられていたということが原因として挙げられる。

ただし、この費用は混雑管理の費用のみならず、従来電源の発電事業者が提出した発電スケジュールと TSO による実際のディスパッチ指令との差分に対する補償費用やカーテイルメントへの補償も含まれていることに留意する必要がある。

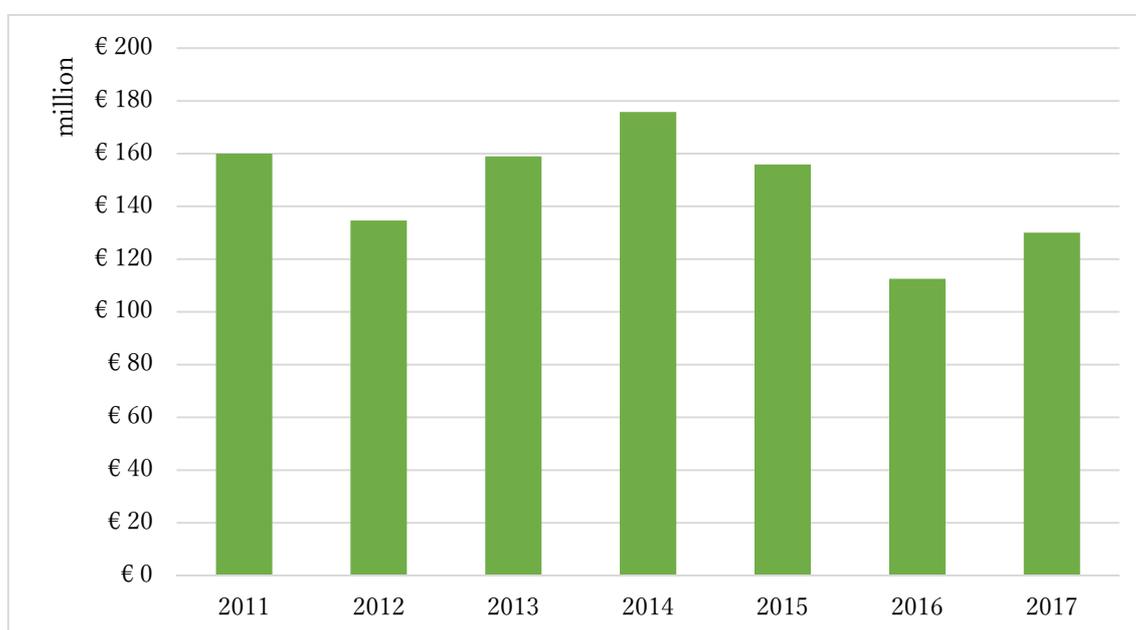


図 2.36 Constraints Payment の推移

出所) SEMO, Dynamic Reports Annual Market Value を基に三菱総研作成

5) 系統混雑している送電線増強遅延による経済損失額増加の見通し

送電線増強の進捗状況の公開データでは、予定されていた年度より遅れている計画が見られる。⁹⁸ しかしながら、ノンファーム電源への補償費用が無い他、制約グループに指定されている地域については、風力発電はノンファーム電源から抑制が行われるため、図 2.36 に示すように経済損失額が大きく増加している傾向は見られない。

⁹⁸ Eirgrid, “Q3 2018 Associated Transmission Reinforcement (ATR) Status Update - Published 2nd November 2018”

6) ノンファーム型接続の取引実態と課題

ノンファーム アクセスは系統増強前の早期接続が可能であるが、出力抑制を受けた場合には補償がなされない。2.1.3(2)6)で前述したように発電事業者は系統運用者からの接続オファーを受ける際に FAQ の提示を受けるため、いつ頃に FAQ を取得することが出来るかを把握でき、そのオファーを受諾するかどうかを選択出来る。その上でいつ系統に接続するかを含めて系統運用者と接続契約を交わす。アイルランドのノンファームアクセスは系統増強完了までの一時的な期間となるため、運転開始時期の決定を含めて一定程度の予見性を確保することが可能である。また、Gate3 の電源に関しては今後どの程度の出力抑制を受けるのかに関するレポートが発行されると同時に出力抑制を受けた実績については四半期ごとに公開され、1 年間の結果としてまとめたレポートが TSO から公開されることも、発電事業者の予見性確保のためのデータとなっている。

実際に 2013 年に Eirgrid から公開されている FAQ の取得時期見込み⁹⁹と、現在既に接続されている電源のデータ¹⁰⁰を見比べると、FAQ 取得までの期間ノンファーム電源として稼働開始している電源は平均でおよそ 3 年程度となっている。

7) 作業停電計画策定時の混雑管理

作業停止時には平常時よりも出力抑制を多く受けることとなるが、混雑管理について平常時と混雑解消のプロセスに違いはない。制約グループに属していない場合には、優先給電ルール (SEM-11-062) にのっとった上でファーム/ノンファームに関わらず出力抑制を受ける。¹⁰¹制約グループに属している地域では、SEM-11-105 でのルールが適用され、ノンファーム電源より抑制を受ける。

(4) 費用負担の考え方

2018 年 9 月までの SEM では、小売事業者から徴収される不完全料金を原資として、DBC を支払っていた。この DBC は系統混雑にかかる費用のみならず、卸売市場での発電機スケジューリングと TSO による実際の発電機のディスパッチされた実績との差分に対する支払を指しており、系統混雑のみにかかる費用についての切り分けは行っていない。不完全料金と DBC の関係を図 2.37 に示す。

⁹⁹ <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/ResultsfromEirGridFAQAnalysisforGate3publishedOctober2013.pdf>

¹⁰⁰ <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/TSO-Connected-Renewable-Generation.pdf>
<https://esbnetworks.ie/new-connections/generator-connections/generator-connection-statistics>

¹⁰¹ SEM-11-105 では、作業停電によって出力抑制を受ける場合についての特筆事項は無い。

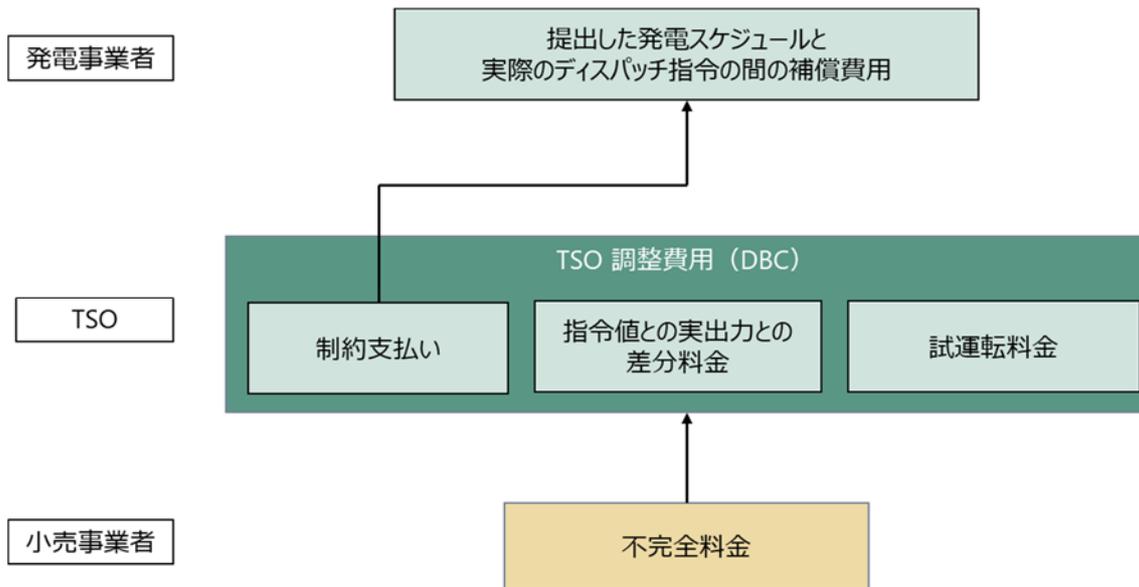


図 2.37 不完全料金と調整費用の関係

出所) Eirgrid, Soni, “Operations Seminar Managing Dispatch Balancing Costs”

DBC にはいくつかの構成要素があるが、その中の制約支払いが市場スケジュールとの乖離に関する支払を指す。として、前日の市場スケジュールとの TSO による実際のディスパッチの値との間の乖離について発電事業者へ支払いがなされることとなっていた。

I-SEM では、ディスパッチ可能な電源は TSO に提出する COD に応じた精算が行われる。風力発電については、COD を提出する必要が無い。代わりに限界費用としては 0 円という扱いを受けるため、ファーム電源であれば系統混雑による出力抑制を受けた場合については抑制された分も発電したものとして、利益を受け取ることが出来る。この抑制された発電量分については小売事業者から徴収される不完全料金によって支払いがなされる。

ただし、ノンファーム電源については、系統混雑が原因で TSO による出力の変更が行われた場合には、前日市場・当日市場でのスケジュールからの差分について、インバランスとみなされ、インバランス料金を支払う必要がある。風力発電は PN を提出しない代わりに常に TSO で送信している発電可用性 (Availability) と抑制された差分に対してインバランス料金を支払う。このため、ノンファーム電源については補償がないとみなすことが出来る。

1) 出力抑制による機会損失費用の考え方

a. SEM

ファーム電源は出力抑制を受けた場合には、SMP (System Marginal Price) の価格で市場へ提出したスケジュール分の得られるはずだった利益を補償されていた。風力発電に関しては FIT による支払が基本であると想定されるが、FIT 電源に対しても FIT 価格ではなく、SMP での補償がなされていた。¹⁰²

¹⁰² <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Gate3FAQsSection2-ConstraintsandCurtailmentSept.pdf>

ノンファーム電源については自身のFAQを上回る部分の抑制についての補償は受け取る事が出来なかった。

b. I-SEM

ファーム電源で、ディスパッチ可能な電源については、予め提出しているCODの価格によって精算が行われる。風力発電の場合はCODを提出する必要が無く、ファーム電源は限界費用が0のため、出力抑制を受けた場合でも実際の抑制された発電量に対して、前日・当日市場のポジションでの利益が確保されることとなる。

ノンファーム電源についてはFAQを上回る分については補償を受け取る権利を持っていないため、抑制を受けた場合は提出していた発電スケジュールと実際の出力指令値との差分についてインバランス料金で精算がされる。風力発電の場合、基本的には発電スケジュールを提出する必要は無い。その代わりに発電機側で計測される発電可用性(Availability)をTSO側でリアルタイムに受信しており、これを基にして実際に抑制を受けた出力とのインバランス料金の精算が行われる。

2) 託送費以外での回収方法の有無

アイルランドでは、ノンファーム電源については抑制時に補償を受けられないことから負担者と受益者がおおむね一致している。しかしながら、系統混雑発生時に、系統混雑以外の制約によって従来電源を稼働させなければならず、再エネのファーム電源を抑制し混雑解消する場合、その出力抑制の補償にかかる費用は前述したDBCで賄われており、これは小売事業者が支払っているため、最終的に一般需要家から回収されている。そのため、一部受益と負担が一致していないという状況となっている。その費用に関して発電事業者からの回収は無い。

3) N-1 電制

設備形成のルールとしてN-1電制を用いている事実は確認できなかった。

2.1.4 ドイツ

(1) 概要

1) 電気事業・TSO/DSO の関係

ドイツでは、380kV、220kV の送電システムを 4 社の TSO (Amprion, TransnetBW, TenneT, 50Hertz) が管轄し、110kV 以下は DSO が管轄している。800 社を超える DSO が存在しており、ある DSO の下に別の DSO がシステムを管轄する個所もある多層構造の事業体制となっている。この様子を図 2.38 に示す。

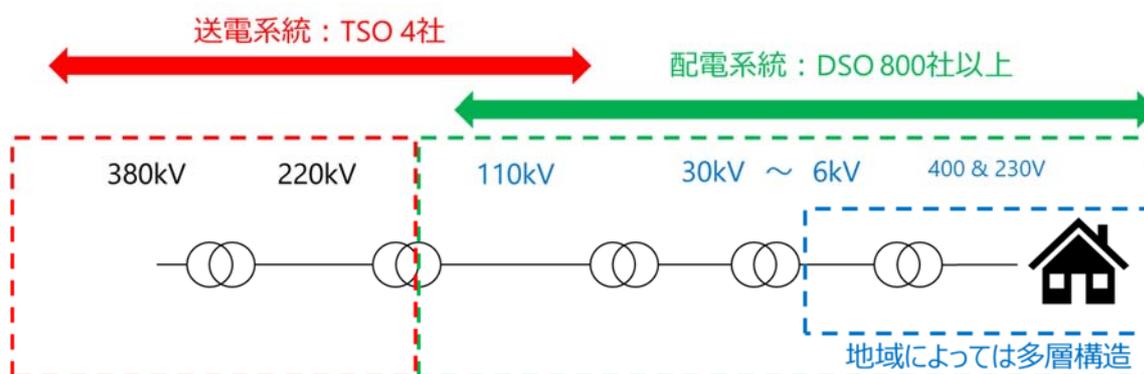


図 2.38 ドイツの電圧階級

出所) 三菱総研作成

2) エネルギー市場の制度設計と運営状況

ドイツの電力市場は欧州大での卸売市場の EPEX (the European Power EXchange) Spot、EPEX Intraday によって前日市場と当日市場が運営されている。balancing市場では、4つの各 TSO (Amprion, Transnet BW, TenneT, 50Hertz) による下記の各種リザーブ¹⁰³の調達が行われている。¹⁰⁴

- FCR (Frequency Containment Reserve : 周波数制御予備力)
- aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve : 自動周波数回復予備力)
- mFRR (manual Frequency Restoration Reserve : 手動周波数回復予備力)

balancingグループ (Balancing Group) の需給計画に基づいて全体の需給計画が策定される電力市場であり、各balancingグループにはbalancingの責任が課されている。図 2.39 にドイツの市場のタイムラインを示す。

¹⁰³ ドイツでは PCR・SCR・TCR という用語が使われているが、現在の欧州の分類名に倣った表記とした

¹⁰⁴ 経済産業省資源エネルギー庁 “平成 29 年度電力系統関連設備形成等調査事業 (日本における調整力確保の在り方に関する調査) 報告書”

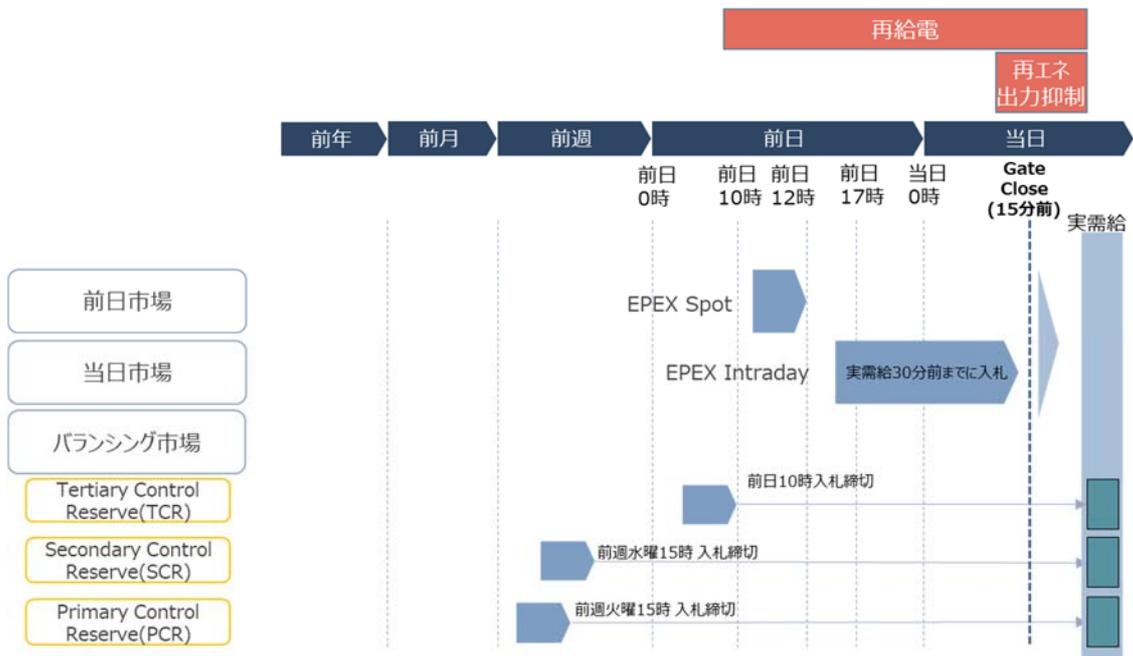


図 2.39 ドイツの電力市場のタイムラインと混雑管理

出所) 三菱総研作成

3) エネルギー市場制度と送電線利用ルール

balancing marketでは需給調整に関わる調整力のみが TSO によって確保される。balancing marketで調達された容量については必要な時に発揮出来るようにしておかねばならず、出来ない場合にはペナルティが課される。そのため、系統混雑を解消するためのリソースはbalancing marketとは別枠で用意される。

混雑を解消するための措置として、まずエネルギー事業法 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) § 13.1 に基づく TSO と従来型電源の発電事業者による相対契約が存在し、再給電の措置が取られる。基本的には再給電を行う発電事業者とは事前の契約が存在するが、存在しない場合にも EnWG § 13.1(a)に基づき、TSO の要望があった場合には発電事業者は再給電に応じなければならない。再給電指令は、発電機の特性に応じて、前日の朝断面から適宜出される。それでも解消が出来ない場合には、リアルタイムに近い断面から実需給までの間で EnWG § 13.2 に基づく再エネを含めた全電源への出力抑制（再生可能エネルギー法 EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) 2017 の規定により再エネのみ補償あり）によって解消が図られている。

(2) 混雑系統における接続検討・情報公開

1) 風力・太陽光の現状接続量

規制機関である連邦ネットワーク規制庁 (BNetzA : BundesNetzAgentur) で公開されている 2016 年末の風力・太陽光発電の接続量は下表の通りで、風力・太陽光の全設備容量に占

める割合はそれぞれおよそ 25%、21%となっており、全発電設備の半分近くを占める。

表 2.34 2016 年末の風力・太陽光発電の接続量

電源種	接続容量	
	TSO 接続	DSO 接続
風力	6.10 GW	43.68 GW
太陽光	0.01 GW	40.70 GW

出所) BNetzA ウェブサイト, “EEG in Zahlen 2016”¹⁰⁵

2) 系統混雑発生時の接続受付方法

EEG は 2000 年に制定され、その後何度かの改定を経て現在の EEG2017 が発布されている。EEG の中では優先接続ルールが導入されており、これは再生可能エネルギー源からの発電設備への優先的な接続を義務付けるものであると同時に、系統運用者が遅滞なく系統増強を行わなければならないことを規定している。

他の電源に優先して接続させるという基本的な系統接続ルールのスタンスとしては変わってはいないが、2014 年・2017 年の改正において、新しい再エネ発電には入札制が導入された。これは欧州委員会のガイドラインを受けたものであり、2014 年の改正で野立の太陽光発電 (750kW 以上) に、その他の電源種についても入札制による再エネ導入が行われることとなった。2017 年の改正では、洋上風力発電と、系統混雑が発生している地域の陸上風力発電において、年間の導入量の上限が設けられることとなり、再エネ導入量の調整が図られている。これは系統混雑が発生することによる再給電コストの上昇を抑えるためのものとされている。

a. 優先接続 (Priority Connection)

EEG2017 では § 8 Connection (1) において、系統運用者に対して再エネ電源を遅滞なくかつ適切な電圧レベルと設置個所から最短距離で接続し、その接続には優先性を与えることを義務付けている。さらに § 8 (4) では、この接続を提供する義務は、EEG2017 § 12 Expansion of grid system capacity で系統運用者に義務付けられている系統の最適化・系統増強が完了した後にのみ電力購入が可能である場合にも適用されるとしており、系統増強の完了前に接続しなければならないことが義務付けられている。

<EEG 2017 § 8 (4) >

系統への接続義務は、§ 12 に従って系統の最適化・増強や拡張の後にのみ電力の購入が可能な場合においても適用する。

¹⁰⁵https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2016.xlsx?__blob=publicationFile&v=3

<EEG 2017 § 12 (1) >

系統運用者は、電力供給を希望する当事者の要求に応じて、再生可能エネルギー源および鉱山ガスからの電力の購入、送電および配電を確実にするために、利用可能な最善の技術に応じて遅滞なくグリッドシステムを最適化し、強化し、拡張しなければならない。
この資格は、電力の購入、送電および配電を確実にするために必要である場合には、設備が直接接続されていない110 kV までの上位の系統運用者にも関連するものとする。

ドイツではこの優先接続規定によって系統増強前の系統接続が認められているために系統混雑が生じている。

b. 再エネ接続の管理と入札制の導入

EEG の 2017 年改正では、2014 年の改正で野立の太陽光発電に対して試験的に導入されていた競争入札制度を本格的に導入するとともに、競争入札制度の中で陸上風力発電に対しては導入を制限する規定が追加された。入札制の導入は再エネ電源が十分な競争力を持ってきたことが背景にある。

2017 年の改正で入札制が導入された電源は下記の通り。洋上風力発電については EEG の改正と同時に洋上風力法（WindSeeG：Windenergie-auf-See-Gesetz）が定められている。

- 太陽光：750kW 超の新規設備
- 陸上風力：750kW 超の新規設備
- 洋上風力
- 過渡期：2021 年～2025 年に稼働開始する設備
- 中央モデル：2026 年以降に稼働開始する設備
- バイオマス：150kW～20MW の新規設備及び現在の支援期間が 8 年以内の 20MW 以下の既存設備

導入を制限する規定は、優先接続規定によって系統混雑が発生するようになった結果として、混雑解消のための再給電コスト・再エネの出力抑制への補償費用が増大したことが背景にある。¹⁰⁶ 陸上風力に対する導入制限は EEG2017 § 36 で規定され、系統混雑が発生している地域を系統増強地域（独語：Netzausbaugebiet、英語：grid expansion area）として下記の基準を満たすエリアを設定し、そのエリアに導入される陸上風力発電に対して、導入量の上限が定められるとした。

- このエリアは最大でも国土のうち 20%以内のエリアとすること
- 個々の系統区域又は地方区域のレベルで規定されなければならないこと
- この規定されたエリアにおける陸上風力発電設備の新設が送電システムに過大な負担を与えるかあるいは既存の負担を悪化させるようなエリアであること

¹⁰⁶ 2.1.4(3)4)にて後述

- 送電系統にどの程度の負担をかけるのか
- 陸上風力発電設備からの電力がどの程度抑制され、どの程度新設のポテンシャルがあるのか

この基準に照らし合わせて BNetzA が指定した系統増強地域を図 2.40 に示す。

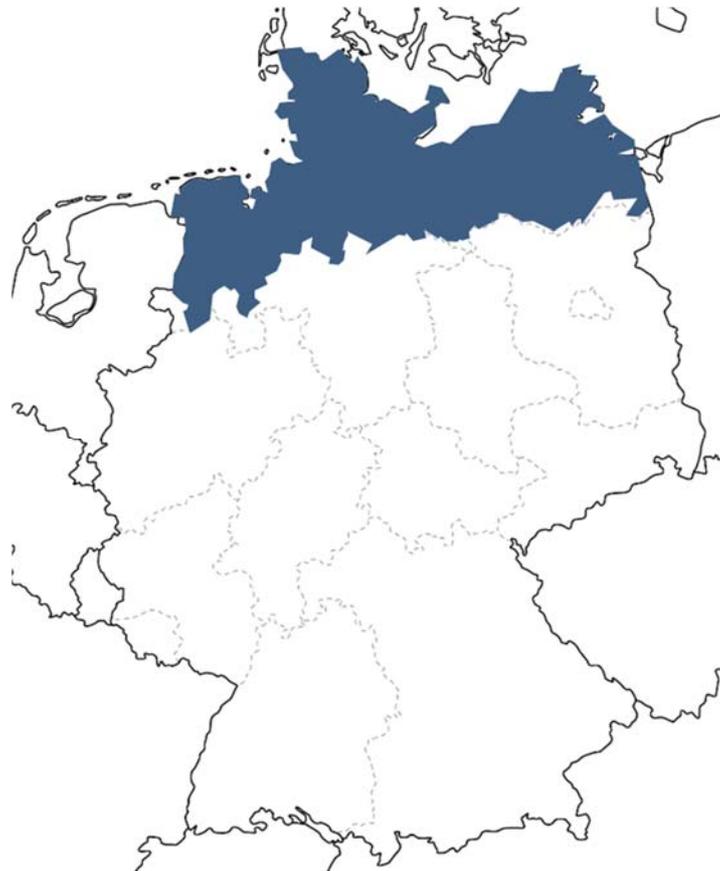


図 2.40 陸上風力発電の導入制限エリア

出所) BNetzA ウェブページ, Netz-aus-bau-ge-biet より三菱総研作成

このエリアでは、陸上風力の年間導入量をその地域の 2013～2015 年の年間導入量の平均値の 58%に制限すると記載されており、その量は 902MW となっている。

EEG2017 では、電源種ごとに目標とする再エネの導入量が §4 で規定されており、この目標導入量を毎年の入札量としている。ドイツ全土で年に 3,4 回行われるオークションにおいては入札額によって再エネプロジェクトが落札されるが、系統増強地域の上限值を超える場合、系統増強地域に立地する電源は落札出来ないこととなっている。この系統増強地域における取り扱いは 2017 年 3 月 1 日より適用され、2020 年までの暫定措置となっているが、2019 年 7 月 31 日以降にこの上限値と系統増強地域について連邦ネットワーク規制庁によって評価が行われ、その後も 2 年おきに評価することとなっている。また、条文の改正が必要な場合には 2020 年 1 月 1 日から 2 年おきに実施される。

洋上風力発電については、入札量が定められている。下表に年間の導入量を示す。

表 2.35 洋上風力発電の入札による導入予定量

年		入札量
過渡期	2017年	1,550MW
	2018年	1,550MW
	2021～2022年	500MW/年
	2023～2025年	700MW/年
中央モデル	2021年～	平均 840MW/年

出所) 環境省, 「平成29年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務報告書」

3) 想定潮流の考え方

a. 送電系統

送電系統レベルにおいて、ヒアリングした TenneT では、接続検討の際の想定潮流の考え方として電源稼働はメリットオーダーによる経済的な電源構成を想定している。需要については5～10年先を見通したものをを用いるものの、日本の中間期の最低需要、夏季の最大需要のようなピークが明確なプロファイルではないため、レンジを持たせた複数の需要想定を置いた上での検討を行っている。再エネ電源の出力についても同様にいくつかのシナリオを想定しており、それぞれの TSO が各々持っている考えを共有している、とのことであった。

系統増強は entso-e で公開している TYNDP (Ten Years Network Development Plan) を参考にしつつ、接続検討を踏まえて系統増強計画を策定している。そこでの基準は N-1 基準に加え、メンテナンスを行っても送電を行うことが出来る系統としているとのことであった。

b. 配電系統

配電系統レベルにおいては、接続検討における発電機の想定として、コージェネレーションと風力発電については、フル出力を想定する。太陽光発電については、30kW 以上のものについてはパネル容量の95%を、それ未満のものについてはパネル容量の70%を想定する。これは、EEG2009年改正において、遠隔制御装置の義務付けがなされ、さらに2012年改正で30kW未滿の太陽光発電は遠隔制御装置を具備する代わりに系統に送出する電力をパネル容量の70%に制限する規定が加えられたことに由来している。需要の想定は、夏の軽負荷時の需要を想定し接続検討を行っている。¹⁰⁷ ただし、全てのDSOにおいて同様の想定潮流を用いて接続検討が行われているかは不明である。

MV 系統(10-30kV)での接続上限について N-1 基準ではなく、平常時における熱容量200%まで接続することを可能としている DSO も存在し、事故時には再エネ電源が抑制される。一方で、HV 系統(110kV)のような2回線で供給されている場合には1回線容量を超えないように接続がなされるとのことであった。

¹⁰⁷ Avacon へのメールヒアリングによる

4) 変圧器・送電線の運用容量の考え方

a. 送電系統

TenneT のヒアリングでは、計画時には変圧器・送電線はそれぞれ設備容量の 100%を超えないように検討を行い、実際の運用断面では軽度で短い時間の過負荷は許容するとの回答が得られたが、その他の TSO でも同様の基準で運用が行われているかについての確認はできなかった。

b. 配電系統

avacon へのメールでのヒアリングによれば、前述したように MV レベルの変圧器のみで 200%での運用を行っているとの回答が得られたが、ドイツに存在するその他 800 社以上の DSO においても同様の基準で運用が行われているかについての確認はできなかった。

5) 接続検討における費用負担

ドイツでの接続方式はいわゆるシャロー方式で、既存の系統に接続するまでの電源線・変電所を発電事業者が負担し、系統増強に係る費用は系統運用者が負担することとなっている。その系統増強費用は託送料金を通じて一般需要家から回収される。ドイツでは発電事業者への託送料金への課金は無いため、全額を需要家が負担している形となっている。

系統接続における費用負担については既往文献にて下記のように整理されている。

- 発電事業者は技術的に経済的に最も適切な系統への接続点へ連系する費用と計量器費用を負担する (§16 par. 1 EEG 2017)。
- 系統運用者は発電事業者が技術的に経済的に最も適切な系統への接続点へ連系する場合、増分費用を負担する (§16 par. 2 EEG 2017)。2013 年 1 月 1 日以降、送電系統運用者は重大な過失によって生じた洋上風力発電の系統接続遅延に起因する費用について責任を負う。送電系統運用者は発生した総費用の一定割合を補填する必要がある (§17 f par. 2 EnWG)。
 - 発生費用の 20% ≤ 20 億ユーロ/年
 - 発生費用の 15% : 20 億ユーロ/年 ~ 40 億ユーロ/年
 - 発生費用の 10% : 40 億ユーロ/年 ~ 60 億ユーロ/年

出所) 小笠原潤一、日本エネルギー経済研究所、“欧州における再生可能エネルギー発電導入拡大に伴う動き”

6) 送配電事業者のデータ公表・開示状況

4TSO はそれぞれ、自身のウェブページにて“static grid model”として送電系統の系統構成や、線路インピーダンスなどのグリッドデータを公開している。また、例えば TenneT では、ウェブページにてインピーダンス等を含むグリッドデータを公開しているが、各発電機の

燃料コストの情報の公開は行われてはいない。

系統混雑を解消するための再給電指令、再エネの出力抑制が行われた実績については BNetzA のウェブページで公開されている。その他、entso-e のデータプラットフォーム¹⁰⁸や、ドイツ国内で運営されているデータプラットフォーム¹⁰⁹では再給電指令が出された日時やその量などが公開されている。

(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール

1) 混雑管理ルールの導入背景

2000年に制定された EEG によって優先接続・優先給電が規定されたことで、系統運用者は系統増強完了前にも再エネを優先的に接続しなければならなくなった。それによる系統混雑の解消法としては、EnWG § 13.1 に基づく従来電源への再給電と EnWG § 13.2 と EEG2017 § 14 に基づく再エネを含む全電源への出力抑制により対処している。



図 2.41 ドイツの混雑管理ルールの導入経緯

出所) 三菱総研作成

2) 混雑管理ルールの詳細

系統運用者には再エネ電源に対する優先給電が義務付けられている。再エネ接続とともに系統増強が義務付けられているが、系統増強が完了する前にも接続を行わなければならない。そのため、当該地域には系統混雑が起こることとなる。そういった系統混雑の対策として、ドイツでは下記の手法がとられている。

- a. EnWG § 13.1 に基づく従来電源の再給電（補償あり）
- b. EnWG § 13.2 に基づく従来電源・再エネ電源含めた全電源の出力抑制（補償無し）

ただし、b. EnWG § 13.2 に基づく全電源の出力抑制において、再エネ電源に関しては EEG §

¹⁰⁸ <https://transparency.entsoe.eu>

¹⁰⁹ <https://www.netztransparenz.de/>

14 も同様に法的根拠となり、補償が行われる。これらの関係を図 2.42 に示す。

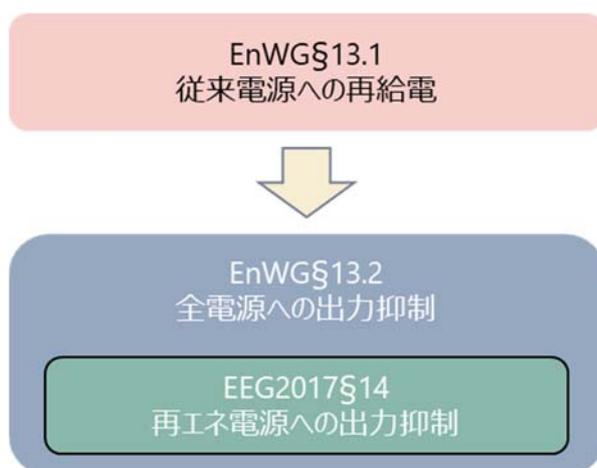


図 2.42 混雑管理に関わる法的根拠の体系

出所) 三菱総研作成

a. 従来電源への再給電

再給電とは、EnWG § 13.1 で記載されている、TSO が市場に提出された発電スケジュールに介入することを指す。これは前日断面で提出された発電スケジュールを基にして系統解析を行った結果、系統混雑が起こる場合に従来電源に対する介入を行うものである。そのため、再給電指令は比較的実需給から早い断面で行われることになる。この EnWG § 13.1 に基づく再給電は託送費によって発電事業者への補償がなされることとなっている。

b. 従来電源・再エネ電源含めた全電源の出力抑制

EnWG § 13.1 に基づく従来電源の再給電でも系統混雑を解消出来ない際には、再エネ電源を含む全ての電源に対する出力抑制を行うことで系統混雑を解消することが EnWG § 13.2 で規定されている。可能な限り再エネ電源を優先して給電しなければならないことから、実際に抑制の指令を出すのは再給電と異なり、リアルタイムに近い断面となる。¹¹⁰ EnWG § 13.2 に基づく出力抑制では補償がなされないが、再エネ電源については EEG 2017 § 14, § 15 に基づき、出力抑制により逸失した分について託送費を原資として補償がなされることとなっている。

EEG では、再エネ電源の給電は優先性を持つと規定されている。この EnWG § 13.2 の際にも基本的には従来電源から抑制が行われることとなるが、その具体的な抑制順について、ドイツの電気・ガス・水道の事業連合団体である BDEW によってガイドラインが発行されている。このガイドラインの抑制順を下表に示す。

¹¹⁰ TenneT ヒアリングより

表 2.36 BDEW のガイドラインによる抑制順

順位	グループ	発電設備	
1	グループ1	その他(揚水発電など)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ グループ1: 混雑系統発生時にまず出力抑制される設備群。優先接続が定められていない電源が該当。 ✓ グループ2: EEGとコージェネ法によって優先接続が定められている設備。緊急時には出力抑制の対象となる。 ✓ グループ3: 小型太陽光発電。最後に解列の対象となる。
2		廃棄物/ゴミ焼却設備(コージェネ除く)	
3		ピークロード用電源	
4	グループ2	従来型発電所(コージェネ除く)	
5		造波設備なしの水力	
6		風力発電	
7		地熱発電	
8		バイオガス/汚泥ガス	
9		コージェネなしのバイオマス	
10		太陽光発電	
11		潜熱改修コージェネ(地域熱供給)	
12	コージェネ設備		
13	造波設備ありの水力		
14	コージェネ付きのバイオマス		
15	プロセス熱供給設備		
16	グループ3	小型太陽光発電(<100kW)	

出所) 資源エネルギー庁, 「平成 28 年度 固定価格買取制度の見直しに係る調査 調査報告書」

実際に系統混雑が発生し、従来電源への再給電でも系統混雑を解消出来ない場合には、TSO はこのガイドラインに従ってあらかじめ出力抑制する順序を決めなければならない。これは、再エネの抑制が前述したようにリアルタイムに近い断面で行われるため、マニュアルで抑制する電源を選択している時間的余裕が無いことによる。

c. 系統混雑管理のためのリソースの調達方法

混雑管理を行うためのリソースは 2.1.4(1)3) 前述したように EnWG § 13.1 による従来電源の再給電によって行われる。このリソースは基本的に TSO と従来電源の発電事業者による相対契約によってあらかじめ確保されているが、相対契約を行っていない電源についても TSO の要請があった場合には再給電に応じなければならないことが EnWG § 13.1(a) で規定されている。

balancing市場で確保する各種調整電源 (PCR: Primary Control Reserve、SCR: Secondary Control Reserve、TCR: Tertiary Control Reserve) は混雑管理のために使うことは出来ない。ここで確保するリソースは本来の目的である需給バランスの調整・周波数制御のための調整のために用いられなければならない、混雑管理のためのリソースとの切り分けが行われている。¹¹¹

d. リソースの運用

前日の朝の段階から、混雑管理を行うため発電機の使用を行う。立ち上げにかかる時間などを考慮し、前日内でもいくつかの段階に分かれて再給電を行うこととなっている。図 2.43 に例として 50Hertz の系統混雑管理のための一連のフローを示す。

¹¹¹ DNV GL ヒアリングによる



図 2.43 50Hertz の混雑管理の流れ

出所) 50Hertz, Sep. 2017, “Challenges and Solutions for TSOs with high share of RE”

また、図 2.44 に電源の種類とどの断面での再給電・再エネの出力抑制を行うかを示す。電源の種類によってどのタイミングで再給電指令を出すのかが異なることがわかる。また、再エネの出力抑制については、混雑管理のための予防的な措置ではなく、リアルタイムに近い断面で行われることとなっている。

負荷と再エネ予測	⇒ 予測誤差の減少				
	前日 午前	前日 午後	前日 夜	実需給 4時間前	1時間から リアルタイム
起動に時間のかかる 調整電源	使用可能	一部使用可能	使用不可	使用不可	使用不可
発電機の起動停止	使用可能	使用可能	一部使用可能	使用不可	使用不可
制御電力のシフト	使用可能	使用可能	一部使用可能	使用不可	使用不可
発電機出力の変更	使用可能	使用可能	使用可能	使用可能	使用可能
発電機の起動停止 (緊急対策)	使用不可	使用不可	使用不可	一部使用可能	一部使用可能
再エネの出力抑制	使用不可	使用不可	使用不可	使用不可	使用可能

使用可能
 一部使用可能
 使用不可

図 2.44 電源の種類と再給電の指令タイミング

出所) 50Hertz, Sep. 2017, “Challenges and Solutions for TSOs with high share of RE”

3) 導入後における再エネ接続量の推移

EEG 法による優先接続・優先給電の導入に順調に接続量が増えてきている。接続量の推移を下図に示す。

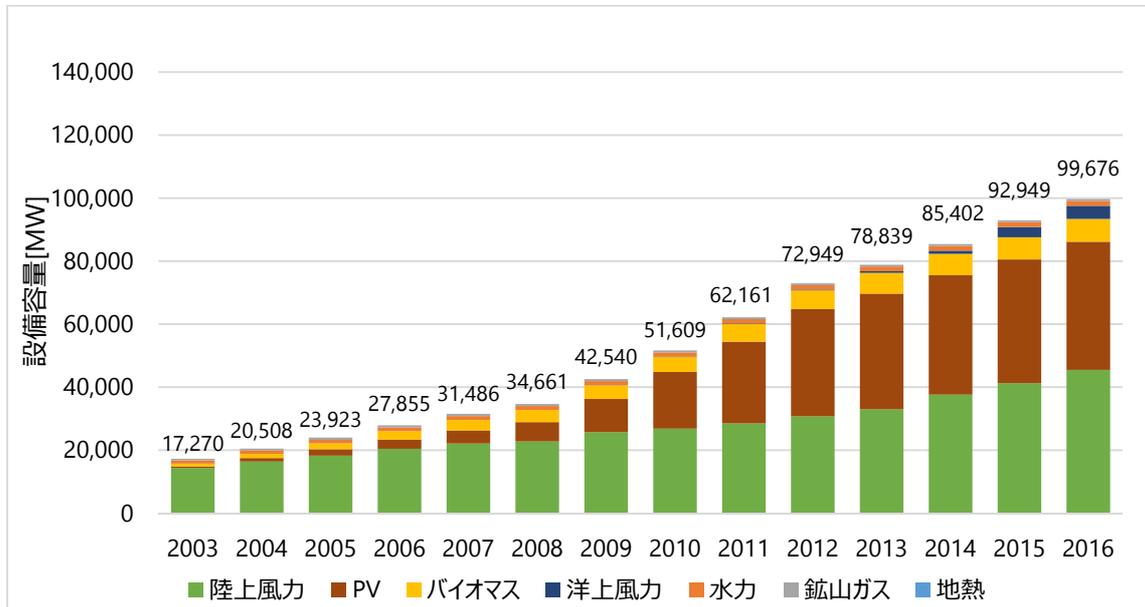


図 2.45 再エネ接続量の推移

出所) BNetzA ウェブサイト, “EEG in Zahlen 2016”

4) 出力抑制量、補償額の推移

a. 系統混雑の発生状況

再給電指令、再エネへの出力抑制が行われた実績については、BNetzA のウェブサイトにて公開されている。また、どの送電線でどのくらい再給電・抑制が行われているか（継続時間 h）、あるいは地域別に表形式で公表されている。図 2.46 に 2017 年にドイツ国内の送電線に両端に対して、再給電が行われた時間数を示す。特定の地域において多く系統混雑が発生していることがわかる。

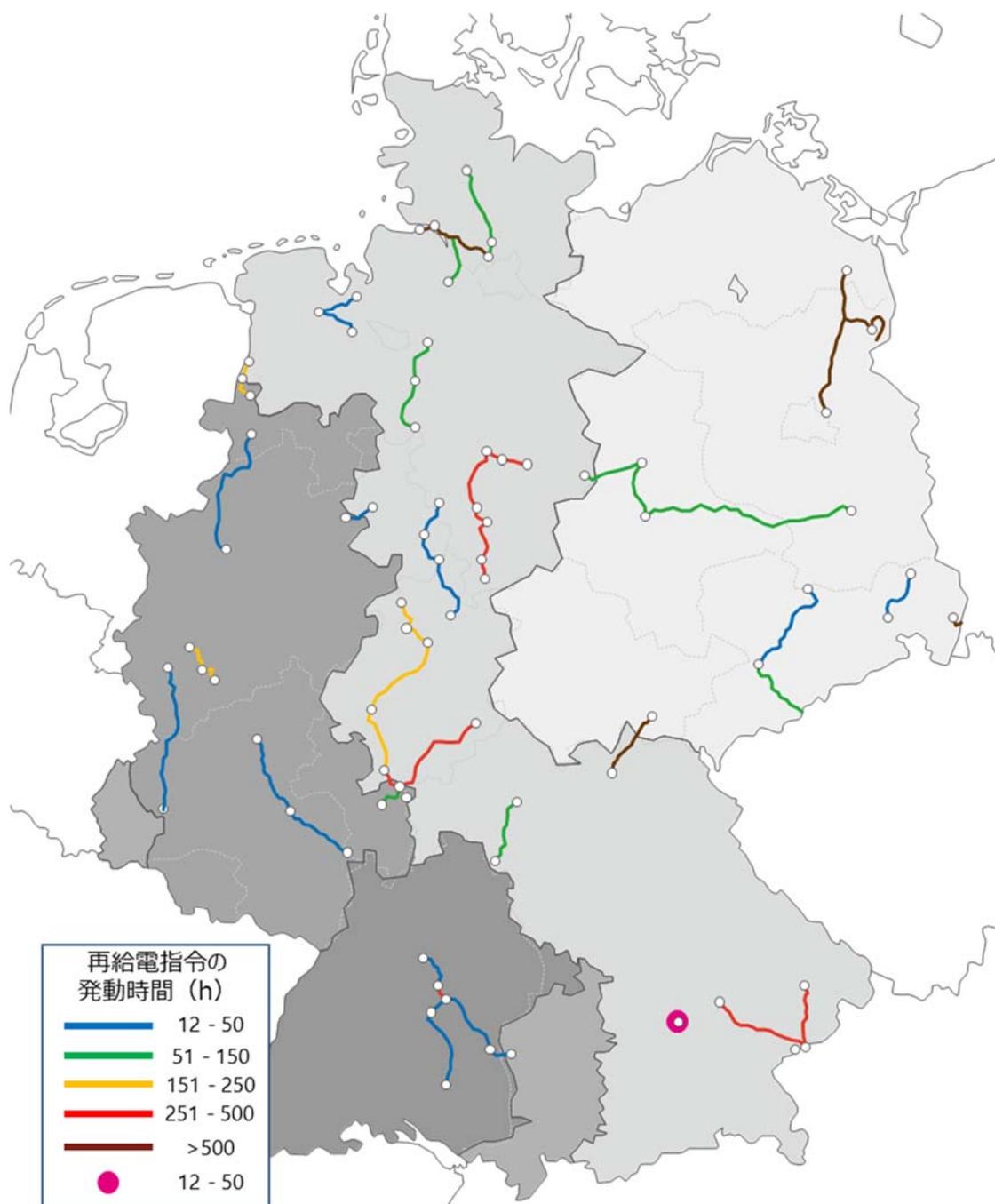


図 2.46 ドイツ国内の再給電指令の継続時間(2016 年)

出所) BNetzA, “Monitoring Report 2017”を基に三菱総研作成

この再給電指令が出された送電線が色付けされているが、そのうち、青色から茶色にかけて発動された時間数が多くなっており、茶色で色付けされた箇所では 1 年間で 500 時間以上再給電が行われた。

また、州別の再エネ出力抑制の状況は図 2.47 の通りで、北部の州に偏って行われていることがわかる。

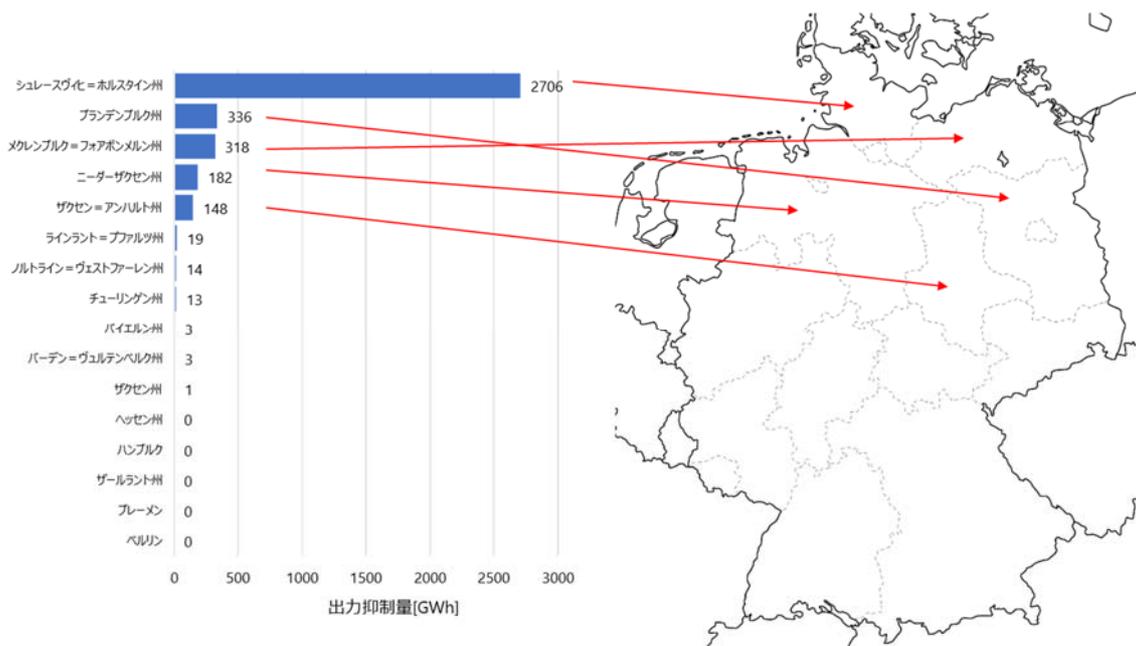


図 2.47 州別の再エネ出力抑制状況（2016 年）

出所) BNetzA, “Monitoring Report 2017”を基に三菱総研作成

図 2.48 にドイツ国内で行われた EnWG § 13.1 に基づく再給電と EEG2017 § 14 による再エネの出力抑制、および EnWG § 13.2 による従来電源の出力抑制量を示す。

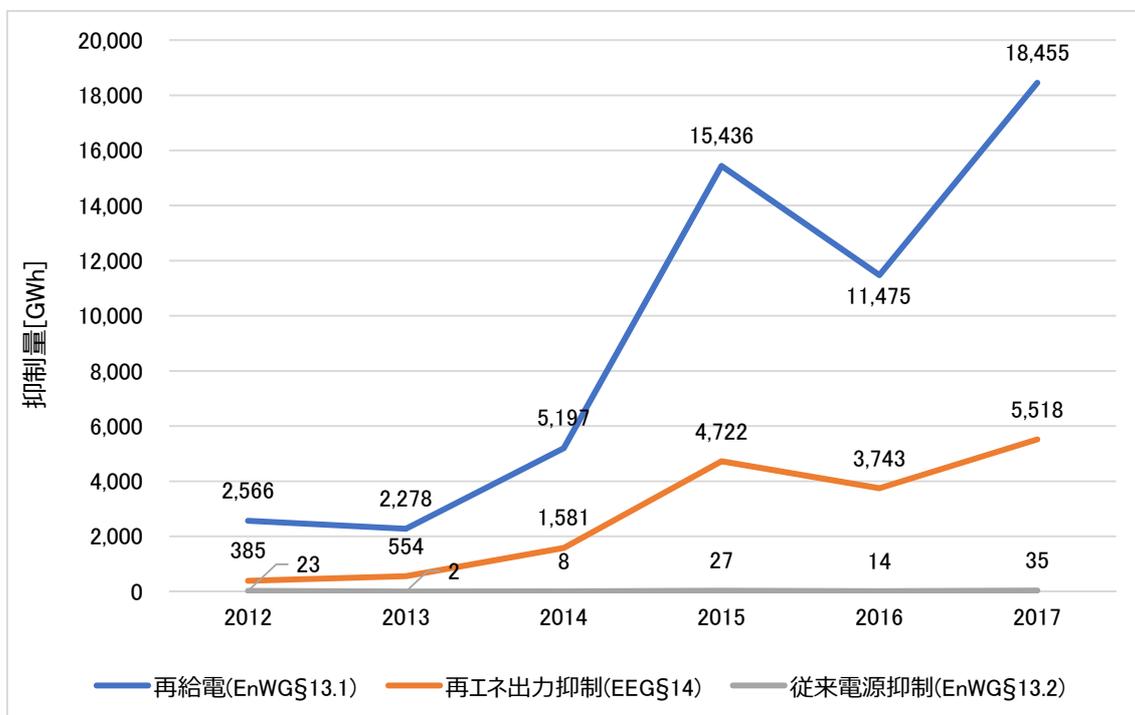


図 2.48 再給電・再エネ出力抑制量

出所) BNetzA, “Monitoring Report”を基に三菱総研作成

なお、2016年の再エネの出力抑制について、原因別の内訳を下表に示す。系統混雑はほとんどが送電系統で起こっているものであり、配電系統に接続されている再エネ電源が送電系統の混雑により抑制されていることがわかる。これは送電系統の系統増強が大規模かつ工期がかかるのに比べ、配電系統の系統増強が比較的速やかに行うためであると考えられる。また、接続されているのはほとんどが配電系統であり、それゆえに配電系統に接続されている電源が抑制を多く受けているという結果になっている。

表 2.37 原因別の再エネ出力抑制

	TSOによる出力抑制	DSOによる出力抑制		合計
		配電系統の混雑	送電系統の混雑	
抑制量[GWh]	149.33	395.65	3198.21	3743.19
比率	4%	11%	85%	100%

出所) BNetzA, “Monitoring Report 2017”

b. 系統混雑管理に関する費用実態

また、これらの再給電、出力抑制にかかった費用を下図に示す。

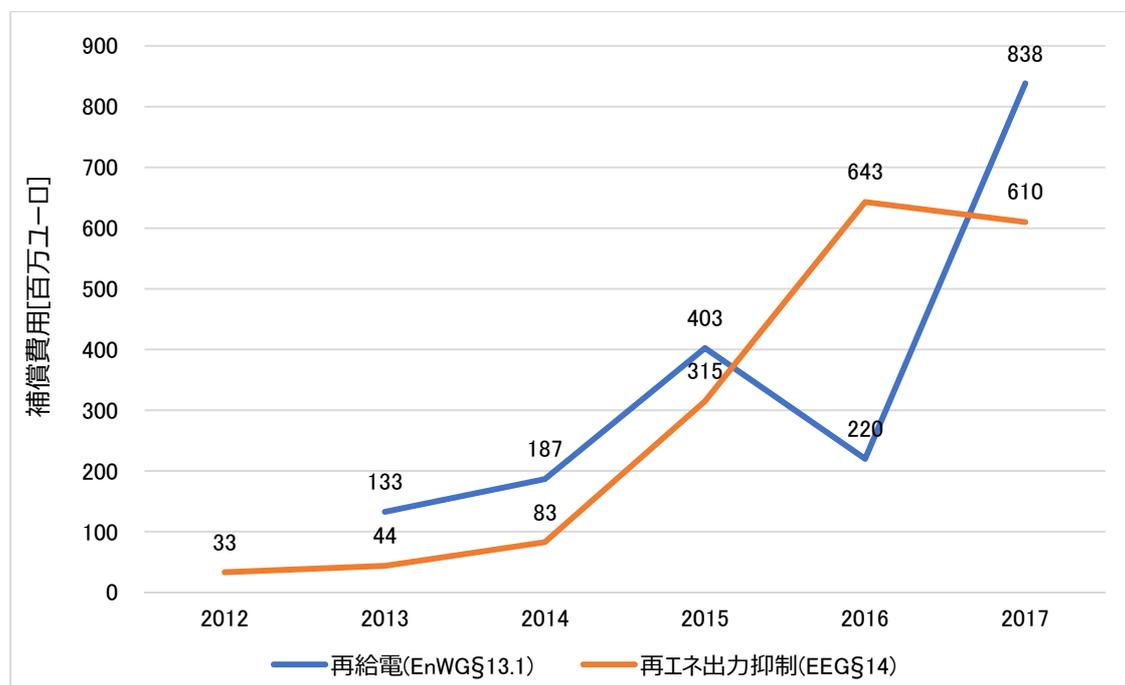


図 2.49 再給電・出力抑制にかかる費用

出所) BNetzA, “Monitoring Report”を基に三菱総研作成

5) 系統混雑している送電線増強遅延による経済損失額の増加の見通し

図 2.49 の通り、再エネ導入量に送電系統の増強が追い付いておらず、再給電費用・再エネ抑制への補償費用のいずれもここ数年で増えてきている。そのため、2.1.4(2)2)b で述べた通り、EEG2017 の改正でこの費用を抑制するために陸上風力発電の導入に上限を設ける規定が定められた。

6) ノンファーム型接続の取引実態と課題

該当なし。

7) 作業停電計画策定時の混雑管理

EEG2017 の中では、作業停電計画による系統混雑に関して特別な記載はなく同様に系統混雑管理と費用補償が行われるものと想定されるが、公開情報からは正確な情報を把握できていない。ヒアリングをした TenneT では、作業停電が行われても出力抑制が起こらないような設備形成としているとの回答も得られたが、他 TSO でも同様か不明である。

(4) 費用負担の考え方

1) 出力抑制による機会損失費用の考え方¹¹²

a. 再給電

再給電に対する補償の計算は、EnWG § 13(a) 2 項にて以下の形で行うものと規定されている。再給電の補償は、再給電を実施しなかった場合と比較して経済的に良くも悪くもない (weder besser noch schlechter) レベルを適切とし、TSO の要求を理由として行う各有効電力若しくは無効電力の供給並びに有効電力の抑制による対策の場合、適切な報酬は以下の要素を含んでおり、発電事業者は、回避できた経費は返済しなければならない。なお、この再給電に対する補償費用は託送費で賄われる

1. 出力増強（発電経費）又は出力抑制の実施に伴う経費、
2. 出力増強又は抑制（部分的価値消費）の実施に伴う設備の価値消費
3. 1 と 2 で示した補償費用を超える場合は、証明可能な逸失した収益機会
4. EnWG § 13a 条 1 項 1 文で定める設備待機に必要な経費、又は EnWG § 13a 条 1 項 2 文 2 で定める計画点検の延期にかかる経費

b. 再エネの出力抑制

再エネの出力抑制に対して、EEG2017 § 15 で補償することが規定されている。EEG2017 § 14 に基づいて出力抑制が行われ、その正当性が認められる場合、補償原資は託送費で賄

¹¹² 資源エネルギー庁、「平成 28 年度新エネルギー等導入促進基礎調査（固定価格買取制度の見直しに係る調査） 報告書」

われる。EEG2017 § 15 では、系統運用者と発電事業者の間に事前の取り決めがある場合には、その取り決めに従い、無い場合には出力抑制を受けたことによる逸失収入が年間収入の1%未満の場合は逸失収入の95%を、1%を上回る部分については、全額を補償することとしている。

この逸失した電力の計算については、連邦ネットワーク規制庁にて計算方法のガイドライン¹¹³が発行されており、電源種ごとに計算方法が定められている。いずれの発電設備も、簡易的に抑制された電力を測定する方法（一括法）と、理論出力値から抑制された出力抑制量を算出する方法（実際値算定法）の2種類の算出方法が存在する。

ア) 太陽光

太陽光発電の逸失電力の計算方法は表 2.38、図 2.50 の通り。

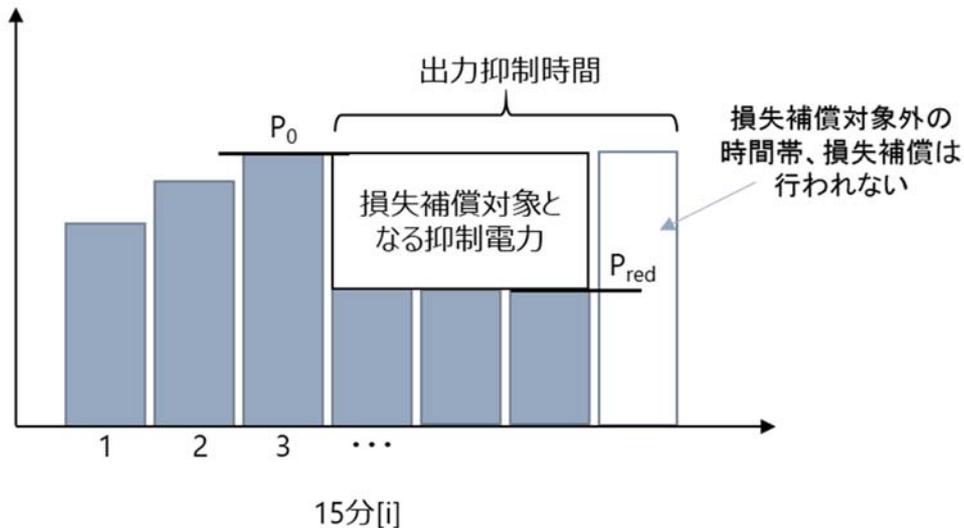
表 2.38 太陽光発電の出力抑制量算定方法¹¹⁴

対象	一括法					実際値算定法
	供給量測定が記録される太陽光発電設備			供給量測定が記録されない太陽光発電設備		記録装置と日射量測定値を備えた太陽光発電設備
算定方法	P ₀ とP _{red} の差を最大値として損失補償の対象とする。太陽光発電設備が発電を行うのは日中に限られるため、補償対象も下記時間帯に限定。			供給管理が実施された時間につき、設備係数と設備容量の積を出力抑制量とする。		理論出力を設備の発電面積×モジュール効率×供給管理中の平均日射量で求め、風力と同様に品質係数を加味して修正する。
	季節	期間	補償対象の時間帯	季節	時間帯	設備係数
	夏期	3月1日～10月31日	6:00～19:00*	夏期	9:00～15:00* 上記以外	0.6189 0.2456
	冬期	1月1日～2月28(29)日、 11月1日～12月31日	9:00～16:45	冬期	10:00～14:00 上記以外	0.5030 0.2796

出所) 資源エネルギー庁, 「平成28年度新エネルギー等導入促進基礎調査(固定価格買取制度の見直しに係る調査) 報告書」

¹¹³ BNetzA, “Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0”

¹¹⁴ 「供給管理」は EEG2017 § 14 の再エネの出力抑制を指している。



P_0 : 最後にフル測定された平均供給量
 P_{red} : 指示された抑制供給量

図 2.50 太陽光発電の抑制電力の計算例

出所) BNetzA, “Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0”を基に三菱総研作成

イ) 風力

風力発電の逸失電力の計算方法は表 2.39、図 2.51 の通り。

表 2.39 風力発電の出力抑制量算定方法

	一括法	実際値算定法
対象	全ての風力発電設備	ナセル部分に風速計が設置されている風力発電設備
概要	簡易的な測定方式	風速の変化を考慮した正確な測定方式
算定方法	<ol style="list-style-type: none"> 供給管理が実施される直前の15分間の出力の平均値を代表値(P_0)とする。 実際に測定された供給量($P_{1,ist}$)と指示された抑制供給量(P_{red})のうち、大きな値を算定用の給電量とする。これは発電設備運営者に対して損失補償金が過多に支払われることを防ぐための措置である。 ただし、P_0が$P_{1,ist}$を下回った場合補償は発生しない。 P_0と$P_{1,ist}$(またはP_{red})の差と15分の積を供給管理が実施された全ての時間に渡って足し合わせた和が補償電力量となる。 	<ol style="list-style-type: none"> 出力特性曲線と供給管理実施中の15分ごとの風速の実測値で求められる発電量を理論発電量とする。 供給管理実施直前の風速と発電量の実測値との比を補正計数とし、抑制電力量の算定にはこの補正係数を用いた15分毎の予定出力を用いる。 なお、補正係数は供給管理を実施することに新たに求める必要がある。 これを用いて、15分ごとに実際に観測された風速に応じて出力抑制量を算定する。

出所) 資源エネルギー庁, 「平成28年度新エネルギー等導入促進基礎調査(固定価格買取制度の見直しに係る調査) 報告書」

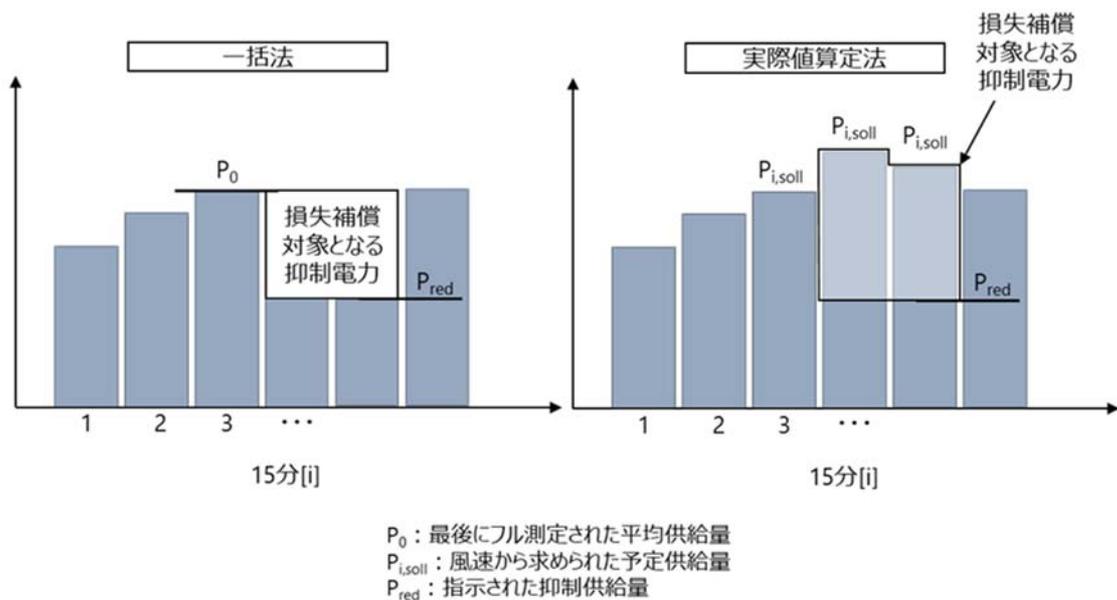


図 2.51 風力発電の抑制電力の計算例

出所) BNetzA, “Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0”を基に三菱総研作成

ウ) バイオマス

バイオマス発電の逸失電力の計算方法は表 2.40、図 2.52 の通り。

表 2.40 バイオマス発電の出力抑制量算定方法

	一括法	実際値算定法
対象	コージェネバイオガス、污泥ガス、バイオマス設備	記述なし
概要	簡易的な測定方式	より正確な測定方式
算定方法	<p>1. 供給管理が実施される直前の15分間の出力の平均値を代表値(P_0)とする。常時フル出力で稼働していると仮定するため、予定供給量($P_{i,soll}$)とみなすことができる。</p> <p>2. これら設備は供給管理に合わせた出力抑制、供給管理が終了した後再びフル出力に戻るまでに時間がかかるため、これらの時間を15分と仮定し、供給開始から15分と終了後15分は、実際に給電された電力量($P_{i,ist}$)を用いて補償を算定することが認められている。</p>	<p>具体的な手順は示されていない。</p> <p>算定に用いたデータは第三者が検証可能な形でなければならないと定められている。</p> <p>バイオガス設備でガス貯蔵設備を設置している場合は、供給管理が実施されている間に貯蔵されたバイオガスについては、補償額の算定の際に差し引かなければならない。</p>

出所) 資源エネルギー庁, 「平成28年度新エネルギー等導入促進基礎調査(固定価格買取制度の見直しに係る調査) 報告書」

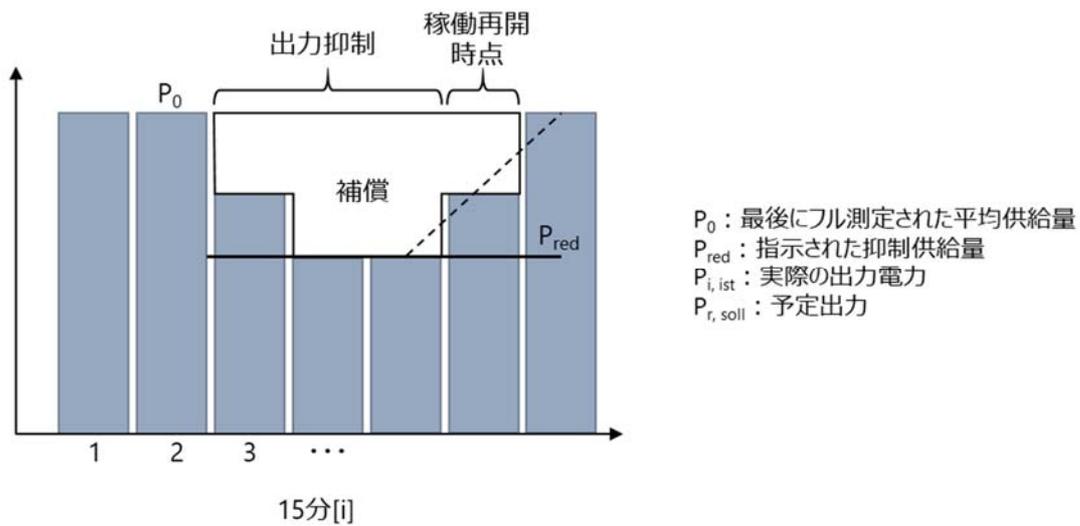


図 2.52 バイオマス発電の抑制電力の計算例

出所) BNetzA, “Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0”を基に三菱総研作成

2) 託送費以外での回収方法の有無

再給電コスト、再エネ出力抑制の費用は全て託送費用で回収している。

3) N-1 電制

MV レベルの変圧器において 200%運用を行っている事例はあったが、設備形成のルールとして N-1 電制を用いている事実は確認できなかった。

2.1.5 イタリア

(1) 概要

1) 電気事業 TSO/DSO・DNO の関係

イタリアは、380kV、220kV、150kV、132kV は TSO 管轄、30kV 以下は DSO 管轄となっている。送電系統は、国内唯一の TSO である Terna が設備の所有・管理と運用を行っている。配電系統を管理する DSO は 135 社程度存在するが、最もシェアが高いのは、ENEL の子会社である e-distribuzione (約 85%のシェア) である。

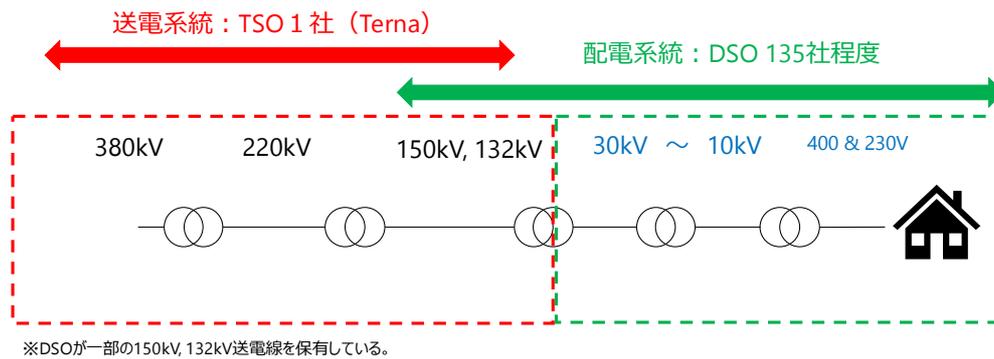
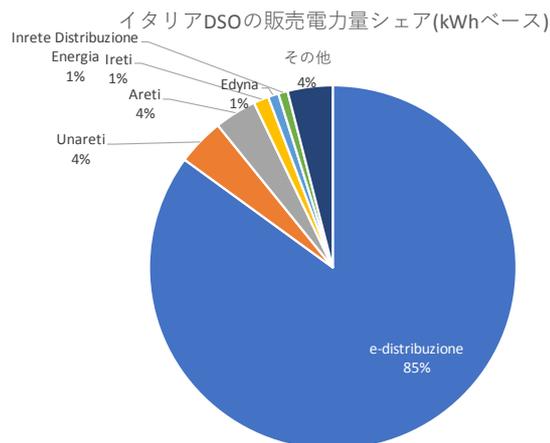


図 2.53 イタリアの電圧階級

出所) 三菱総研作成

表 2.41 イタリア DSO の販売電力量シェア(kWh ベース)



出所) <http://www.tpg.unige.it/TPG/wp-content/uploads/2018/10/Il-sistema-elettrico-italiano-e-i-mercati-elettrici.pdf> より作成

2) エネルギー市場の制度設計と運営状況

イタリアの電力市場は IPEX (Italian Power Exchange) と呼ばれており、2004 年 4 月 1 日に開設された。IPEX の電力市場の構造を以下に示す。

表 2.42 イタリアにおける市場区分

市場	概要	市場運営者	売り手	買い手
エネルギー市場				
前日市場 MGP (Mercato del giorno prima)	一時間ごとの電力を売買	電力市場管理局 GME (Gestore dei Mercati Energetici)	発電事業者	小売事業者/ 需要家
当日市場 MI (Mercato infragiornaliero)	前日市場の取引結果の調整	GME	発電事業者	小売事業者/ 需要家
給電サービス市場: MSD (Mercato del servizio di dispacciamento)				
事前給電サービス市場 (ex-ante MSD)	系統混雑と予備力(二次、三次等)のためのリソースの確保	Terna	発電事業者 (従来電源)	Terna
balancing市場 MB (Mercato del Bilanciamento)	二次予備力、三次予備力の持ち替えを行うためのbalancingサービスを調達する市場	Terna	発電事業者 (従来電源)	Terna

出所) https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/a2a-be/a2a/2017-02/Italian_Energy_Market_2013.pdf より作成

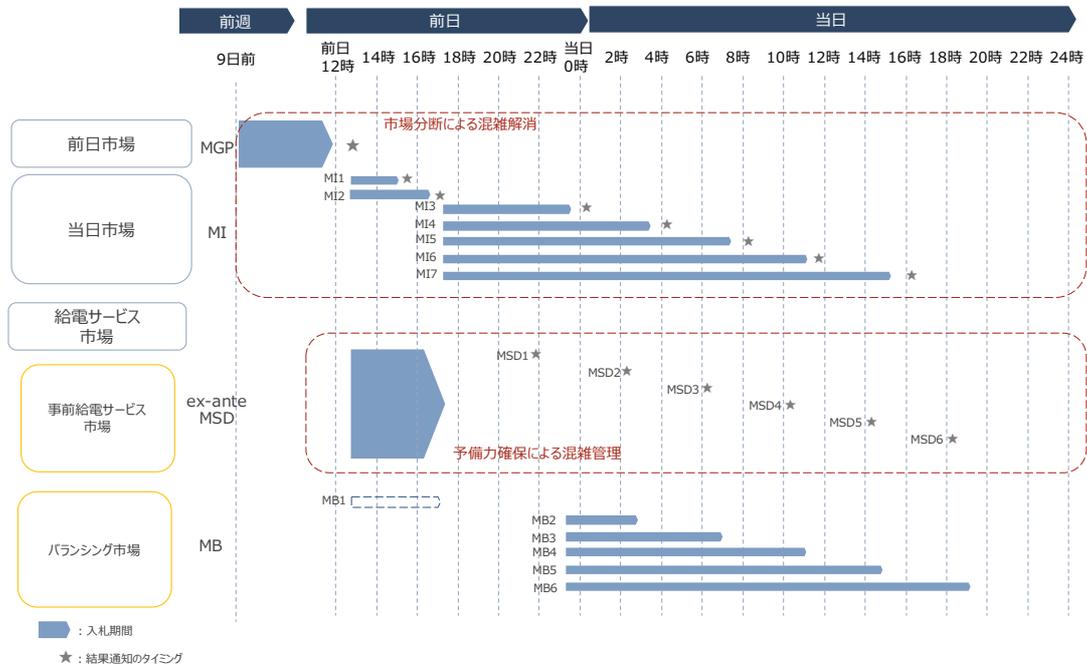


図 2.54 イタリアにおける各市場のスケジュール

出所) <http://www.mercatoelettrico.org/en/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx> より作成

MGP と MI は GME（電力市場管理局）によって運営される電力卸売買市場である¹¹⁵。前日市場にあたる MGP は、翌日の一時間ごとのエネルギー量が取引される市場であり、実需給の 9 日前の 8 時に開場し、前日の 12 時に閉場する。約定結果は前日の 12:55 に公表される。同市場は、メリットオーダーの原則に基づくオークション市場であるが、以下の 6 つのゾーン間の送電容量を考慮に入れた形で約定されるというのが特徴的である。



図 2.55 イタリアの 6 つの市場ゾーン

出所) https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/a2a-be/a2a/2017-02/Italian_Energy_Market_2013.pdf

初回の約定計算では上記ゾーンによらず、イタリア全土においてメリットオーダーで売買のマッチングを行う。その結果、上記ゾーン間で送電容量を超える取引が存在する場合、系統混雑が生じている地点を境界として市場が分割され、分割されたそれぞれのゾーンごとの売買マッチングが行われる。この市場分割の境界は、系統混雑の発生状況によって変化するが、上記の 6 つのゾーンが最小単位となるために、最大 6 つに分割されることになる。

以上のアルゴリズムによってゾーン価格が決定され、発電事業者の入札は、このゾーン価格で決済されることになる。一方で、需要サイドの価格は、地域ゾーンごとの価格の購買量による加重平均である PUN (Prezzo Unico Nazionale: イタリア単一価格) として値付けされる。

当日市場にあたる MI では、市場参加者は追加の入札を行うことで、MGP で決定された計画を修正することができる。MI は 7 つのセッションに分かれており、それぞれのタイムスケジュールは下表の通りとなっている。MI における約定方法は MGP と同様であり、系統混雑がある際には市場分断がなされる。なお、MGP における需要側の価格が PUN として統一価格であるのに対し、MI ではゾーン価格として値付けされる点が MGP と異なる。

¹¹⁵ イタリアでは、GME による取引所取引の他、相対取引も存在するが、この相対取引は、GME の有するプラットフォームである PCE (Piattaforma Conti Energia a Termine: 相対契約登録プラットフォーム) 上でログがとられており、管理されている。GME の“ANNUAL REPORT 2017”によると、2017 年の前日市場取引量 292.20TWh のうち、210.92TWh が取引所取引であり、81.28TWh が相対取引によるものであった。

表 2.43 MI の 7 つのセッションの開場と閉場

MI 区分	開場	閉場	結果判明
MI1	前日 12:55	前日 15:00	前日 15:30
MI2	前日 12:55	前日 16:30	前日 17:00
MI3	前日 17:30	前日 23:45	当日 00:15
MI4	前日 17:30	当日 03:45	当日 04:15
MI5	前日 17:30	当日 07:45	当日 08:15
MI6	前日 17:30	当日 11:15	当日 11:45
MI7	前日 17:30	当日 15:45	当日 16:15

出所) <http://www.mercatoelettrico.org/en/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx> より作成

給電サービス市場 (MSD) は、TSO である Terna が運営する系統混雑管理、予備力の確保、及びリアルタイムの需給バランス維持に必要となるリソースを調達する市場である。Terna は Pay as Bid¹¹⁶方式で入札を受け入れる。

MSD は事前給電サービス市場(ex-ante MSD)と、バランシング市場である MB に分かれている。事前給電サービス市場は、Terna が残余の系統混雑を解消することと、二次予備力、三次予備力を確保するための市場である。6 つのスケジュール段階の調達ウィンドウ (MSD1 ~MSD6) に分かれているが、この市場への入札は、最初のセッション (MSD1 : 前日 12:55 開場、前日 17:30 閉場) への価格提示に限られる。Terna によって受け入れられた約定結果は、それぞれ下表に示す時間に GME によって市場参加者に伝えられる。

表 2.44 事前給電サービス市場の約定結果の市場参加者への通知時間

MSD 区分	約定結果の市場参加者への通知時間
MSD1	前日 21:55
MSD2	当日 02:15
MSD3	当日 06:15
MSD4	当日 10:15
MSD5	当日 14:15
MSD6	当日 18:15

出所) <http://www.mercatoelettrico.org/en/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx> より作成

MB は、系統の需給バランスを維持するための市場であり、6 つのセッションに分かれている。Terna はこの市場の中で、二次予備力、三次予備力の持ち替えを行うためのリソースを調達する。スケジュールは以下の通りである。

¹¹⁶ 入札額を調達価格として採用する方式。

表 2.45 MB の 6 つのセッションの開場と閉場

MB 区分	開場	閉場
MB1	MSD1 と同じ	
MB2	前日 22:30	当日 03:00
MB3	前日 22:30	当日 07:00
MB4	前日 22:30	当日 11:00
MB5	前日 22:30	当日 15:00
MB6	前日 22:30	当日 19:00

出所) <http://www.mercatoelettrico.org/en/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx> より作成

3) エネルギー市場制度と送電線利用ルール

上述の通り、イタリアの電力市場における系統混雑管理は、はじめに MGP と MI においてゾーン間の混雑を解消するように市場分断がなされる。その後、給電サービス市場 (MSD)、特に事前の事前給電サービス市場という市場により系統混雑を図る。

それでもなお系統混雑が解消されない場合は、風力発電の出力抑制を行う。抑制された風力発電は、裁決 ARG/elt 5/10 という規則¹¹⁷に基づいて損失分が補償される（「(4)1 出力抑制による機会損失費用の考え方」にて後述）。

¹¹⁷ イタリアの電力・ガス分野の規制当局が発行する規則を「裁決 (delibera)」という。

(2) 混雑系統における接続検討・情報公開

1) 各国・地域における風力・太陽光の現状接続量

イタリアにおける再生可能エネルギーの導入容量は、2017年時点で、太陽光 19,692MW（全設備容量の約 17%）、風力 9,636MW（全設備容量の約 8%）となっている。

2) 系統混雑発生時の接続受付方法

イタリアにおける電源の系統接続に関わる最も重要なルールは、裁決 ARG/elt 99/08（TICA）という裁決である¹¹⁸。TICA では、優先接続に関するルールが定められており¹¹⁹、第 15 条（DSO 系統が対象）、第 29 条（TSO 系統が対象）において、再生可能エネルギー及びコージェネレーションの接続検討を優先的に行わなければならないことが明記されている。

<裁決 ARG/elt 99/08 第 15 条第 1 項>

15.1 系統網運用者は、再生可能エネルギー発電及び高効率コージェネレーション発電の接続の申請及び設置を、その他の発電設備よりも優先して取り扱う。その他の発電設備に関しては、本規定の手続きの条件によって定められた期限は、前述の優先の原則を実効的なものにするために、配電系統運用 MCC に定めた通りに変更され、最長で 2 倍の期間まで延長されることがある。

<裁決 ARG/elt 99/08 第 29 条第 1 項>

29.1 接続サービスの提供に関連する作業を行う過程で、系統運用者は、再生可能エネルギー、及び高効率コージェネレーション発電設備の接続申請を、優先的に検討する。

イタリアにおける再生可能エネルギー電源の系統連系に関わる重要な点は、暫定連系が認められていることである。標準的な送電系統への連系契約についてまとめられている Terna の Grid Code の付属文書¹²⁰の第 16 条では、接続先のネットワークに十分な空き容量がなく、接続を行うことで系統混雑が発生してしまうようなケースでは、接続する電源の出力抑制がなされうるということが明記されている（再生可能エネルギーの暫定接続）。

a. TSO の受付方法

イタリアでは、定格容量が 10,000kW 以下の電源は DSO の系統に、10,000kW を超える電

¹¹⁸ Delibera ARG/elt 99/08 は TICA（TESTO INTEGRATO DELLE CONNESSIONI ATTIVE）と呼ばれる。

¹¹⁹ TICA では、Part III で中圧（MV）及び低圧（LV）、Part IV で高圧（HV）及び超高圧（EHV）への系統接続ルールを定めており、この中で、再生可能エネルギー（及びコージェネレーション）の優先性に関わる規定がなされている。

¹²⁰ Annex 57 “Contratto tipo per la connessione alla rete di trasmissione nazionale”

源は TSO の系統に接続することとなっている¹²¹。TSO である Terna が発電事業者から接続申請を受け付けた際、Terna は接続に必要な費用の見積もりと、接続の技術的な検討結果を、申請を受け付けた日から 90 営業日以内に回答しなくてはならない¹²²。

b. DSO の受付方法

DSO が発電事業者から接続申請を受け付けた際、DSO は接続に必要な費用の見積もりと、接続の技術的な検討結果を、申請を受け付けた日から以下の期間内で回答しなくてはならない¹²³。

- 100kW 以下：20 営業日以内
- 100kW より大きく、1,000kW 以下：45 営業日以内
- 1,000kW より大きく、10,000kW 以下：60 営業日以内

3) 想定潮流の考え方

ア) TSO の考え方

送電系統への接続検討は Terna が自身の Grid Code に基づいて実施する¹²⁴。Grid Code では、対象電源が接続される送電系統の運用の継続性及び信頼度を保証する基準に基づいて、Terna が接続に関わる契約条件を定めるための検討を行うことが定められている¹²⁵。接続検討では、申請している電源の発電特性や位置、他電源や負荷、送電線・変圧器の状況等が考慮されるが、Grid Code の付属文書¹²⁶において、電源設備の送電系統への連系は、当該地域の電力システムの計画及び開発に適したものである必要があり、同地域の電源設備は、送電系統の系統計画に特有の基準を可能な限り参照しながら配備されなければならないことが明記されている。

Terna の系統計画は、Grid Code の CHAPTER 2 「GRID DEVELOPMENT」に基づいて作成される。同文書において送電系統開発計画の基準が示す 2.3.2 項のうち、2.3.2.1 項では、将来負荷、発電、多国間との電力取引等、分析に必要となるデータについて、予測対象年度における複数のシナリオ¹²⁷を設定することが明記されている。これらのシナリオは、燃料や効率によって決まる発電コストの予測情報を考慮し、市場でのメリットオーダーを想定したうえで決定されるとしている。また、同 2.3.2.2 項では、運用条件の考慮には、N-1 基準を使

¹²¹ Delibera ARG/elt 99/08 第 6 条第 1 項

¹²² Terna Grid Code 1A.5.2.1 項

¹²³ Delibera ARG/elt 99/08 第 7 条第 1 項

¹²⁴ CHAPTER 1 「ACCESS TO THE NATIONAL TRANSMISSION GRID」

¹²⁵ Terna Grid Code 1A.3.1 節

¹²⁶ Annex.2 “(GUIDA AGLI SCHEMI DI CONNESSIONE (Guide to connection schemes))”の 9.1.項 (接続プランの一般的な計画方法について記述している箇所)

¹²⁷ 2018 年のシナリオ想定では、ENTSO-E が作成したシナリオにベースに、2 つのシナリオ (持続可能なエネルギー転換シナリオ、分散型電源の活用が進む分散型電源シナリオ) を作成している。

うことが明記されている。

イ) DSO の考え方

DSO である e-distribuzione は、接続検討の際には、電源及び負荷想定として、保守的な想定（最大発電—最小需要、最小発電—最大需要）に基づいて系統増強が必要かどうかの判断を行っている¹²⁸。

4) 変圧器・送電線の運用容量の考え方

イタリアでは、送電設備の運用容量について、平常の運用容量（permanent）と過渡的な運用容量（transient）という考え方が存在する¹²⁹。平常の運用容量は導体温度が 75℃、外気温 30℃（夏季）及び 10℃（冬季）、風速 2km/h という条件下での容量であり、夏季（5 月～9 月）、冬季（10 月～4 月）ごとに決められている。

過渡的な運用容量は、事前 30 分間の送電量が、上記の平常の運用容量の 80%未満であるという前提で、20 分間に送電できる量を表すものであり、夏季・冬季ごとに決められるものとなっている。

5) 接続検討における費用負担

イタリアは送電系統、配電系統とも、いわゆるシャロー接続方式であり、送電系統・配電系統への接続に関して、発電事業者が支払うコストは以下の通りとなる。

- 接続申請費用（裁決 ARG/elt 99/08 の第 6 条）
- 接続費（電源線コスト）（裁決 ARG/elt 99/08 の第 12 条及び第 26 条）
- システムの連系試験費用（裁決 ARG/elt 99/08 の第 16 条及び第 30 条）

配電系統への接続費用（LV 及び MV への接続）については、Delibera ARG/elt 99/08 の第 12 条の中で定式化されており、以下の 2 式のうち、安価な方が接続費用となる¹³⁰。

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$
$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000$$

CP_A : 35€/kW

CM_A : 90€/(kW・km)

CP_B : 4€/kW

¹²⁸ e-distribuzione ヒアリングより。

¹²⁹ Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000 第 3.2 項。

¹³⁰ 地中配電線等が必要な場合等、特別なケースでは、より複雑な式となる。

$CM_B: 7.5\text{€}/(\text{kW} \cdot \text{km})$

P : 接続容量(kW)

D_A : 接続点から最も近い MV/LV 変圧器の距離

D_B : 接続点から最も近い HV/MV 変圧器の距離

6) 送配電事業者のデータ公表・開示状況

送電系統に関する情報開示は、系統増強計画のみであり、その他の系統に関する情報の開示は行っていないとのことである¹³¹。

¹³¹ Terna ヒアリングより。

(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール

1) 混雑管理ルールの導入背景

イタリアにおける再生可能エネルギーの系統接続及び系統混雑管理に関する重要なルールの導入経緯を下図に示す。イタリアでは再生可能エネルギー、及びコージェネレーションの優先接続及び優先給電がルール化されている。

優先接続は、前述の TICA において定められている。

再生可能エネルギーは、法律上、優先給電が認められており（DL 79/99）、再生可能エネルギー及びコージェネレーションからの給電の全体における優先順位が、規制機関による裁決である裁決 n. 111/06 において示されている（「2) 混雑管理ルールの詳細」に後述）。これを踏まえて作成された再生可能エネルギーの出力制御に関わる裁決 ARG/elt 5/10 では、TSO である Terna のみが風力発電の出力制御の条件や補償の考え方等について決められている（「(4)1) 出力抑制による機会損失費用の考え方」にて後述）。

現在の TSO、DSO の再生可能エネルギーの系統利用ルールは、これらの法律、規制を基礎として定められている。



図 2.56 イタリアにおける系統接続と系統混雑管理に関するルール

出所) 三菱総研作成

2) 混雑管理ルールの詳細

イタリアでは、法律上、再生可能エネルギーの優先給電ルールの制定を電力・ガスの規制機関に義務づけ¹³²、TSO は規制機関の定めるルールに基づいて優先給電を実施することが定められている¹³³。

¹³² DL 79/99 第 3 条第 3 項

¹³³ DL 79/99 第 11 条第 4 項

電力ガス規制機関 (AEEG)¹³⁴は、メリットオーダーを考慮した優先給電に関するルールを定めている (裁決 a n. 111/06)。同裁決の第 30 条第 7 項 (前日市場後の電源の制御)、及び第 31 条第 7 項 (当日市場後の電源の制御) では、前日市場、当日市場それぞれの断面において、複数の発電設備が同一の入札価格を提示した場合に、給電が優先されるべき電源の順位を規定している。

<裁決 n. 111/06 第 30 条第 7 項及び第 31 条第 7 項に示される給電の優先性>

※上から順に優先性が高い

- a) 信頼度確保の点で必要不可欠な電源 (第 64 条で規定)
- b) 発電制御不能な再生可能エネルギー
- c) (b)に含まれない再生可能エネルギー (つまり、制御可能な再生可能エネルギー)
- d) 高効率コージェネレーション
- e) CIP6 / 92, Legislative Decree 387/03, l. 239/04, 74/08 に定められる電源、及び総額が固定料金となっている電源
- f) 国内の電気エネルギー消費を賄う一次エネルギーに占める割合が 15%を超えない国産の可燃性燃料を用いている電源
- g) その他の電源

上述の通り、再生可能エネルギーは、信頼度確保の点で必要不可欠な電源の次に給電の優先性が保たれているが、常に抑制されないというわけではなく、信頼度を確保するためには抑制される。この条件等を規定している裁決 ARG/elt 5/10 の第 13 条には以下のように記されており、TSO である Terna が信頼度維持のために風力発電の出力抑制を行う可能性があること、及びその権限は Terna のみが有しており、DSO 等の他の系統運用者には出力抑制の権限がないことを示している¹³⁵。

<裁決 ARG/elt 5/10 第 13 条>

再生可能エネルギーからの発電電力に付与される優先給電を尊重した上で、国内の電力システムの安全な運用を維持するために必要な場合にのみ、Terna は風力発電の発電電力の制御を行うことがある。

a. 系統混雑管理のためのリソースの調達方法

「(1)2 エネルギー市場の制度設計と運営状況」に示した通り、系統混雑管理のためのリソースは Terna の運営する事前給電サービス市場において調達される。

Terna の Grid Code では、この市場に参加できるリソースに対するリクワイアメントが示されており、再生可能エネルギーは事前給電サービス市場において系統混雑管理用リソー

¹³⁴ 現在は ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) という名称となっている。

¹³⁵ DSO が混雑管理を行っていないことは、イタリアにおける最大手 DSO である e-distribuzione にも確認を行った。

スとして参入することが認められていない¹³⁶。

<Grid Code 4.4.1.2 に示される系統混雑管理用のリソースのリクワイアメント>

- (a) 第3者接続で送電系統に接続されていること。
- (b) 以下のカテゴリに属していないこと
 - I. **発電出力の予測不可能な再生可能エネルギー**。効率的な制御及び発電予測ができないため
 - II. 系統連系して運用開始後 180 日(6 か月)以内の発電ユニット
- (c) 15 分以内に 10MW 以上の発電出力の変化(上げ若しくは下げ)が可能であること
- (d) 水力発電の場合は、最大発電電力で 4 時間以上のエネルギーを出すことができること

しかし、信頼度を確保するため、やむをえない場合には、風力発電の出力抑制が行われる。これは、従来電源を対象とした事前給電サービス市場での系統混雑管理が十分でない時に最終手段として行うものである。Terna は、風力発電の出力抑制の必要性を、前日市場 (MGP) 及び当日市場 (MI) 断面で評価を行っているが、最終的に出力抑制を発動するのはリアルタイムの断面である。これは、出力抑制量を最小化するためである¹³⁷。

b. 系統混雑管理のためのリソースの運用

裁決 ARG/elt 5/10 を受けて、Terna は信頼度確保のために風力発電の出力制御をどのように利用するかについて、整理を行っており、その内容は Terna の Grid Code においてルール化されている¹³⁸。ここでは、信頼度を維持していくうえで、風力発電の出力抑制が必要となる系統課題として、①系統混雑、②周波数の過渡的な上昇の二つが挙げられている。

このうち、系統混雑管理としての風力発電の出力抑制方法は、①マニュアルによる方法と②自動制御の二つに大別されている。このうち、多くのケースにおいて、マニュアルの方法が取られる。

マニュアルによる方法の具体的な方法は、Grid Code Annex A64 に記されており、以下のとおりとなっている。

<Grid Code Annex A64 に示される風力発電の出力抑制の具体的な手順>

- (1) 運用限界 として定義される、電流の超過を示す第 1 閾値に達し、システムに過負荷の状況が生じていることを確認する。
- (2) 風力発電を抑制させずに、送電系統の過密状態を解消できる可能性がある全ての手段を講じる(送電系統の調整、その他の発電所の抑制)

¹³⁶ 2017 年に発行された deliberation 300/2017/R/EEL によって再生可能エネルギー及びエネルギー貯蔵の MSD への参加に関する実証試験を認められたが、Terna へのヒアリングによると、これはまだあくまで実証試験段階であるとのことである。

¹³⁷ Terna へのヒアリングより。

¹³⁸ Grid Code Annex A64

(3) 上前項に記した作業では充分でなかった場合、現在使用中の手順を用いながら、ファックス又は電子メールにより通知を送り、定格容量に基づく比例配分による出力制御の分配基準に応じて、有効的に稼働している発電を移行軽減状態まで抑制することを要求する。要求された作業は、通知の発送から15分以内に発電事業者によって実施される。

(4) 伝達された指示が発電事業者によって実行されなかった場合、又は、送電系統の接続の安全限界として定義された電流超過の第2閾値を超えたことが確認された場合は、連動する発電設備に対し遠隔解列の運用を行う。その際には、制御不能な発電設備の運用が優先される。発電事業者は3～5分以内に、発電設備全体、又は発電設備の一部に対して、命令内容を実行する。Terna から命令解除の通知を受けた場合を除き、発電事業者はいかなる場合も、当該発電設備が到達すべき最終状況に変化を加えてはならない。

(5) 前記第4項の手順を通じて生じた抑制量が、要請された量に対して超過／不足していた場合、第3項に記載された手順によって増加／抑制の作業を行い、プラント間の差分を埋め合わせるよう調整する。

(6) 利用可能な情報に基づき、風況予測を行う。同じ風況下での抑制が15分の時間間隔を超えていること確認された場合、抑制の指示を解除し、遠隔解列の介入を行うスイッチをオフにする。

以上のマニュアルによる方法に対して、自動制御による系統混雑管理のための出力抑制は、以下のような場合に、予め決められた発動条件と制御方法に基づいて、遠隔信号により解列を行うものとなっている。

- 過負荷を解消するために必要となる抑制量とイベント（偶発事象：事故等の課題）との間にある明確な関係性を特定できるように設定されている送電線の場合。
- かつ、各設備の安全容量限界を直ちに超えてしまう場合

3) 導入後における再エネ接続量の推移

イタリアにおける容量別の風力発電、太陽光発電の導入量を下図に示す。イタリアでは、前述の通り、定格容量が10,000kW以下の電源はDSOの系統に、10,000kWを超える電源はTSOの系統に接続することとなっている。風力発電は10,000kW以上の案件が9割以上を占めており、ほとんどが送電系統に接続されている。一方で太陽光発電は10,000kW以上の発電設備は全体の5%未満であり、ほとんどが配電系統に接続されていることがわかる。

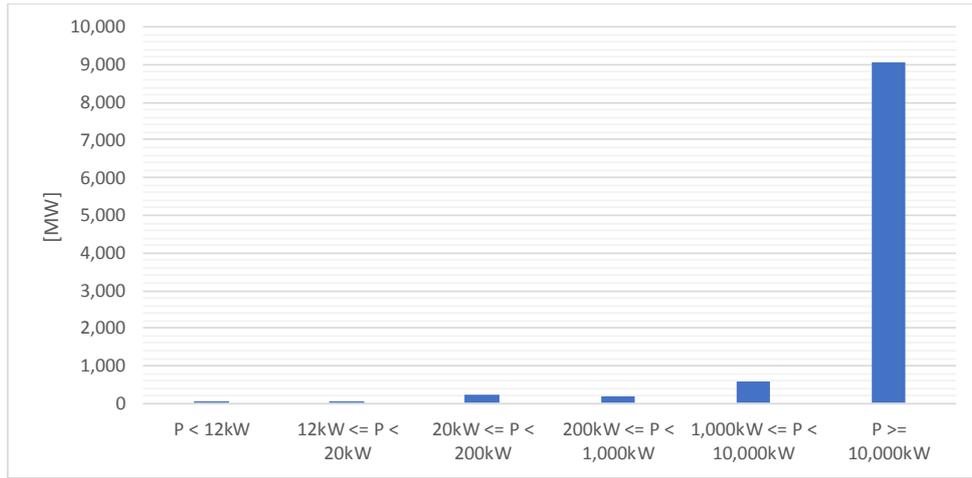


図 2.57 イタリアにおける風力発電導入量（容量別）

出所) <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/fontirinnovabili.aspx> より作成

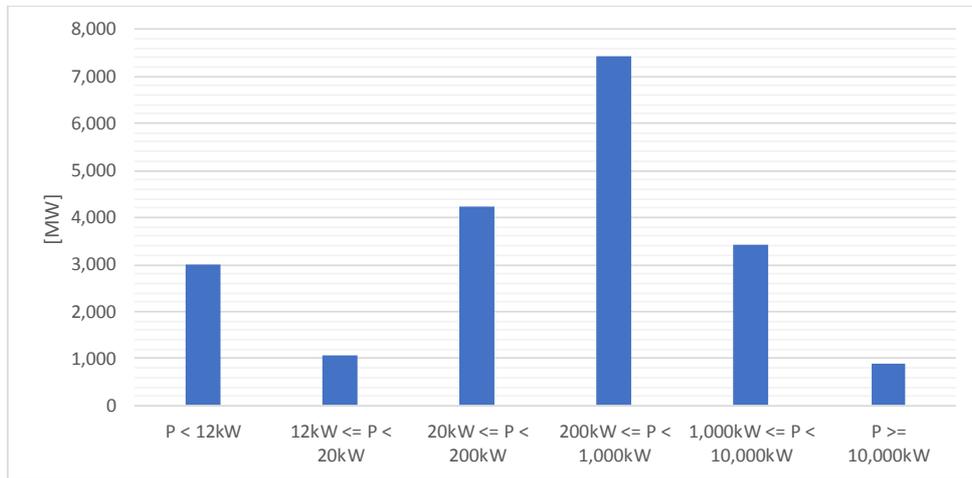


図 2.58 イタリアにおける太陽光発電導入量（容量別）

出所) <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/fontirinnovabili.aspx> より作成

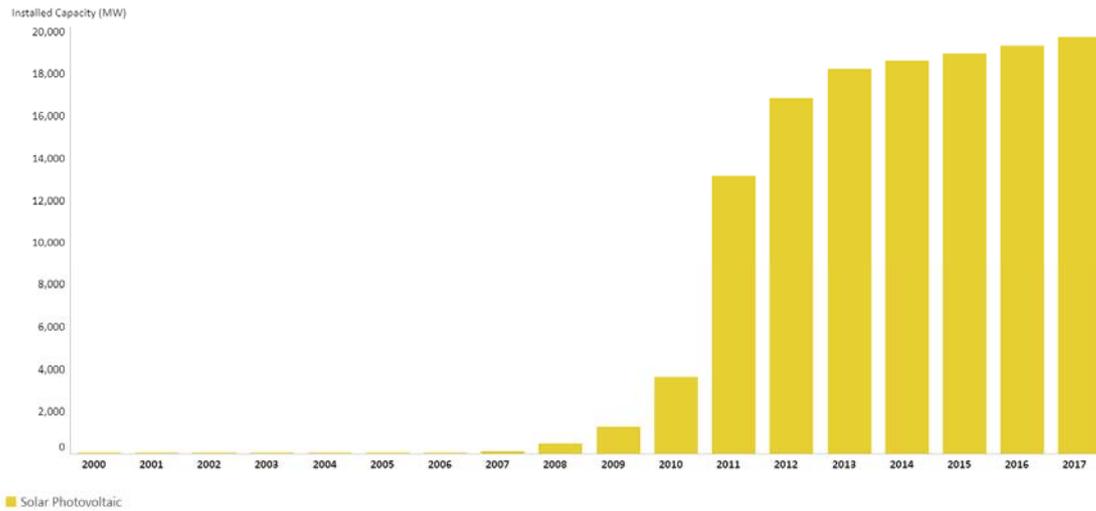


図 2.59 イタリアにおける太陽光発電の導入推移

出所) <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

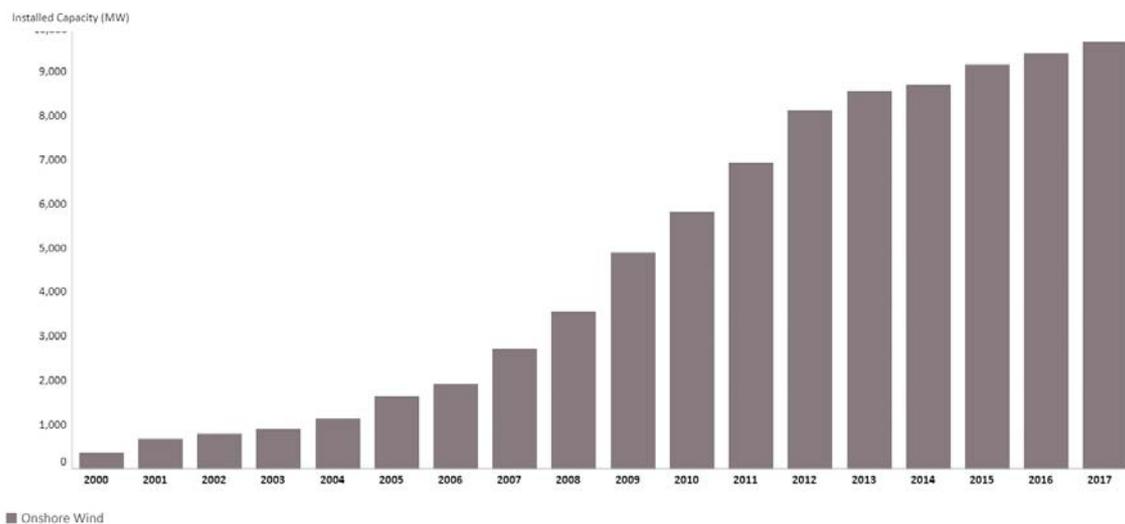


図 2.60 イタリアにおける風力発電の導入推移

出所) <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

4) 出力抑制量、補償額の推移

イタリアにおける風力発電の出力抑制量の推移を下図に示す。風力発電の抑制率は、2009年には10%であったのが、南北間の送電線の増強を行った結果、抑制率は大幅に削減されており、近年では概ね1%台の水準で推移している¹³⁹。

¹³⁹ Wind Europe, “Wind Europe views on curtailment of wind power and its links to priority dispatch”より。

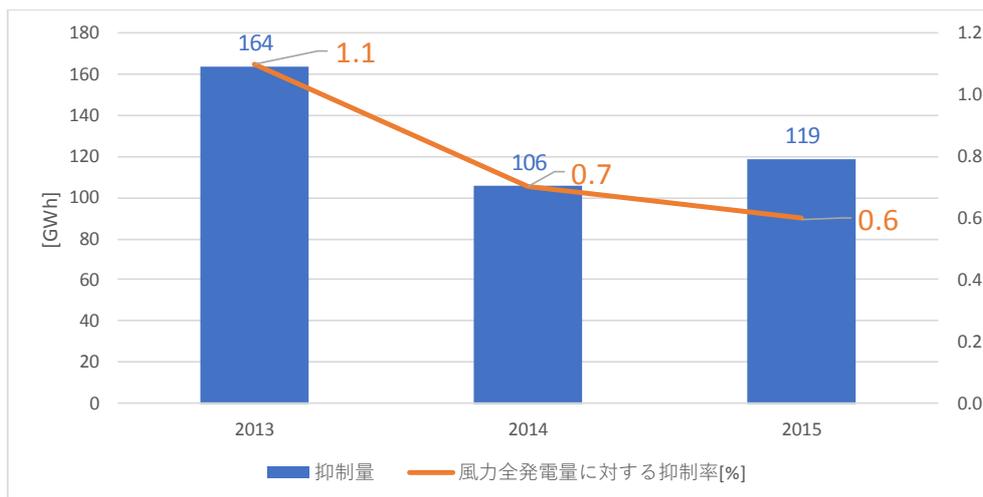


図 2.61 イタリアにおける風力発電の抑制量と発電量に対する抑制率

出所) WindEurope, “WindEurope views on curtailment of wind power and its links to priority dispatch”より三菱総研作成

5) 系統混雑している送電線増強遅延による経済損失額の増加の見通し

公開されている情報から有益な情報を得ることができなかった。

6) ノンファーム型接続の取引実態と課題

該当なし。

7) 作業停電計画策定時の混雑管理

風力発電等の再生可能エネルギーの優先接続及び優先給電は法律 DL 79/99 において規定されており、この規定は電力システムのセキュリティを維持するために Terna が出力抑制等を講じる際にも適用される。従って、Terna が風力発電の出力抑制を行う理由が混雑管理ではなく、作業停電の場合でも、抑制された風力発電出力に対する補償は、系統混雑等の系統課題と同様のスキームとなる¹⁴⁰。

¹⁴⁰ Terna ヒアリングより。

(4) 費用負担の考え方

1) 出力抑制による機会損失費用の考え方

風力発電の出力抑制によって、発電事業者は抑制を受けることによる発電機会損失分に対する補償を受け取ることができる¹⁴¹ ¹⁴²。風力発電が出力抑制を受けた際、GSE (Gestore dei Servizi Elettrici)¹⁴³によって各発電設備の月別の逸失量が計算され、それぞれ前日市場価格で補償される。なお、風力発電の出力抑制によって失われたインセンティブ (FIP: Feed in Premium) は、FIP 対象期間をその分だけ延長することとなる。

2) 託送費以外での回収方法の有無

出力抑制の補償費用は、Terna によって3か月ごとに計算され、まずは Terna によって負担されるが、電気料金の中の給電に関する請求 (dispatching consideration voice) として最終需要家に請求される¹⁴⁴。

3) N-1 電制

設備形成のルールとして N-1 電制を用いている事実は確認できなかった。

¹⁴¹ 具体的なルールは裁決 ARG/elt 5/10 で規定。

¹⁴² 裁決 ARG/elt 5/10 では、IA (Indice di Affidabilità : 信頼度指標) という考え方が示されている。IA は Terna の抑制指令に対する発電側の対応の信頼性を 0~1 で表現したものであり、抑制の正確さと対応の迅速さを考慮して Terna が評価する。この指標が抑制量に掛け合わされ、正味の抑制量となるが、通常抑制指令に対して風力発電事業者が適切に対応すれば、この IA は 1 を取ることとなっている。

¹⁴³ 再生可能エネルギーに関する業務を包括的に担う国営の電力サービス管理会社。

¹⁴⁴ 裁決 Delibera 553/17。

2.1.6 スペイン

(1) 概要

1) 電気事業 TSO/DSO・DNO の関係

スペインは、400kV、220kV は TSO 管轄、それ以下は DSO 管轄となっている。送電系統は、国内唯一の TSO である REE が管理と運用を行っている。配電系統を管理する DSO は、同国における電力大手 5 社が担当している。

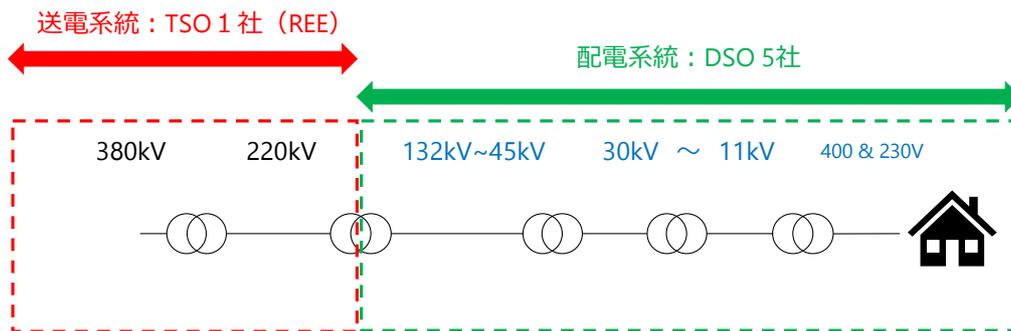


図 2.62 スペインの電圧階級

出所) 三菱総研作成



図 2.63 スペインにおける配電 5 社の供給エリア

出所) <https://pylon-network.org/actors-spanish-energy-system.html>

2) エネルギー市場の制度設計と運営状況

スペインにおける電力市場の構造を下図に示す。電力の取引は、両国の統一の電力取引市場としての MIBEL (イベリア電力市場)によって行われており、この市場は二つの市場運用者、すなわちスペインの OMIE¹⁴⁵ (前日市場及び当日市場) とポルトガルの OMIP¹⁴⁶ (デリバティブ市場 (先物、先渡、スワップ、オプション)) によって運営されている¹⁴⁷。一方で、電力システムの運用を行うために必要なリソースの調達は、REE が運営する「システム調整サービス (System Adjustment Services)」において実施される。

表 2.46 スペインにおける市場区分

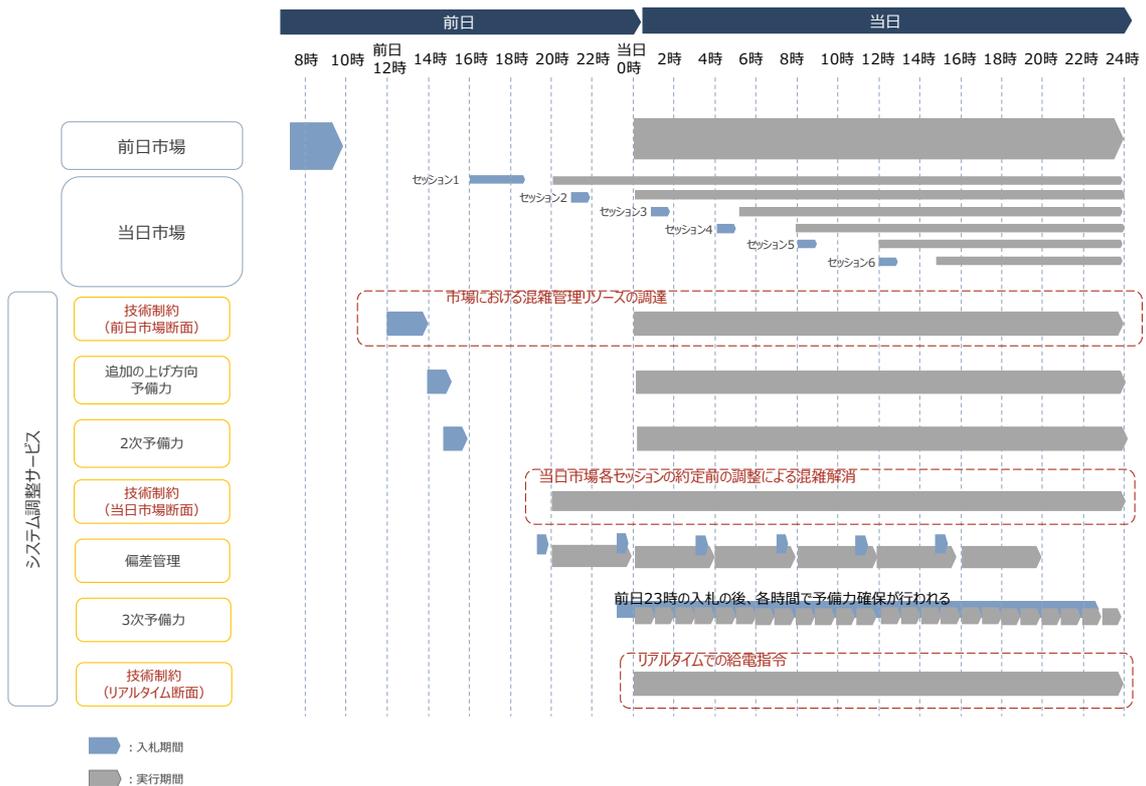
市場	概要	市場運営者	売り手	買い手
エネルギー市場(MIBEL)				
デリバティブ市場	先物、先渡、スワップ、オプションの電力商品を売買	OMIP	発電事業者	小売事業者/ 需要家
前日市場	一時間ごとの電力を売買	OMIE	発電事業者	小売事業者/ 需要家
当日市場	前日市場の取引結果の調整	OMIE	発電事業者	小売事業者/ 需要家
システム調整サービス(System Adjustment Service)				
技術制約 Technical Constraints	系統混雑を含む各種系統制約を解消するためのサービス 前日市場断面、当日市場断面、リアルタイム断面で異なる対応となる	REE	発電事業者	REE (前日市場断面)
追加の上げ方向予備力 Additional upward power reserve	上げ方向の予備力を確保しておくためのサービス	REE	発電事業者	REE
二次予備力 Secondary Reserve	aFRRの予備力確保を行うサービス	REE	発電事業者	REE
二次予備力 Tertiary Reserve	RRに相当。二次予備力の持ち替え電源を調達	REE	発電事業者	REE
偏差管理 Deviation Management	当日市場において 300MWh 以上の乖離が生じる懸念がある際に、その乖離を埋めるために調達される	REE	発電事業者	REE

出所) https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/a2a-be/a2a/2017-02/Italian_Energy_Market_2013.pdf より作成

¹⁴⁵ 市場運用者は、2011年以前は Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (OMEL) という組織であったが、2011年7月1日より、OMELの組織分離が行われ、OMIE (OMI-Polo Español S.A.) が誕生した。現在、OMELはOMIEの親会社という位置づけとなっている。

¹⁴⁶ Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português, S.G.M.R., S.A.)

¹⁴⁷ MIBELの取引所取引の他、相対取引も存在する。REEの“Spanish Electricity System 2017 Report”によると、2017年の前日市場取引量 253TWhのうち、24.0%が相対取引であった。



注) 技術制約（前日市場断面、当日市場断面、リアルタイム断面）については、「(3)2 a. 系統混雑管理のためのリソースの調達方法」にて詳細を記載

図 2.64 ス페인における各市場のスケジュール

出所) REE, “Mercado de Producción Peninsular” より作成

上述において赤字で示している技術制約が、スペインにおける系統混雑管理手法となる。これらの具体的な方法については、「(3)2 混雑管理ルールの詳細」にて示している。その他のシステム調整サービスには、以下のものが含まれる。

●追加の上げ方向予備力

REE が前日市場断面の系統混雑管理を行った後、実現可能な暫定の日別需給計画 (PDVP: Programa diario viable provisional) を作成し、上げ方向の予備力が十分かを検討する。上げ方向の予備力が十分でないと判断された場合、REE は追加的に必要となる上げ方向の予備力を調達するための市場を開場する。入札参加資格者は前日市場において約定しなかった火力電源であり、1 時間ごとの容量 (MW) 当たりの価格を入札する。

●二次予備力

「aFRR」に相当する二次予備力を確保するための市場である。20 秒から 15 分程度の時間軸の需給バランスを維持するために自動制御を行うことが要件となっている。入札に参加できる電源はライセンス制となっており、上げ下げができる容量 (ΔkW) と容量当たりの価格を入札する。

●偏差管理

当日市場のセッション間で、発電・負荷のバランスに大きな乖離があることが懸念される際に、その乖離を埋めるために REE がリソースの調達を行う。当日市場の次のセッションが開始する 1 時間前に発電と負荷のバランスに 300MWh 以上の乖離があると予測された際に、調達が行われる。三次予備力よりも長い周期での需給バランスの乖離を担う位置づけにある。

●三次予備力

「RR」に相当する三次予備力を調達するためのサービスであり、使用された二次予備力の持ち替えを行い、1 時間以内の需給偏差を解消する。15 分以内に最大出力を出すことが可能であり、かつ 2 時間以上維持できる電源が対象である。入札（エネルギー（MWh）当たりの価格）は前日 23 時に REE に送信され¹⁴⁸、予備力確保（落札者の決定）は対象となる時間（1 時間単位）の 15 分前にメリットオーダーで決定される。

3) エネルギー市場制度と送電線利用ルール

上述の通り、系統混雑が発生する際、REE は、「Technical Constraints」と呼ばれるシステム調整サービスで対応を行っている。この具体的な方法については、「(3)2 混雑管理ルールの詳細」にて記載を行っている。この市場による対応を以てしてもなお系統混雑が解消されない場合には、REE が直接対象となる電源を制御することになる。

¹⁴⁸ 入札価格は、対象となる時間（1 時間単位）の 25 分前まで更新が可能である。

(2) 混雑系統における接続検討・情報公開

1) 各国・地域における風力・太陽光の現状接続量

スペインにおける再生可能エネルギーの導入容量は、2017年時点で、太陽光 4,978MW（全設備容量の約 5%）、風力 22,983MW（全設備容量の約 22%）となっている。

2) 系統混雑発生時の接続受付方法

a. 系統接続に関する基本ルール

現在のスペインにおける系統接続の基礎となるルールは、2000年に定められた政令「RD 1955/2000」にある TITLE IV（送電・配電系統への接続、及び自営線）である。当該政令では、全ての発電事業者の系統接続が保証されることが規定されている一方¹⁴⁹、これらの系統接続保証という権利は、系統運用者によって作成される信頼度基準に適合するために、制限される可能性があることが明記されている¹⁵⁰。すなわち、信頼度基準を維持するために、系統運用者は系統接続を拒否できうることが示唆されているが、系統接続が拒否された場合、系統運用者にはそれを説明し、代替となる接続ポイントを提供する義務がある¹⁵¹

スペインでは、現在では再生可能エネルギーの暫定連系は認められていない。政令「RD 1047/2013」の第 18 条では、発電事業者は、既存若しくは計画された送電系統においてのみ系統接続の許可を受けることができ、系統拡充計画において示されていない系統への暫定的な接続は認められないことが規定されている。

ある接続ポイントにおいて最初に接続のためのコンタクトを取った再エネ事業者をその接続ポイントでの系統接続の責任事業者¹⁵²として指定する。その責任事業者は他の事業者との発電容量等についての調整を行う。

b. TSO の受付方法

送電系統への接続の受付方法について、政令 RD 413/2014 の Annex XV 第 4 項において、以下のように規定されている。

<RD 413/2014 Annex XV 第 4 項>

複数の発電事業者が送電網への接続ポイントを共有する場合、発電システムの運用と送電事業者に対するアクセスと接続手順の手續、及び、発電のサービス開始後の発電システム運用と送電事業者との調整は、単一の発電事業者を通じて連帯・連携して行われ、この単一連系事業者は定められた条件や役割に基づき、発電事業者を代表する役目を果たす。

¹⁴⁹ RD 1955/2000 第 52 条（送電系統）、第 60 条（配電系統）

¹⁵⁰ RD 1955/2000 第 56 条（送電系統）、第 65 条（配電系統）

¹⁵¹ RD 1955/2000 第 53 条（送電系統）、第 62 条（配電系統）

¹⁵² IUN(Interlocutor Único de Nudo)と呼ばれる。

c. DSO の受付方法¹⁵³

上記の責任事業者の制度は送電系統への接続に限られており、配電系統への接続は受付順で接続を検討するという制度となっている。

系統増強費用については、系統増強が必要となったタイミングで最初に接続する事業者がその費用を負担し、後続事業者は、最初に接続した事業者とその費用を折半する。例えば、最初に事業者の発電設備が接続可能となる系統増強が 1MW であったとしても、1MW 分に限定せずに適切な増強を行い、最初の事業者が負担する。その上で、後続事業者から容量に応じて負担金を徴収できる契約となっている。

3) 想定潮流の考え方

a. 再生可能エネルギーの接続に関わるルール

スペインでは優先接続が Law 24/2013 において規定されている（第 26 条第 2 項）が、これとは別に、再生可能エネルギー（コージェネレーション及びごみ発電を含む）の接続については、「RD 1955/2000」に示される接続ルールに加えて、「RD 413/2014」の Annex XV において以下のような規制がなされている。

<RD 413/2014 Annex XV 第 2 項における再エネ接続ルール>

1.送配電線: 接続点における合計の発電容量は、熱容量として定義される線路の容量の 50%を超えてはならない。

2.変電所及び HV/MV 変圧器: 変電所若しくは Transformation center に接続される電源の合計の発電容量は、変圧器容量の 50%を超えてはならない。

(中略)

9. 自然変動電源については、ネットワークへの接続点を共にする発電設備の合計容量は、当該接続点における短絡容量の 1/20 を越えてはならない。

スペインでは、この基準を超える場合、系統増強完了前に再エネ電源を接続させるということはない¹⁵⁴。系統増強待ちの電源も多数あるが、送配電系統の制約があり、採算が合わないような代替案を提示されて、接続を断念する案件も存在する。

¹⁵³ Iberdrola ヒアリングより。

¹⁵⁴ Iberdrola ヒアリングより。

b. TSO の考え方

送電系統の電源の接続は、TSO である REE が管理する。REE は、「2) 系統接続ルールの現状と課題」に示した、系統接続ルールとなる以下の法律、政令に基づいて接続検討を行う。

- Law 24/2013
- Royal Decree 1955/2000
- Royal Decree 1047/2013
- Royal Decree 413/2014

REE は再生可能エネルギーとコージェネレーション、ごみ発電（RCR：Renewable, Cogeneration and Waste）のスペインの電力ネットワークへの接続に関する検討を、送電系統拡充計画¹⁵⁵に基づいて行う。

REE の運用手順¹⁵⁶では、接続検討における負荷に対する電源ごとの発電想定に関するガイドラインが以下の通りに示されている。また、負荷は夏季、冬季における季節別ピーク/オフピーク需要が用いられる。

＜REE の運用手順において定められている電源ごとの発電想定＞

- 水力発電：多湿と乾燥といったシナリオを想定
- 原子力：最大発電を想定
- 再生可能エネルギー・コージェネレーション：技術ごとに異なる想定を置く
- 従来型火力発電：ユニットの定格容量を置く（ただし、ユニットの種別に応じて想定の変更を考慮する場合がある）

接続検討として、REE は上記の条件のもと、3つのシミュレーション（潮流計算、過渡安定度計算、短絡容量計算）を実施する。このシミュレーションでは、再生可能エネルギーの合計接続容量が送電線及び変圧器容量の50%以下であることや、短絡容量が接続点での1/20以下となることも考慮され¹⁵⁷、各接続ノード/ゾーンにおける接続可能量（同時発電可能量）が計算される¹⁵⁸。

c. DSO の考え方¹⁵⁹

配電系統への電源の接続は、DSO が管理する。スペインにある5つの主要 DSO の一つである Iberdrola では、接続の申し込みがあった段階で、既設置及び認可済みの電源の状況を

¹⁵⁵ 現行のものは、2015年から2020年までの系統拡充計画を示している「PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2015-2020」である。

¹⁵⁶ P.O. 12.1: Access requests for the connection of new facilities to the transport network

¹⁵⁷ 政令 RD 413/2014 Annex XV

¹⁵⁸ これらの中で最も制約として厳しくなるのは短絡容量計算であり、3つのシミュレーションの結果、接続可能量を定めるのは、短絡容量から計算される容量となることが多い。

¹⁵⁹ Iberdrola ヒアリングより。

考慮して接続検討を行う。接続検討の際の負荷想定は、過去 5 年間の最小負荷実績を採用している。発電については、①既設置の発電事業者、②認可済みの発電事業者、③申請中の発電事業者の 3 つを考慮している。①の場合は、過去の発電実績（容量ではなく 5 年間の最大発電）を見て、②、③は容量 100%発電するとみなして計算を行う。

4) 変圧器・送電線の運用容量の考え方

公開されている情報から運用容量に関する有益な情報は得られなかったが、「3) 想定潮流の考え方」で述べた通り、接続検討の段階で発電容量の総量が変圧器・送電線の熱容量の 50%を超えてはならないことが法律により規定されている。

5) 接続検討における費用負担

a. TSO

TSO である REE は必要となる系統拡充・増強について検討を行い、系統拡充計画を取りまとめる必要がある（前ページの脚注 158 参照）。この系統拡充計画に沿った系統拡充・増強を行うことは REE の責任であり、必要となる費用は REE が負担する。この点から、スペインの送電系統への接続の費用負担スキームは、「シャロー接続」であると整理される。

ただし、RD 1955/2000 第 32 条第 2 項では、必要となる系統増強が、接続する発電事業者のみの利益に資する場合には、その増強は発電事業者が負担することとなることが規定されている。

<RD 1955/2000 第 32 条第 2 項>

2. 接続を行うことで、変電所の新設を伴う既存送電線/計画送電線の分割が起こる際には、その接続のために必要な新しい設備、即ち変電所への引込線、及び新設の送電/配電変電所、既存送電線/計画送電線の増強、計画に定められた新しい電線網の結果生ずる同電線の末端の位置の調整は、接続先の送電系統としてみなされる。

必要な設備投資は接続を行うもの、または促進するものが負担するが、これらは送電事業者によって適用される技術規定に従い、接続に必要な設備の建設業者を指定できる。設備の所有権を持つのは、接続の対象となる送電線の所有者である。

いずれの場合も、新しく建設された設備を他の消費者及び/又は発電事業者が追加的に使用することになった場合、新しい使用者は、同設備の容量に対する使用量の割合分を設備投資に拠出する。この義務は接続サービス開始から 5 年間のみ有効である。意見の相違があった場合には、国家エネルギー委員会が仲裁をする。

送電施設に関しては、運用費用及びメンテナンス費用はシステム側の負担とする。

b. DSO

DSO 系統への接続の費用負担は、以下の通り、「ディープ接続」となっている。

<RD 1048/2013 第 24 条第 1 項>

24.1 新規供給への対応、又は既存系統の拡大に必要な一連の行為と引き換えに配電系統運用者に支払われるべき経済的対価は、接続権への支払いとみなされる。

24.2 接続権への支払いは、以下の概念を含むものとする。

a) 拡張権への支払いは、次条の適用により配電系統運用者の責任となる配電系統の新規拡張に必要な設備について、新規供給又は既存供給の拡大の申請者により配電系統運用者に対し支払われる経済的対価である。

6) 送配電事業者のデータ公表・開示状況

a. 送電系統

REE は系統運用に関わる情報を提供するプラットフォームである「esios」を公開している¹⁶⁰。このウェブサイトでは、需要の実績値（10 分間隔）、市場価格に関するデータ、発電実績の内訳等が可視化されているとともに、2013 年以降のヒストリカルデータを見ることができる。

また、REE は発電状況、発電導入容量、システム調整サービス、負荷に関する年間及び月別データも公開している¹⁶¹。このウェブページでは、これらのデータの統計情報の他、アンシラリーサービス・再生可能エネルギーに関わる年間レポートを公表している。

b. 配電系統

Iberdrola では発電事業者が接続検討するための情報は特に公開していない。発電事業者からの接続に関する照会に対して開示されるのは、空き容量の有無のみで、具体的な空き容量は開示されない¹⁶²。

¹⁶⁰ <https://www.esios.ree.es/en>

¹⁶¹ <http://www.ree.es/en/statistical-data-of-spanish-electrical-system>

¹⁶² Iberdrola へのヒアリングより。

(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール

1) 混雑管理ルールの導入背景

スペインにおける系統接続と混雑管理に関する主要なルールの導入経緯を下表に示す。系統接続については、基本ルールとなる RD 1955/2000 が 2000 年に策定された。その後、再生可能エネルギーの大量導入に伴い、接続に関するルールが改定され、2013 年には既存・計画された送電線以外への暫定連系の禁止ルール (RD 1047/2013)、2014 年には送配電の各設備に対する連系可能量の設定 (RD 413/2014) がなされた。系統混雑に関しては、エネルギー市場の開設以降、系統運用ルールが P.O. (運用手順) として設定されてきた (系統混雑に関連するのは P.O. 3.2 と P.O. 3.7)。2014 年以降、再生可能エネルギー発電等のシステム調整サービスへの参入が認められている。

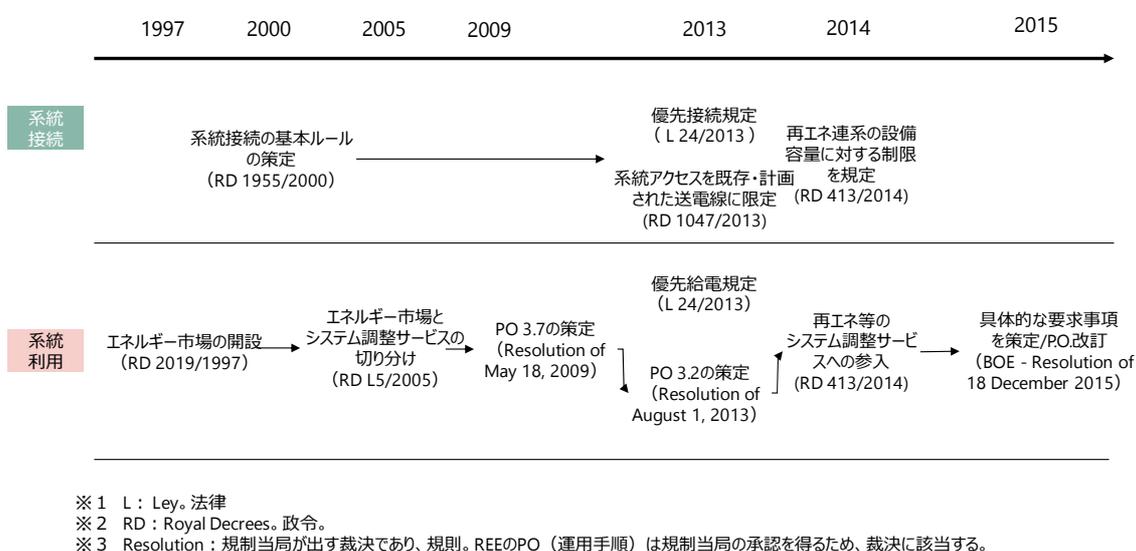


図 2.65 スペインにおける系統接続と系統混雑管理に関するルール

出所) 三菱総研作成

2) 混雑管理ルールの詳細

スペインにおける系統運用ルールである P.O. (運用手順) は、政令として定められ、REE の運用ルールとして適用される。系統混雑管理に関するルールを定めているのは、この P.O. のうち、以下の 2 つとなる。

<スペインにおける系統混雑管理ルールとなる運用手順>

P.O. 3.2: 技術制約

P.O. 3.7: システム調整サービス適用後も課題が解消されない時のエネルギー供給の制限の適用

P.O. 3.2 は系統混雑を含む系統制約（技術制約）の管理方法を規定したものであり、①前日市場断面、②当日市場断面、③リアルタイム断面において、市場における系統混雑管理方法が記載されている。この具体的な方法について、「a. 系統混雑管理のためのリソースの調達方法」において記す。

当該ルールにおける重要な改定として、RD 413/2014、及び裁決「BOE - Resolution of 18 December 2015」が挙げられる。これらのルール改訂以前は、技術制約の解消リソースは火力電源等の従来型電源に限られていたが、改定によって再生可能エネルギーのシステム調整サービスへの参加が可能となった¹⁶³。現在では再生可能エネルギーもこの Technical Constraints における系統混雑管理用のリソースとして市場に参加し、システム調整サービスを提供している。

P.O. 3.7 は、上記の P.O. 3.2 に示される市場を利用した技術制約の解決方法を以てしてもなお当該課題が解決されない際の電源の出力抑制について記載されたものである。この点についても、「a. 系統混雑管理のためのリソースの調達方法」において記す。

a. 系統混雑管理のためのリソースの調達方法

スペインにおいて、系統混雑が発生することが懸念される場合には、まずは市場におけるシステム調整サービスのうち、「技術制約」というサービスによってその解消が図られる。技術制約は、①前日市場断面、②当日市場断面、③リアルタイム断面の3つの時間断面において系統混雑を含む系統上の課題を解消するためのサービスである。

ア) 前日市場断面

前日市場が終わる2時間前（前日の8:00）に、REE はスペイン本土での翌日の1時間毎の需要予測及び国際連系線での融通容量を公表し、これに基づいて市場運用者の OMIE は市場における入札結果から、需要と発電の計画を作成する。これと並行して、相対契約を行っている市場参加者は、発電と需要の契約を REE に報告する。REE はこれら両者を統合し、前日市場断面においてメリットオーダーだけを考慮して決定される日別ベース運転計画（PDBF: Programa diario base de funcionamiento）を作成する。

次に REE は、系統制約解消のための市場である「PDBF 技術制約市場」を開き、当該市場参加資格者に対して、系統制約解消のための上げ方向の調整（upward regulation）と下げ方向の調整（downward regulation）の入札を要請する。その後 PDBF および需要・風力・太陽光の予測情報を考慮に入れ、系統シミュレーションを実施することで電力系統内の系統制約を評価し、その解消のために必要となる上げ方向の調整容量、下げ方向の調整容量を決める。

必要となる上げ/下げ方向の調整容量が決まると、REE は PDBF 技術制約市場への入札を、メリットオーダー順で約定していく。REE はこのプロセスを経て、実現可能な暫定日別計

¹⁶³ RD 413/2014 の第 10 条により、再生可能エネルギーやコージェネレーション、ごみ発電等のシステム調整サービス市場への参加が可能となる方針が打ち出され、「BOE - Resolution of 18 December 2015」によって調整サービスへの参加要件が改定された。

画（PDVP: Programa diario viable provisional）を作成する。

イ) 当日断面

スペインの当日市場のセッションは6つあるが、各セッション終了後に REE は短期間の系統シミュレーションを実施し、当日市場による計画の修正、需要・風力・太陽光の予測の変更、送電系統状況、発電状況を評価する。シミュレーションから系統制約が発生することが明らかになった場合、REE は系統制約を生じさせる原因となる落札を取り消し、代替の最経済電源を追加することで系統制約の解消を行い、その結果を OMIE に報告する。以上のプロセスを経て、REE は最終的な時間別スケジュール（PHF: Programa horario final）を作成する。

ウ) リアルタイム断面

当日市場断面における系統制約の解消を施してもなお予期しない事象の発生により、系統制約がリアルタイム断面において発生しうる。REE はリアルタイム断面においても継続的に系統信頼度の状態及び供給信頼度上のリスクをモニタリングしており、系統制約の発生が懸念される場合には、供給セキュリティ維持のために、電源の出力制御（上げ方向、下げ方向）を行う¹⁶⁴。

リアルタイム断面で用いられる系統制約管理用リソースは、別のシステム調整サービスであるターシャリー予備力で利用されていない入札を用いる¹⁶⁵。その上で、系統制約が解決されない場合は、REE は市場的手段によらず直接電源を制御する。その際の電源の抑制順序は、以下の通りとなっている¹⁶⁶。すなわち、風力発電・太陽光発電等の出力抑制は、他の電源での系統制約の解消を以てしてもなお系統制約が解消されない場合に限られている。

＜電源の抑制順序＞※上から順に優先度が高い

1. 制御困難な再生可能エネルギー電源（風力・太陽光など）
2. 熱主運転などのコジェネ
3. 制御可能な再生可能エネルギー電源（小水力など）
4. 電源コジェネなど
5. 従来電源（火力）

¹⁶⁴ リアルタイムでの系統制約に対して出力制御を行った場合、需給バランスが崩れることになる。REE はこのインバランスを、再エネ・需要予測の誤差から生じる需給バランスの崩れとともに、バランシングサービスによって解消する。

¹⁶⁵ <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-Priority-Dispatch-and-Curtailment.pdf> より。

¹⁶⁶ 資源エネルギー庁 次世代送配電システム制度検討会 WG1 資料「海外の再生可能エネルギー電源に係る優先規定の検討状況について」（2010）より。

b. 系統混雑管理のためのリソースの運用

①前日市場断面では PDBF 技術制約市場で約定した電源が、出力の上げ方向、下げ方向が指令されることになる。②当日市場断面では当日市場の約定前に系統混雑が発生しないように調整を行うことで対応し、③リアルタイム断面では系統制約の発生状況に応じて、三次予備力で利用されていない入札への上げ方向、下げ方向が指令されることになる。

③のリアルタイム断面では、市場に参加したリソースを用いてもなお系統制約が解消されない場合に電源の制御がなされることになるが、その抑制順序は上述の通りである。

3) 導入後における再エネ接続量の推移

2018 年の REE の発表資料によると、スペインでは風力発電のうち 65%が TSO の系統に、35%が DSO の系統に接続されており¹⁶⁷、TSO 系統に接続される風力発電の方が容量が大きい。また、太陽光発電については、2013 年時点での電圧階級別の導入量は下図の通りとなっている。スペインでは 132kV 以下は DSO が管理しているため、ほとんどが配電系統に連系されている状況にある。

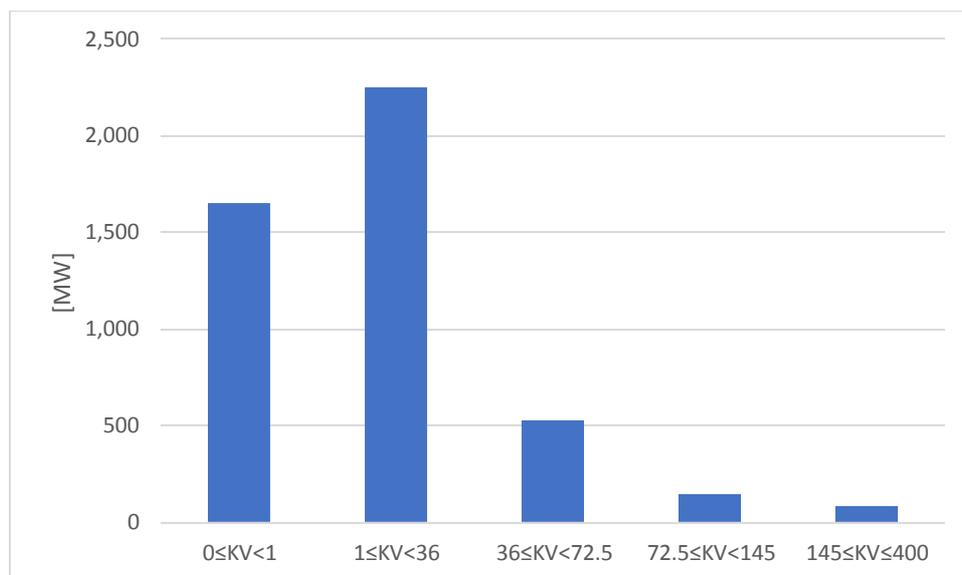


図 2.66 スペインにおける電圧階級別の PV 導入量

出所) https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/pv_grid_european_advisory_paper_july_2014_annex_i.pdf より作成

¹⁶⁷ <https://windeurope.org/summit2018/files/downloads/system-services/1.2.Peiro-Pena.pdf>

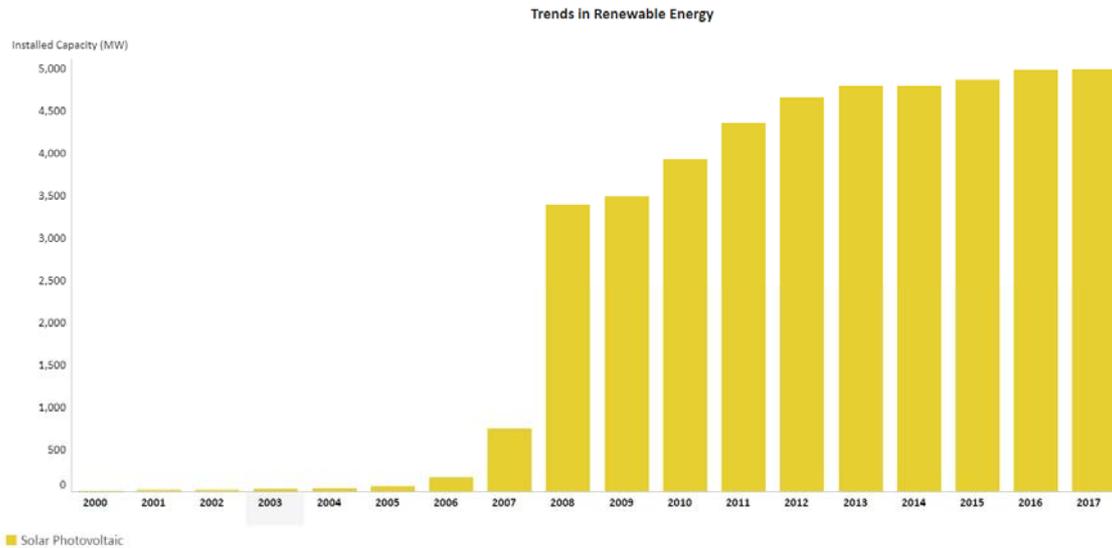


図 2.67 スペインにおける太陽光発電の導入推移

出所) <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

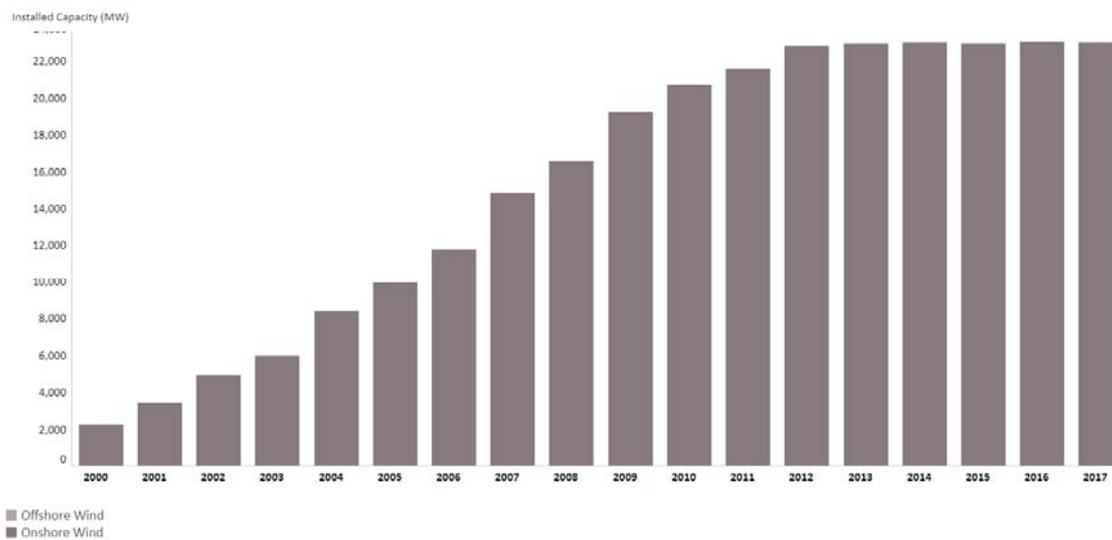


図 2.68 スペインにおける風力発電の導入推移

出所) <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

4) 出力抑制量、補償額の推移

下図はスペインにおける風力発電の抑制量の推移である。例年 1%以下の水準であるが、2013 年には 2.14%と高い水準となっている。これは、2013 年が風況の良かった年であり、風力発電量が 54.3TWh と 2012 年実績の 48.1TWh に比べて約 12.9%多かったことに関連している（2017 年の風力発電量は 47.5TWh）。また、スペイン風力発電協会（AEE: Asociación

Empresarial Eólica) の文献によれば¹⁶⁸、太陽光発電の出力抑制は2016年に1GWh、2017年は0GWhであった。

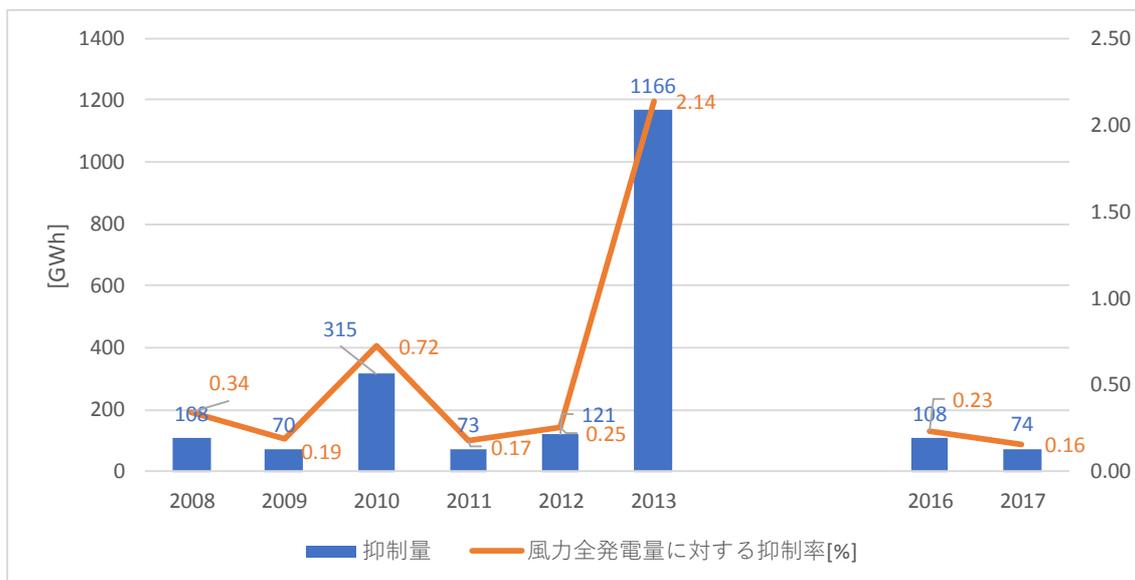


図 2.69 スペインにおける風力発電の抑制量の推移

注) 出所としている文献には、2014年、2015年の抑制量のデータの記載がない。

出所) L. Bird et al, “Wind and solar energy curtailment: A review of international experience”及び AEE, “EOLICA 2018”より作成

5) 系統混雑している送電線増強遅延による経済損失額の増加の見通し

公開されている情報から有益な情報を得ることができなかった。

6) ノンファーム型接続の取引実態と課題

該当なし。

7) 作業停電計画策定時の混雑管理

スペインにおける再生可能エネルギーの出力抑制について、その抑制が前日市場の閉場前に決まっているもの（計画的な出力抑制）であれば、補償はない¹⁶⁹。

¹⁶⁸ AEE, “Eolica 2018”

¹⁶⁹ NREL “Examples of Wind Energy Curtailment Practices”

(4) 費用負担の考え方

1) 出力抑制による機会損失費用の考え方

リアルタイムで発生する混雑管理への対応として、再生可能エネルギーの出力抑制が発生された場合、その抑制に対する補償は前日市場の卸価格の 15%となっている¹⁷⁰。

2) 託送費以外での回収方法の有無

系統混雑管理にかかる費用(技術制約への対応)は、最終需要家が負担することになる¹⁷¹。

3) N-1 電制

変圧器、配電線の容量の 50%を越えてはならないというルールについて、Iberdrola では従来より N-1 基準のもと、N-1 事故時にも再生可能エネルギーの総容量が配電線、変圧器の容量の 50%を超えないという条件での接続検討を実施しており、N-1 基準で再エネが配電線、変圧器容量の 50%を超える場合には、系統増強が必要であると判断してきた¹⁷²。しかし、N-1 基準に基づいて 50%を超えないように再エネを受け入れている状態では、実際の変圧器・送電線の容量の 50%には達しておらず、余力があるのではないかという考えから、N-1 の状態になった時に、50%を超える分の後着の電源をトリップするという条件をもとに後着の電源を接続させるというサービスを、2018 年 5 月から開始しており、現在までに一件の適用事例があった。一方でこのサービスは制度化されたものではなく、スペインにおいて設備形成のルールとして N-1 電制を用いている事実は確認できなかった。

¹⁷⁰ REE 運用手順(P.O.)3.2 ANNEX I 第 1.2.3 項

¹⁷¹ KEMA, “System Services International Review - Market Update”

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/System-Services-International-Review-KEMA.pdf>

¹⁷² Iberdrola ヒアリングより

2.2 米国

2.2.1 連邦

(1) 米国の電力市場の概要

米国の現在の電力市場は、相対取引をベースとした組織化されていない電力市場と、独立系統運用者（ISO：Independent System Operator）や地域送電機関（RTO：Regional Transmission Organization）などの広域系統運用機関によって運用される組織化された市場の2つの市場形態が存在する。

相対取引をベースとした組織化されていない市場は、主に米国の南東部、南西部および北西部に伝統的に存在し、電力会社は系統の運用および管理、また小売事業者への電力供給を行っている。これらの電力市場においては、BPA（Bonneville Power Administration）、TVA（Tennessee Valley Authority）、WAPA（Western Area Power Administration）などの垂直統合事業者が維持されている場合が多い。卸電力の物理的取引は通常、相対取引を通じて行われる。

一方、広域系統運用機関によって運用される組織化された市場は、米国の北東部やテキサス、カリフォルニア、中西部などに存在している。米国では、1980年代後半より、実態的に市場価格による卸電力取引が拡大していた。一方、卸電力市場は、送電系統を所有・運営する垂直統合型の事業者の自主的な託送契約を基礎とするものであった。そのため、送電系統への公平なオープンアクセスに関するニーズが高まった。1996年、連邦エネルギー規制委員会（FERC：Federal Energy Regulatory Committee）はOrder 888を公布し、送電料金約款によるオープンアクセスを送電線所有者に義務付けるとともに、系統運用の効率化・中立性確保の観点からISOの設立を奨励した。米国では、現在までに7つのISO¹⁷³が設立されている。またFERCは、1999年のFERC Order 2000にて、電気事業者に対して、ISOと同様に送電系統を運用し公平な送電サービスを管理するRTOへの加入を奨励した。現在までに4つのRTO¹⁷⁴が設立されている。ISOやRTOが運営する組織化された市場においては、市場参加者による入札ベースの市場が運営されており、市場メカニズムに基づく経済的運用がなされている。

¹⁷³ ISO-NE（ISO New England）、NYISO（New York ISO）、PJM、MISO（Midcontinent ISO）、SPP（Southwest Power Pool）、ERCOT（Electric Reliability Council of Texas）、CAISO（California ISO）

¹⁷⁴ ISO-NE、PJM、MISO、SPP

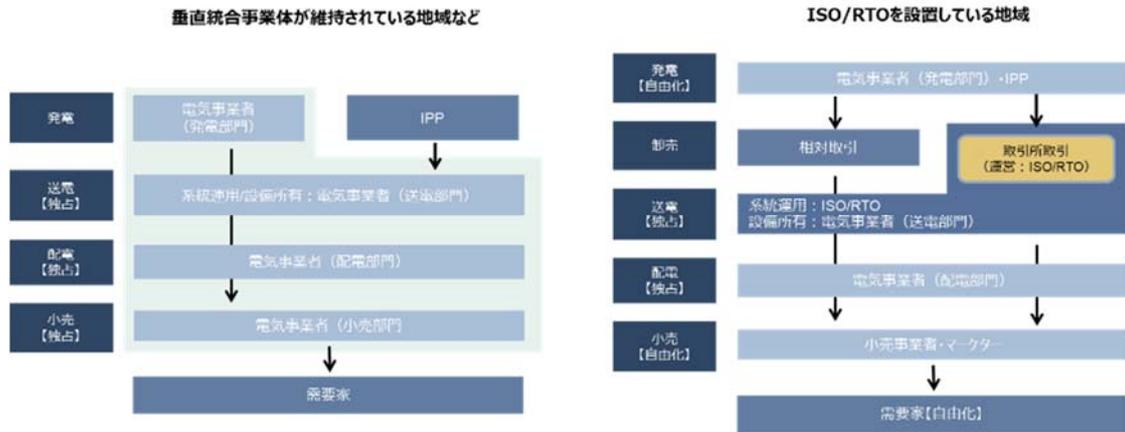


図 2.70 米国における電力供給体制図

出所) 一般社団法人海外電力調査会 ウェブサイトより三菱総研作成

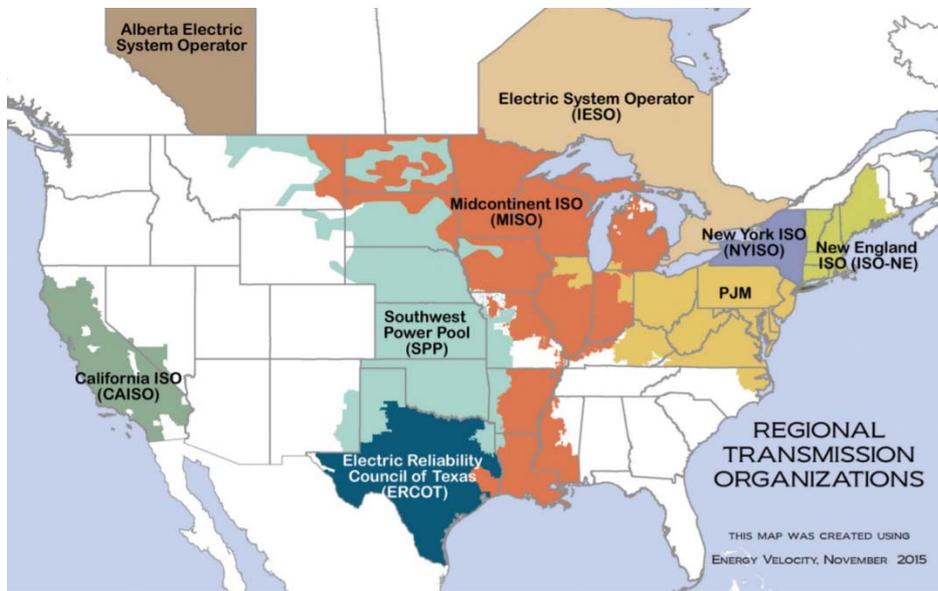


図 2.71 米国およびカナダにおける ISO 及び RTO

出所) FERC ウェブサイト

表 2.47 米国における ISO・RTO 概要

ISO/RTO	ISO-NE	NYISO	PJM	MISO	SPP	ERCOT	CAISO
設立年	1997 年	1999 年	1998 年	1996 年	2004 年	1996 年	1998 年
設立経緯	1971 年設立の既存パワープールを基盤として ISO に移行	1965 年設立の既存パワープールを基盤として ISO へ移行	1927 年設立の既存パワープールを基盤として ISO へ移行	FERC の ISO 設立構想に賛同した送電線所有会社が自主的に設立	1941 年設立の既存パワープールを基盤に設立	州公益事業規制法形成に伴い設立	州電気事業再編法に基づき設立
エネルギー市場	LMP ^{注)} に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場
アンシラリーサービス市場	有	有	有	有	有	有	有
容量市場	有	有	有	有	無	無	無
金融的送電権市場	有	有	有	有	有	有	有

出所) 各 ISO・RTO ウェブサイトより三菱総研作成

注) LMP : 地点別限界価格

(2) 送電システムに関する法規制

1) 米国の送電システムに関する規制当局

米国では、基本的に、州をまたぐ卸電力取引や送電は連邦政府、州内の電力取引や送電・配電は州政府の規制下に置かれている。連邦レベルでは、FERC が規制権限を有している。一方、各州は、州内の系統利用を管轄するが、州間をまたぐ地域間連系線を介したサービスや州間の電力取引に関連する州内系統への管轄権は一部制限されている。米国の系統は大きく 3 つの周波数同期エリア (Eastern Interconnection、Western Interconnection、Electricity Reliability Council of Texas Interconnection) に分かれている。

また、北米規模の信頼度規制に関わる組織として、北米電力信頼度団体 (NERC : North American Electric Reliability Corporation) が存在する。NERC は、北米の基幹系統の信頼度評価を行うとともに、信頼度基準の策定を行い、当該基準遵守の強制力を有する。現在、NERC のもとでは 8 つの地域信頼度団体があり、各地域における信頼度基準遵守の強制と監視を担っている。

表 2.48 連邦レベルの系統接続における FERC 及び NERC の役割

	FERC	NERC
概要	州をまたぐ卸電力取引や送電を規制	FERC に認可された北米規模の信頼度規制機関
系統接続における役割	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 送電サービスの品質基準を策定（電圧、周波数、その他技術要件を含む） ✓ 州間送電料金表の策定、レビュー、承認 ✓ 大規模発電機（20MW 超）の系統連系要件を発行 ✓ 送電計画のルールを策定 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 基幹系統の信頼度基準を策定 ✓ 信頼度基準遵守を強制（金銭的ペナルティ）

出所) National Renewable Energy Laboratory, “U.S. Laws and Regulations for Renewable Energy Grid Interconnections”, 2012 より三菱総研作成

FERC は ERCOT を除く ISO/RTO により運用される卸電力市場の活動を監視するとともに、州をまたぐ電力取引及び送電サービスを管轄する。他方、各州政府は、各州の小売料金、発電所立地、送配電施設を管轄し、州内の電力取引を管轄する。州政府は、管轄下の発電設備（配電網に接続した電源及び分散型電源等）の系統連系に関する規制権限を有する。

FERC 及び NERC は、連邦レベルでの系統接続および信頼度に関する技術基準を定めているが、全米で統一された系統接続要件は存在しない。発電機の連系点を保有する送電事業者及び配電事業者が、電力系統への接続および系統利用に関する最終的な規則や技術要件を定めている。この規則や技術要件は、Open Access Transmission Tariff (OATT) に詳細が規定されている。OATT は、州の公益事業委員会等の規制機関による助言を受けつつ、FERC がレビュー、承認する。

FERC の定める系統接続の標準規則では、発電容量 20MW 以上の大規模電源と、発電容量 20MW 未満の小規模電源で扱いが異なる。ほとんどの小規模発電は、配電網に連系しており、FERC の管轄外であるため、各州政府が公益事業委員会を介して定める Tariff（送電料金表）がそれらの小規模発電の系統連系に関するタイムライン・技術要件を規定している。

図 2.72 に米国の送電事業に関する管轄範囲を示す。

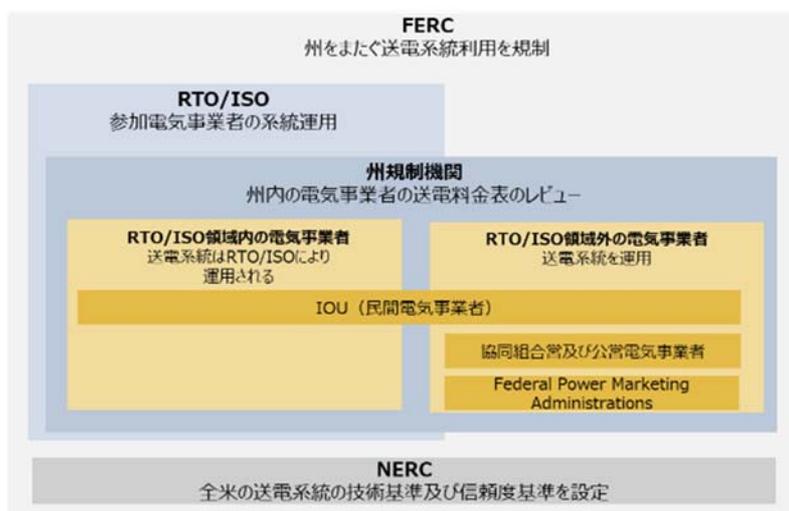


図 2.72 米国の送電事業に関する管轄範囲

出所) National Renewable Energy Laboratory, “U.S. Laws and Regulations for Renewable Energy Grid Interconnections”, 2016 より三菱総研作成

2) 連邦レベルの系統接続に関する法規則

下表に連邦レベルでの系統接続に関する法規則の概要を示す。

表 2.49 連邦レベルでの系統接続に関する法規則

法規則	年	要旨
連邦動力法 (FPA : Federal Power Act)	1935	州をまたぐ卸電力取引、サービスに係る電気事業者を規制
公益事業規制政策法 (PURPA : Public Utility Regulatory Policy Act)	1978 (2005 改正)	電気事業者に対し、FERC 認定のコジェネ及び小規模再エネ電源からの電力買い取りを義務付け 卸電力市場における競争導入
エネルギー政策法 (Energy Policy Act of 1992)	1992	発電市場の実質的自由化
FERC Order 888 & 889	1996	電力事業者に対し送電線のオープンアクセスを義務付け 電子的な送電線利用予約システム (OASIS) の整備を義務付け
FERC Order 2000	1999	地域送電機関 (RTO) の設立を奨励
FERC Order 2003 & 661	2003, 2005	大規模電源 (20MW 超) の系統接続手順基準を規定し、大規模再エネ電源の系統接続に要するタイムフレーム及びコストを削減 風力発電の系統接続基準を規定
FERC Order 2006 & 792	2005, 2013	小規模電源 (20MW 未満) の系統接続手順基準を規定し、小規模再エネ電源の系統接続に要するタイムフレーム及びコストを削減 小規模再エネ電源の系統接続におけるファストトラックを設定
FERC Order 890 & 1000	2007, 2011	送電事業者に対して、州政府や新規参入者も含むすべての参加者の関与の下に、透明性が高く、オープンな送電網整備計画策定を要求 ISO 等に効率的な広域送電計画の策定を義務付け 送電網増強コストの負担方法に柔軟性を付与
FERC Order 764	2012	送電事業者に対して、15 分単位でのスケジューリングを要求し、変動性の高い再エネ電源の普及を促進

出所) National Renewable Energy Laboratory, “U.S. Laws and Regulations for Renewable Energy Grid Interconnections”, 2016 等各種資料より三菱総研作成

a. 連邦動力法 (FPA : Federal Power Act)

1935 年に制定され、FERC の前身である連邦電力委員会 (Federal Power Commission) に州をまたぐ卸電力取引、サービスに係る電気事業者の規制権限が与えられた。

b. 公益事業規制政策法 (PURPA : Public Utility Regulatory Policy Act)

1978 年に制定され、電気事業者に対し、FERC 認定のコジェネ及び小規模再エネ電源からの電力買い取りを義務付けた。また、電気事業者以外の発電事業者に初めて市場参加が認められ、卸電力市場における競争が導入された。

c. エネルギー政策法 (Energy Policy Act of 1992)

1992 年に制定され、公益事業持株会社法 (PUHCA : Public Utility Holding Company Act) の規制適用が免除された新たな独立系発電事業者 (IPP) 区分である適用除外卸発電事業者 (EWG : Exempt Wholesale Generator) が規定され、発電市場の実質的な自由化が行われた。

d. FERC Order 888 & 889

1996年に公布されたFERC Order 888は、託送命令による個別処理ではなく、送電料金約款によるオープンアクセスを送電線所有者に義務付けるとともに、系統運用の効率化・中立性確保の観点からISOの設立を奨励した。また、Order 888を機能させるため、同じく1996年のOrder 889では、送電線利用者が送電サービス提供者から非差別的に送電サービスを得られるように、情報へのアクセスを保証することを目的として、電子的な送電線利用予約システム（OASIS：Open Access Same-time Information System）の整備が義務付けられた。

e. FERC Order 2000

1999年に公布されたFERC Order 2000は、送電線を所有、運転制御する全ての電気事業者に対し、中立的かつ広域的なRTOを自主的に設立することを要求した。

f. FERC Order 2003 & 661

2003年のFERC Order 2003は、FERC管轄下の大規模発電（発電容量20MW以上）の標準的な送電系統接続手順及び送電系統接続に関する合意を定めたものである。送電系統接続手順は、送電サービス提供者が実施する系統接続のプロセスを規定しており、送電系統接続に関する合意は、周波数・電圧・無効電力など標準的な送電系統接続要件を定めたものである。Order 2003では、Direct Connection Facilities（新規接続電源を連系点に接続するために必要な機器・建設）及びNetwork Upgrade（電源の新規接続に起因する既存系統の増強）の費用負担に関する考え方も示された。新規電源線の費用は、すべて新規発電事業者の負担とされた。他方、既存系統の増強費用は、発電事業者が一旦費用を負担したのち、5年以内に送電事業者より発電事業者に対して税金分も含めて還付されることとされた。¹⁷⁵（すなわち、増強費用負担方法は、実質的にshallow方式と考えられる。）ただし、RTOやISOが、Order 2003に示された費用負担の方法とは異なる方法を提案することも認められた。なお、FERC 2003では、従来型発電と再エネ発電を区別していない。

g. FERC Order 2006 & 792

小規模発電（発電容量20MW未満）に関しては、2005年のFERC Order 2006にて、FERC管轄下の小規模発電の標準的な系統接続手順及び系統接続に関する合意が定められ、発電容量2MW未満の電源の系統接続における優先審査制度（ファストトラック）が設けられた。

2013年のFERC Order 792は、発電容量5MW以下のインバーターベースの発電機の系統連系に関して、優先審査制度を申請する権利を付与した。

h. FERC Order 890 & 1000

FERCは、2007年にOrder 890を策定し、送電管理者に対して、州政府や新規参入者も含むすべての参加者に送電計画策定プロセスや関係する情報を公開し、参加者の関与の下に送電計画を策定することを義務付けた。Order 890の策定は、送電網に対する投資の伸び悩

¹⁷⁵ FERC, “STANDARD LARGE GENERATOR INTERCONNECTION AGREEMENT (LGIA)”, 2003, Article 11.4.1 Repayment of Amounts Advanced for Network Upgrades

みと再エネの導入に伴う系統混雑の増加に対する問題意識が背景にある。送電管理者は、9つの原則に従い送電計画策定プロセスを策定することが要求され、その原則には系統接続に関する費用負担も含まれる。FERCは、負担に関する紛争に対する判断において考慮すべき以下の要素を示した。

- ✓ 受益者を含む参加者のコスト負担が公平か。
- ✓ 費用負担方法の提案が新規送電線建設にインセンティブを与えるものか。
- ✓ 費用負担方法の提案が地域の規制機関や参加者の支持を受けたものか。

FERCは、2011年にOrder 1000を発行し、地域を跨いだ送電計画策定を促進する観点から、ISO等に効率的な広域送電計画の策定を義務付けた。また、Order 1000では、各地域のISO等に対して、送電網の増強及び拡張に要する費用負担に関して、送電事業者や系統利用者の利益を調整した費用負担方法を認める柔軟性を与えた。

3) FERC 規定の送電サービス

FERCは、1994年に送電料金設定のガイドラインとなる送電料金政策ステートメント(Transmission Pricing Policy Statement)、1996年にOrder 888を発表し、電力各社はこれらに沿って作成されてきた形式上のオープンアクセス送電料金表(Pro-forma Open Access Transmission Tariff)をモデルに、送電サービスを提供することとされている。

形式上のオープンアクセス送電料金表では、送電サービスとして地点間送電サービス(Point-to-point Transmission Service)とネットワーク統合送電サービス(Network Integration Transmission Service)が規定されている。一般に地点間送電サービスが異なる送電系統に移出(Export)する場合に利用されるのに対して、特定の送電系統内では、電源と負荷を統合するために設計されているネットワーク統合送電サービスが利用される場合が多い。¹⁷⁶

地点間送電サービスには、送電の優先度の高さによってファーム地点間送電サービス(Firm Point-to-point Transmission Service)とノンファーム地点間送電サービス(Non-firm Point-to-point Transmission Service)に区分される¹⁷⁷。ファーム地点間送電サービスでは、予約した容量につきkW単位で年間、月間、週間、1日あたり基本料金が、ノンファーム地点間送電サービスでは、kW単価で月間、週間、1日、1時間当たりの料金が設定されている。

また、形式上のオープンアクセス送電料金表は、送電サービスの抑制の優先順位に関して、以下の通り規定している。¹⁷⁸

¹⁷⁶ 一般社団法人 海外電力調査会「海外諸国の電気事業」(2014年)

¹⁷⁷ 米国の送電サービスにおけるファーム/ノンファームは、地点間送電サービスが抑制を受ける場合の優先度の相違に対応する概念であり、日本のファーム/ノンファームとは異なる概念である。

¹⁷⁸ FERC, “Pro-forma Open Access Transmission Tariff” 14.7

<Pro-forma Open Access Transmission Tariff>

II. POINT-TO-POINT TRANSMISSION SERVICE

14 NATURE OF NON-FIRM POINT-TO-POINT TRANSMISSION SERVICE

14.7 Curtailment or Interruption of Service

送電事業者は、緊急時又はそれ以外の予測せぬ状況により、送電事業者管轄する電力系統又は直接・間接に連系している電力系統の信頼性に脅威を与えるおそれがある場合には、ノンファーム地点間送電サービス（Non-Firm Point-To-Point Transmission Service）の全て又は一部を抑制（Curtailment）する権利を有する。送電事業者は、Transmission Loading Relief の手順に従い、このような抑制の実施を選択することができる。

送電事業者は、（1）ファーム送電サービス（Firm Transmission Service）のリクエスト、（2）より長期のノンファーム地点間送電サービスのリクエスト、（3）同期間のノンファーム地点間送電サービスでより価格が高いリクエスト、（4）非指定リソース（non-designated resource）からのネットワーク統合送電サービス、（5）本送電料金表のセクション 15.4 に記載される条件付き抑制期間中のファーム地点間送電サービス、を融通することを目的として、経済的な理由により、本送電料金表に基づき提供されるノンファーム地点間送電サービスを中断（Interrupt）する権利を有する。

送電事業者はまた、受電地点での送電が中止又は縮小される程度まで、送電利用者へのサービスを中止又は縮小する。必要に応じて、系統制約を効果的に緩和する取引に対して、非差別的な抑制又は中断が実施されるが、ノンファーム地点間送電サービスよりもファーム地点間送電サービスが優先される。複数の取引を抑制又は中断しなければならない場合、実用的な範囲で、最も短期間の取引に対して抑制又は中断が実施される（例えば、1 日のノンファーム取引よりも先に、1 時間のノンファーム取引が、1 週間のノンファーム取引よりも先に 1 日のノンファーム取引が抑制又は中断される。）

(以下略)

(3) 系統混雑管理に関するルール

1) 系統混雑管理手法

米国における系統混雑管理には、大別して 2 つの手法が存在する。

a. 市場メカニズムに基づく系統混雑管理

1 つは、市場メカニズムに基づく系統混雑管理手法である。RTO・ISO などの広域系統運用機関によって組織的取引市場が運営されている市場では、電力の売り手と買い手の入札に基づき、経済的ディスパッチを実施し送電混雑処理を実施している。この場合、LMP の値差が混雑費用となる。

b. TLR（Transmission Loading Relief）

もう 1 つは、Eastern Interconnection で使用される TLR と Western Interconnection で使用される UFM（Unscheduled Flow Mitigation）である。双方とも、緊急性を要する場合、運用基準を超過した送電潮流を抑制し送電線混雑を解消する手順であり、NERC の承認を受けた手順である。これらは、組織的電力取引市場が存在しない 2 地域間の送電混雑解消、及び組織的電力取引市場が存在しない地域と広域系統運用機関によって運用される組織化された地

域間の送電混雑解消に用いられる。¹⁷⁹

NERC は、Eastern Interconnection で使用される送電混雑管理手法として、TLR と呼ばれる手法を定めている。TLR は緊急時、運用基準を超過した送電潮流を抑制し送電線混雑を解消する手順である。TLR の手順は、最も軽い措置であるレベル 1 から緊急時対応のレベル 6 まで分かれている。表 2.50 に、TLR レベルに対応する信頼度コーディネーター (Reliability Coordinator)¹⁸⁰の業務を示す。送電サービス種別に応じて抑制を受ける優先度が定められており、ノンファーム地点間送電サービスの抑制の優先度が最も高く、ノンファーム地点間送電サービスをすべて抑制してもなお過負荷が解消されていない場合には、ファーム地点間送電サービスを抑制する。

TLR は、Eastern Interconnection 内で、組織的電力取引市場が存在しない 2 地域間の送電混雑解消、及び組織的電力取引市場が存在しない地域と広域系統運用機関によって運用される組織化された地域間の送電混雑解消に用いられる。ほとんどの RTO/ISO では、隣接する RTO/ISO との混雑管理プロトコルが存在するため、TLR を使用する必要がない。¹⁸¹

¹⁷⁹ United States Department of Energy, “Annual U.S. Transmission Data Review” (2018)

¹⁸⁰ 基幹送電系統の安定運用に対する責務・権限を有する主体。翌日及びリアルタイムの系統運用における緊急的系統状態の防止及び緩和手続きを実行する。北米では、NERC により 16 の信頼度コーディネーターが指定されている。PJM エリアでは PJM、テキサス州では ERCOT、カリフォルニア州では PEAK Reliability が信頼度コーディネーターに指定されている。

¹⁸¹ United States Department of Energy, “Annual U.S. Transmission Data Review” ,2018

表 2.50 TLR レベルと信頼度コーディネーターの業務

TLR レベル	信頼度コーディネーター (Reliability Coordinator) の業務
1	系統運用制限 (SOL : System Operating Limit) 又は連系系統信頼運用制限 (IROL : Interconnection Reliability Operating Limit) に対する違反に関して、信頼度コーディネーターに通知 (Notify)する。
2	SOL や IROL に対する違反を防ぐため、送電を現在のレベルに保留する。
3a	Non-firm Point-to-Point Transmission Service を使用した Interchange Transaction の抑制による送電サービスの再割当て (Reallocation)により、より優先度の高い送電サービスによる地域間取引 (Interchange Transaction) を可能にする。
3b	SOL および IROL に対する違反を抑制するために、Non-firm Point-to-Point Transmission Service を使用した地域間取引を抑制する。
4	Firm Point-to-Point Transmission Service を使用した取引の継続を可能にするため、送電系統における系統切替 (Reconfigure) を行う。
5a	Firm Point-to-Point Transmission Service を用いた地域間取引 (Interchange Transaction) の比例ベース (pro-rata basis) での抑制による、送電サービスの再割当て (Reallocation) により、Firm Point-to-Point を用いた地域間取引の追加を可能にする。
5b	SOL および IROL に対する違反を抑制するため、Firm Point-to-Point Transmission Service を用いた地域間取引を抑制する。
6	緊急時対応 (Emergency Procedures) デマンドサイドマネジメント、再給電、電圧引き下げ、負荷遮断 (Load Shedding) などを含むことができる。
0	TLR 完了 (TLR Concluded) 取引を回復 (Restore) させる。

出所) NERC ウェブサイト (<https://www.nerc.com/pa/rm/TLR/Pages/TLR-Levels.aspx>) より三菱総研作成

NERC ウェブサイト上には、TLR の発動履歴に関する情報が公開されている。¹⁸²図 2.73 は、2009 年から 2016 年の Eastern Interconnection におけるレベル 3 以上の TLR の発動回数を示し、図 2.74 は、2016 年の Eastern Interconnection の信頼度コーディネーターにおけるレベル 3 以上の TLR の発動回数を示す。

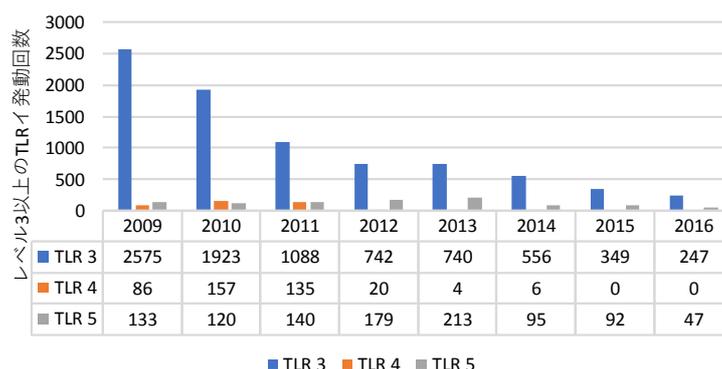


図 2.73 Eastern Interconnection におけるレベル 3 以上の TLR 発動回数 (2009 年～2016 年)

出所) United States Department of Energy, “Annual U.S. Transmission Data Review”, 2018 より三菱総研作成

¹⁸² NERC ウェブサイト (<https://www.nerc.com/pa/rm/TLR/Pages/TLR-Logs.aspx>)

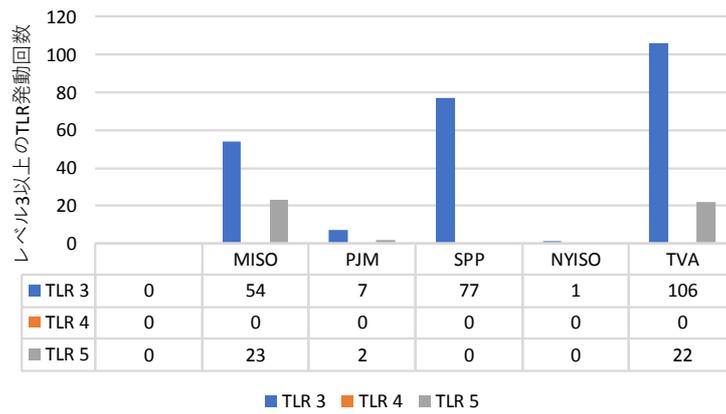


図 2.74 各信頼度コーディネーターにおけるレベル 3 以上の TLR 発動回数（2016 年）

出所) United States Department of Energy, “Annual U.S. Transmission Data Review”, 2018 より三菱総研作成

2.2.2 PJM

(1) 概要

1) 電気事業の概要

PJM Interconnection, L.L.C. (以下、PJM) は、1927年にペンシルバニア州とニュージャージー州の電力会社 3 社が形成した広域電力融通機関である The Pennsylvania - New Jersey Interconnection を契機として発足し、約 90 年の歴史を有する地域送電機関 (RTO : Regional Transmission Organization) である。

1997 年、FERC は PJM を米国初の独立系統運用機関 (ISO : Independent System Operator) として承認した。同年 4 月より PJM は入札ベースのエネルギー市場を開設した。PJM は、当初採用していた単純な価格決定メカニズムと取引ルールによる相対取引市場デザインを破棄し、1998 年 4 月 1 日より実潮流に基づく LMP システムに移行した。また、2002 年には、FERC による RTO 形成の推奨を受け、米国初の RTO に指定された。以降、PJM は隣接する電力会社の送電系統を取り込むことで運用系統を拡大しており、現在では米国北東部 13 州 (デラウェア州、イリノイ州、インディアナ州、ケンタッキー州、メリーランド州、ミシガン州、ニュージャージー州、ノースカロライナ州、オハイオ州、ペンシルバニア州、テネシー州、バージニア州、ウェストバージニア州) 及びワシントン D.C.の一部又は全地域における送電系統の信頼性維持及び運用、電力市場運営を実施している。2017 年 12 月 31 日時点で、設置発電容量は 183,882MW に達し、市場の売り手、買い手、トレーダーを含む 1,031 の参加者を有する。PJM の参加者は、連邦機関である FERC の規制に従う必要がある。また、供給信頼性基準に関しては NERC の規定に従う。

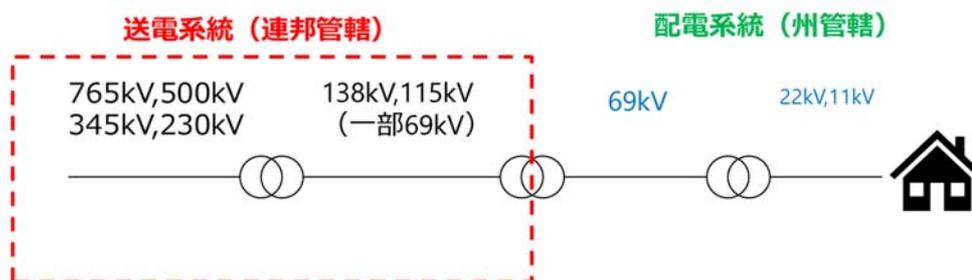


図 2.75 PJM の電圧階級

出所) 三菱総研作成

2) エネルギー市場の制度設計と運営状況

PJM の電力市場には、エネルギー市場 (Energy Market)、アンシラリーサービス市場 (Ancillary Services Market)、容量市場 (RPM : Reliability Pricing Model) が存在する。

エネルギー市場及びアンシラリーサービス市場

エネルギー市場は、前日市場およびリアルタイム市場の 2 つの市場からなる。前日市場

は、翌運用日の各時間について、前日市場に提出される発電入札、需要入札および相対取引スケジュールに基づいて1時間ごとの精算価格が算定される市場である。リアルタイム市場は、リアルタイムの系統運用の信頼度制約付経済負荷配分（SCED：Security Constrained Economic Dispatch）に基づいて精算価格が5分ごとに算定されるエネルギー市場である。それぞれの市場について別個の精算が行われる。前日市場の精算は、スケジュールされた1時間ごとの分量および1時間ごとの前日価格に基づいており、リアルタイム市場の精算は、前日にスケジュールされた分量からの1時間ごとの実際量の偏差および当該時間にわたって合計されたリアルタイム価格に基づいている。前日価格の算定およびリアルタイム価格の算定は、地点別限界価格（LMP：Locational Marginal Price）の概念に基づいている。

アンシラリーサービス市場は、平常時や緊急時の調整力を市場参加者から調達するための市場である。PJMの調整力には、周波数応答（Frequency Response）、周波数調整力（Regulation）、プライマリー予備力（Primary Reserve）¹⁸³、前日スケジュールリング予備力（Day-ahead Scheduling Reserve）がある。このうち周波数応答は、発電事業者から強制的に提供されており、周波数応答以外はエネルギー市場とほぼ同時期に各調整力市場を介して調達される。

PJMは、エネルギー市場とアンシラリー市場を一体運用し、需給予測・各発電機のコストなどから最適な発電量を割り当てることとなっており、系統運用と電力市場運営が一体化されている。エネルギーインバランスは前日市場と連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。

PJMによるリソースのスケジュールリングは、市場入札者が提供する価格と運用特性に基づいて、SCEDを使用して経済的に実施され、毎時間十分な発電容量が給電されるまで継続される。

表 2.51 各市場のタイムライン

市場		入札締切	落札結果公開
エネルギー市場	前日市場	前日 10 時 30 分	前日 13 時 30 分
	リアルタイム市場	前日市場の落札結果公開から前日 14 時 15 分まで、18 時 30 分から実需給 65 分前まで	実需給時に、信頼度制約を考慮し、エネルギーと調整力を調達量・価格を同時決定
アンシラリーサービス市場	周波数調整力（Regulation）市場	前日 14 時 15 分入札一次締切・実需給 65 分前まで変更可	
	プライマリー予備力（Primary Reserve）市場	前日 14 時 15 分入札一次締切・実需給 65 分前まで変更可	
	前日スケジュールリング予備力（Day-ahead Scheduling Reserve）市場	前日 10 時 30 分	前日 13 時 30 分

出所) PJM 各種資料に基づき三菱総研作成

¹⁸³プライマリー予備力（Primary Reserve）は、10分以内に所定出力に到達し、最大30分間所定出力を維持可能な発電・需要リソースが提供可能なアンシラリーサービス。同期リソースにより提供される瞬動予備力（Synchronized Reserve）と非同期リソースにより提供される非瞬動予備力（Non-synchronized Reserve）に分類される。

容量市場 (RPM)

PJM では集中型容量市場である RPM (Reliability Pricing Model) が運用されており、実需要 3 年前から PJM が小売事業者 (LSE : Load Serving Entity) に代わって、PJM 全体の供給力確保義務に当する供給力を一括して調達し、調達した供給力の対価を LSE から事後的に回収する仕組みとなっている。LSE は、割り当てられた容量を RPM オークション又は FRR¹⁸⁴ (Fixed Resource Requirement) を通じて調達する。RPM オークションは、受け渡し 3 年前に開催するメインオークション (Base Residual Auction) と、受渡し 20 か月前、10 か月前、3 か月前の計 3 回開催する追加オークション (Incremental Auction) からなる。追加オークションは、PJM が信頼度要求量 (Reliability Requirement) の増減で生じた差分等を調整するため、また、メインオークション落札者が、電源故障等のために失われた供給力の代替リソースを調達することを目的としている。また、送電線の大規模障害に起因する信頼度要件上の問題に係る追加容量の調達のため、さらに追加オークション (Conditional Incremental Auction) を開催する場合もある。容量市場オークションにて落札又は FRR 制度を通じて確保され、容量コミットメントを負う全てのリソースは、前日市場への入札が義務付けられる。

金融的送電権 (FTR) 市場及びオークション収入権 (ARR) 市場

PJM では、送電系統混雑に起因する地点間の値差リスクをヘッジする仕組みとして、金融的送電権 (FTR : Financial Transmission Rights) とオークション収入権 (ARR : Auction Revenue Rights) という 2 つの権利を導入している。FTR は、前日市場で送電系統が混雑した際に発生する前日市場 LMP の地点間値差と FTR 保有量に応じて、PJM が回収した送電混雑料金を保有者に与える金融商品である。FTR はオークション、又はオークション実施後の相対取引によって取得される。また、ARR は FTR 年間オークション収入の分配を受ける権利である。

3) エネルギー市場制度と送電線利用ルール

PJM では、先に述べたとおり、エネルギー、アンシラリーサービス共に前日市場、リアルタイム市場での市場参加者からの入札情報を考慮し、市場全体での 1 時間ごとの合計費用が最小となるように、スケジューリングとディスパッチを行っている。市場価格決定においては、LMP 方式が採用されており、市場参加者からの入札情報や、セルフスケジューリング¹⁸⁵、相対取引の計画を用いて、SCED プログラムにより決定されたユニットコミットメントに基づき算定される。LMP 方式の下では、最大単一設備故障や送電制約等の条件も考慮されており、過負荷潮流 (送電混雑) の解消に要する費用を送電ネットワーク構成に基づいて各地点の LMP に配賦・反映することで、2 地点間の LMP 値差が混雑料金として送電線利用者から徴収される。そのため、系統混雑管理のために予めリソースを調達する仕組みはな

¹⁸⁴ LSE は自らの供給力確保義務を満たすために必要な供給力を、自己保有電源または相対契約で自主調達してよい。

¹⁸⁵ スポット市場への入札や相対取引の対象としない、電力会社の自社電源。セルフスケジューリング電源は前日までに運転スケジュールを PJM に提出する必要がある。セルフスケジューリング電源は市場に下限価格で入札したとみなされ、申告したスケジュール通りでの運転が保証される代わりに、市場価格での精算が行われる (プライステイカー)。

く、PJM の作成するスケジューリングとディスパッチの中で混雑が解消されている。

(2) 混雑系統における接続検討・情報公開

1) 各国・地域における風力・太陽光の現状接続量

2017年12月31日時点における、PJM が管轄する全系統における燃料種別の設備容量を示す。太陽光は 1143.7MW（全設備容量の 0.6%）、風力は 8141.4MW（全設備容量の 4.0%）である。

なお、送電系統・配電系統それぞれにおける設備容量内訳に関する情報は得られなかった。

表 2.52 PJM における燃料種別の設備容量

燃料種	設備容量 (MW)	全設備容量に対する割合
CC (コンバインドサイクル)	43226.3	21.5%
CT (燃焼タービン)	29698.8	14.7%
石炭	60220.7	29.9%
ディーゼル	1004.3	0.5%
燃料電池	31.6	0.0%
水力	9985	5.0%
原子力	33732.1	16.7%
太陽光	1143.7	0.6%
蓄電池	325.9	0.2%
風力	8141.4	4.0%
その他	13986.8	6.9%
合計	201496.5	100.0%

出所) Monitoring Analytics, “2017 State of the Market Report for PJM Volume 2:Detailed Analysis”, 2018 より
三菱総研作成

2) 系統混雑発生時の接続受付方法

a. 系統接続プロセス

PJM 域内の送配電線への接続を希望する発電施設(既存発電ユニットの容量増加を含む)又はマーチャント送電施設の開発事業者は、PJM が定める系統接続プロセス (Interconnection process) に参加する必要がある。PJM 域内の送配電線に接続し、容量の全て又は一部をキャパシティ・リソース (Capacity Resource) 又はエネルギー・リソース (Energy Resource) として登録する発電機は、PJM New Services Queue と呼ばれる系統接続申請の列 (以下、キューと表記) に登録することを定めている。

事業者の系統接続申請から始まる分析・審査・承認のプロセスは、毎年 4 月に始まるサイクル と、10 月に始まるサイクルの 2 つのサイクルがある。それぞれ 6 ヶ月間の申請期間 (window) が設けられており、系統接続申込みは随時受け付けられている。事業者は 6 ヶ月間の申請期間に接続を申請し、キューに登録する。PJM は、申請期間終了と同時に受け付けを締切り、約 3 ヶ月の実行可能性検討 (Feasibility Study)、約 4 ヶ月の系統影響検討 (System

Impact Study)、約6ヶ月の設備検討 (Facilities Study) の3段階を通じて、段階的な検討を行う。なお、事業者は検討段階ごとに発電容量に応じた検討費用を支払う必要がある。また、キューに登録した事業者は、接続検討期間中いつでも系統接続申請を撤回し、キューから退出することが可能であり、PJM は検討段階ごとに事業者の継続意志を確認している。各サイクルでそれぞれが2年半(30ヶ月)のプロセスをかけて、接続されるかどうか決定され、全ての検討プロセスを通過した系統接続申請に対して、接続許可が与えられる。

PJM は、実行可能性検討、系統影響検討、設備検討のプロセスにおいて、キューに並んでいる発電を系統に接続した場合の、夏季・冬季ピーク期や軽負荷期のデリバビリティー (Deliverability) ¹⁸⁶に関する潮流分析やその他分析 (短絡回路、系統安定性に係る分析等) を行い、NERC 及び地域送電設備所有者の既定する信頼度基準の違反有無を確認している。この結果は、後述する PJM の地域送電網拡張計画 (RTEP : Regional Transmission Expansion Plan) におけるベースラインの信頼度分析等の各種検討にも随時反映される。

なお、事業者は、系統接続申請にあたり、各発電容量のステータスとして、キャパシティ・リソース・ステータス (Capacity Resource Status) 又はエネルギー・リソース・ステータス (Energy Resource Status) のいずれかを選択しなければならない。キャパシティ・リソース・ステータスは、発電機の需要へのデリバビリティーを保証し、かつ発電機が所在する NERC 地域の信頼度要件を満足する、十分な送電容量の利用可能性に基づき付与されるステータスである。キャパシティ・リソース・ステータスは、エネルギー市場だけでなく、容量市場やアンシラリーサービス市場への参加が可能となる。キャパシティ・リソース・ステータスを得るためには、電源はデリバビリティーに関する要件を含む特定の系統接続要件を満たす必要がある。一方、エネルギー・リソース・ステータスを希望する電源の場合は、デリバビリティーに関する分析は不要である。エネルギー・リソースは、エネルギー市場のみへの参加が認められており、容量市場やアンシラリーサービス市場へ参加することはできない。

なお、デマンドレスポンス (Demand Response) リソースや省エネ (EE : Energy Efficiency) リソースは、容量市場 (RPM) にて落札され容量コミットメントを得た場合、キャパシティ・リソースとして扱われる。



図 2.76 PJM 系統接続プロセス概要

出所) PJM, “Interconnection Process Overview”, 2018 より三菱総研作成

¹⁸⁶ 送電可能性

表 2.53 PJM 卸電力市場におけるリソース・ステータス

キャパシティ・リソース・ステータス	エネルギー・リソース・ステータス
<ul style="list-style-type: none"> ✓ キャパシティ・リソース・ステータスを取得するためには、電源ユニットはデリバビリティに関する要件を含む、特定の系統接続要件を満たす必要がある。 ✓ 発電機出力の需要へのデリバビリティを保証し、かつ発電機が所在する NERC 地域の信頼度要件を満足する、十分な送電容量の利用可能性に基づき付与される。 ✓ 発電機の系統接続検討時の実行可能性検討及び系統影響検討において実施される分析によって、それらの信頼度基準を満たすために必要な送電システム増強が特定される。 ✓ キャパシティ・リソース・ステータスを得た電源は、容量市場への参加を可能にする容量接続権（CIR : Capacity Interconnection Rights）を取得することができる。 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ エネルギー・リソース・ステータスの取得を希望する発電ユニットの計画検討には、デリバビリティに関する分析が含まれない。 ✓ エネルギー市場のみへの参加が認められている。CIR（Capacity Interconnection Right）は与えられず、容量市場（RPM）及びアンシラリーサービス市場への参加はできない。

出所) PJM, “PJM Manual 14A:New Services Request Process” より三菱総研作成

b. RTEP プロセス

PJM は、地域送電網拡張計画（RTEP : Regional Transmission Expansion Plan）として、電力需要予測や容量リソースのアデカシー¹⁸⁷、発電リソース、公共政策、市場効率性など様々な要素を考慮した上で、短期（5年後まで）と長期（15年後まで）の送電網拡張計画を作成している。RTEP のプロセスは 24 か月のサイクルがあり、そのなかにさらに、24 か月のサイクルと、一部が重複した 18 か月のサイクルがある。24 か月のサイクルは長期の送電網拡張計画に、18 か月のサイクルは短期の送電網拡張計画の作成に対応する。

¹⁸⁷ 需要に対して適切な電源予備力と送電余力を確保していること。



図 2.77 RTEP プロセスのサイクル

出所) PJM, “PJM 2017 Regional Transmission Expansion Plan”, 2018 より三菱総研作成

RTEP プロセスで実行される主な分析は、ベースライン信頼度分析（Baseline reliability analysis）、発電および送電設備の系統接続分析（Generation and transmission interconnection analysis）、市場効率性分析（Market efficiency analysis）、運用パフォーマンスに関するレビュー及び関連分析（Operational performance issue reviews and accompanying analyses）の4つである。

- ① ベースライン信頼度分析：送電システムのセキュリティ及びアデカシーの保証を目的とした分析。システム電圧・熱容量に関する分析、系統安定度分析、負荷と発電のデリバビリティに関するテストが含まれる。潮流計算のモデルでは、送電網増強のドライバーとなるインプットを設定し、ベースケースの様々な潮流計算がなされる。これらのテストは、単一設備故障や複数設備故障を想定した場合に、NERCが定める安定性、熱負荷、電圧に関する信頼度基準を満たさない送電系統箇所を特定し、最適な解決策を特定することを目的としている。
- ② 発電および送電設備の系統接続分析：系統接続を申込した発電および送電設備は、PJMが定める系統接続プロセスでの検討が必須であるのに加え、接続が許可された発電およびマーチャント（商用）送電設備の要件や接続時期等の情報が RTEP プロセスにおけるベースライン信頼度分析にも反映され、再検討される。
- ③ 市場効率性分析：ベースライン信頼度分析に加えて、PJMは市場シミュレーション・ツールを用いて、提案された送電網増強の経済的メリットを評価する。
- ④ 運用パフォーマンスに関するレビュー及び関連分析：近年の実運用実績に基づき、

PJM 送電網拡張ニーズを評価する。

PJM は 100kV 以上の全ての設備及び 100kV 未満の PJM 運用対象内の設備に関連する全ての増強計画に関して、主に信頼度及び経済性の観点から検討を行う。PJM の運用対象外かつ 100kV 未満の設備に関しては、送電線所有者 (TO: Transmission Owner) が検討を行う。

RTEP プロセスは、発電や負荷のデリバビリティテストを含む、様々な信頼度分析において、NERC の Reliability Standard TPL-001-4 を厳格に適用している。PJM は対応する Reliability Standard TPL-001-4 を満たさない事例を記録し、同基準を遵守した系統増強計画を作成する。

NERC Reliability Standard TPL-001-4 の下では、系統事故イベントは P0 から P7 にカテゴライズされている。PJM は RTEP プロセスの各分析において、一つ以上のイベントを想定して検討を実施する。

表 2.54 NERC Reliability Standard TPL-001-4

分類	初期状態	イベント
P0 故障なし	正常システム	なし
P1 単一故障	正常システム	次のいずれかの損失： 1. 発電機 2. 送電回路 3. 変換器 4. 分路装置 (シャントデバイス) 5. DC回線の単極
P2 単一故障	正常システム	1. 問題なく回線部を開く 2. バス部の故障 3. 遮断器内部故障 (母線連絡遮断器でないもの) 4. 遮断器内部故障 (母線連絡遮断器)
P3 複数故障	発電機損失後のシステムの調整	次のいずれかの損失： 1. 発電機 2. 送電回路 3. 変換器 4. 分路装置 (シャントデバイス) 5. DC回線の単極
P4 複数故障 (故障+遮断器障害)	正常システム	次のいずれかの故障を除去しようとする遮断器の故障 (非母線連絡遮断器) による複数要素の損失： 1. 発電機 2. 送電回路 3. 変換器 4. 分路装置 (シャントデバイス) 5. 母線区分 6. 関連母線の故障を除去しようとする遮断器の障害 (母線連絡遮断器) による複数要素の損失
P5 複数故障 (故障+中継器障害)	正常システム	次のいずれかに関して、故障部分が設計通りに運転するように保護する非冗長中継器の故障による障害除去の遅延： 1. 発電機 2. 送電回路 3. 変換器 4. 分路装置 (シャントデバイス) 5. 母線区分
P6 複数故障 (単一故障の重複)	次のいずれかの損失後のシステムの調整 1. 送電回路 2. 変換器 3. 分路装置 (シャントデバイス) 4. DC回線の単極	次のいずれかの損失： 1. 送電回路 2. 変換器 3. 分路装置 (シャントデバイス) 4. DC回線の単極
P7 複数故障 (共通構成)	正常システム	1. 共通構造の2つの (垂直または水平に) 隣接する回路の損失 2. 双極DC回線の損失

出所) NERC Reliability Standard TPL-001-4 より三菱総研作成

表 2.55 RTEP プロセスにおける分析と NERC プランニングイベントの対応

定常状態解析	適用される NERC Reliability Standard TPL-001-4 のイベント
ベースケース N-0 – 無故障分析 (Base Case N-0 – No Contingency Analysis)	P0
ベースケース N-1 – 単一故障分析 (Base Case N-1 – Single Contingency Analysis)	P1
ベースケース N-2 – 複数故障分析 (Base Case N-2 – Multiple Contingency Analysis)	P2、P4、P5、P7
N-1-1 分析 (N-1-1 Analysis)	P3、P6
発電デリバビリティテスト (Deliverability of Generation Test)	P0、P1
コモンモード故障手続き (Common Mode Outage Procedure)	P2、P4、P5、P7
負荷デリバビリティ (Load Deliverability)	P0、P1
軽負荷期信頼性基準 (Light Load Reliability Criteria)	P1、P2、P4、P5、P7

出所) PJM “2017 PJM Regional Transmission Expansion Plan”より三菱総研作成

3) 想定潮流の考え方

a. 発電デリバビリティテスト (Deliverability of Generation Test)

PJM 域内の任意のエリアの設備容量が、ピークロード時において、単一事故を想定したテストにおいて、同時に運転することが可能であり、そのエリアの需要を上回った余剰のエネルギーが、他の PJM エリアの移出可能であることを示すテストである。端的に言えば、ピークロード時においても、キャパシティ・リソース (Capacity Resource) を抑制せずに運転可能であることの確認が目的である。ただし、実運用では、メリットオーダーに基づき、エネルギー・リソース (Energy Resource) がキャパシティ・リソースの代わりに稼働することがある。

発電デリバビリティテストにおける RTEP ベースケースは、5年後を想定して作成される。想定需要は、50/50 夏季ピーク需要¹⁸⁸を想定し、ファーム地点間送電サービス (Firm Point-to-point Transmission Service) による域外電力取引も考慮される。系統接続プロセスにおける設備検討契約 (Facility Study Agreement) の実行段階を通過した発電又はマーチャント送電線は、関連して必要となる系統増強と合わせ、モデル作成に考慮される。

ディスパッチ想定に関しては、キャパシティ・リソースについて、発電値を設備容量×(1-平均計画停止率 (EEFORD)) として設定する。なお、風力発電と太陽光発電に関しては、出力変動効果と発電機停止の効果を経合的に考慮して、容量ファクター (Capacity Factor) をそれぞれ 13%及び 38%に設定している。¹⁸⁹

b. 軽負荷期信頼度分析 (Light Load Reliability Analysis)

軽負荷期信頼度分析は、軽負荷期において、あるエリアの発電リソースを他の PJM エリ

¹⁸⁸ 実際の電力需要が想定需要値よりも高い確率が 50%、低い確率が 50%となるような想定需要。

¹⁸⁹ PJM, “Capacity Interconnection Rights Beyond Summer Peak Criteria?”, 2016

アに移出可能であることをテストするものである。移出される発電リソースは、軽負荷期における過去の発電リソースミックスを用いて選択される。このテストは、再エネや揚水発電、蓄電リソース等も含む発電能力が、信頼度の観点から抑制されないことの確認が目的である。

ベースライン分析にあたり、典型的な軽負荷期の需要として 50/50 夏季ピーク需要の 50% が想定される。また、燃料種別に応じた容量ファクターは下表に示すように設定される。想定する系統事故イベントは、NERC Reliability Standard TPL-001-4 の P1、P2、P4、P5、P7 である。

個別の発電リソースの立場から見ると、この分析は、軽負荷期において、典型的な他の発電リソース（他エリアのリソースも含む）のディスパッチによる制限を受けることなく、系統にエネルギーを提供可能であることを確認する分析である。前述の発電デリバビリティテストは、夏季ピーク予想需要において同様の目的を有している。このテストは、あるリソースが軽負荷期において必ずエネルギーを提供可能であることを保証するものではなく、典型的な軽負荷期において、任意のエリアにおける発電容量を同時に運転することができ、当該エリアにおける需要を上回った余剰エネルギーがその他の PJM エリアに移出可能であることを確認することを目的としている。端的に言えば、このテストは、軽負荷期において、再エネリソースを含む様々な発電リソースの能力を抑制しなければならない状態が存在しないことを確認するものである。

表 2.56 軽負荷期信頼度分析 ベースケースの初期ターゲットディスパッチ条件

系統モデル	基準年の 5 年後までのベースケース
需要モデル	軽負荷 (50/50 夏季ピークの 50%)
PJM リソースの発電ベースディスパッチにおける容量ファクター (ベースケースにてオンライン)	原子力-100% 石炭 (500MW 以上) -60% 石炭 (500MW 未満) -45% 石油-0% 天然ガス-0% 風力-40% その他リソース-0% 揚水発電-フル稼働
MISO リソースの発電ベースディスパッチにおける容量ファクター (ベースケースにてオンライン)	風力-100%
電力輸出入	過去実績値
事故 (contingency)	NERC P1、P2、P4、P5、P7
モニタリング設備	PJM 市場がモニタリングしている全設備

出所) PJM “PJM Manual 14B PJM Region Transmission Planning Process” より三菱総研作成

注) MISO : Midcontinent Independent System Operator

c. 冬季ピーク信頼度分析 (Winter Peak Reliability Analysis)

冬季ピーク信頼度分析は、冬季ピーク時において、あるエリアの発電リソースを他の PJM エリアに移出可能であることをテストするものである。移出される発電リソースは、冬季ピーク期における過去の発電リソースミックスを用いて選択される。このテストは、再エネや

揚水発電、蓄電リソース等も含む発電能力が、信頼度の観点から抑制されないことを確認することを目的に実施される。

ベースライン分析にあたり、典型的な冬季ピーク期の需要として、50/50 冬季ピーク需要が想定される。また、燃料種別に応じた容量ファクターは下表に示すように設定される。想定する系統事故イベントは、NERC Reliability Standard TPL-001-4 の P0、P1、P2、P3、P4、P5、P6、P7 である。

個別の発電リソースの立場から見ると、この分析は、冬季ピーク期において、典型的な他の発電リソース(他エリアのリソースも含む)のディスパッチによる制限を受けることなく、系統にエネルギーを提供可能であることを確認するものである。前述の発電デリバビリティテストは、夏季ピーク予想需要において同様の目的をもっている。このテストは、あるリソースが冬季ピーク期において必ずエネルギーを提供可能であることを保証するものではなく、典型的な冬季ピーク期において、任意のエリアにおける発電容量を同時に運転することができ、当該エリアにおける需要を上回った余剰エネルギーがその他の PJM エリアに移出可能であることを確認することを目的としている。端的に言えば、このテストは、冬季ピーク期において、再エネルギーを含む様々な発電リソースの能力を抑制しなければならない状態が存在しないことを確認するものである。

表 2.57 冬季信頼度分析 ベースケース初期ターゲットディスパッチ条件

系統モデル	基準年の5年後までのベースケース
需要モデル	50/50 冬季ピーク
PJM リソースの発電ベースディスパッチにおける容量ファクター (ベースケースにてオンライン)	太陽光-5% 風力-33% 水力-38% 原子力-98% 石炭 (500MW 以上) -73% 石炭 (500MW 未満) -51% 埋立ガス-46% 天然ガス-25% その他バイオマスガス-111% 石油 (留出燃料油) -1% 石油 (黒液) -74% 石油 (灯油) -0% 石油 (残渣燃料油) -2% 一般廃棄物-79% 木材廃棄物-66% 石炭廃棄物-75% 石油コークス-75% その他固体燃料-19%
電力輸出入	年間長期ファーム送電サービス (MAAC エリアを除く。MAAC エリアでは過去実績値を参照)
事故 (contingency)	NERC P0、P1、P2、P3、P4、P5、P6、P7
モニタリング設備	PJM 市場がモニタリングしている全設備

出所) PJM “PJM Manual 14B PJM Region Transmission Planning Process”より三菱総研作成

4) 変圧器・送電線の運用容量の考え方

PJM へのヒアリングによると、PJM では一般的に、計画断面では、緊急時の設備運用容量 (emergency rating) として、5分から10分程度の短時間容量 (short-term rating) は使用しておらず、4時間程度の長時間容量 (long-term rating) のみを使用している。短時間容量に基づき計画をしても、給電指令所が問題を解決できない可能性を考慮して、短時間容量は使用していない。¹⁹⁰

5) 接続検討における費用負担

PJM における新規電源の系統接続によって必要となる既存系統の増強 (Network Upgrade) の費用は、負荷費用配分 (Load Flow Cost Allocation) と呼ばれる方法に従う。この方法では、増強が必要となるレベル以降に申し込みをした事業者に対して、過負荷が生じ増強が必

¹⁹⁰ PJM へのヒアリングに基づく

要となる送電設備への影響度（MW contribution）に応じて、費用負担が生じる。増強が必要となる送電設備への影響度は、系統影響検討で決定される。なお、電源線（Direct Connection Attachment Facility）の費用は、発電事業者が負担する。

表 2.58 PJM 新規電源の系統接続によって必要となる既存系統の増強費用の負担方法

<p>費用が 500 万ドル未満の系統増強</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 系統増強の最初の要因となるプロジェクトの系統接続申請者は、いかなる場合でも、系統増強費用の一部を負担する ・ 系統接続を申請したプロジェクトの系統増強への影響度が 5MW 以上、かつ、送電線容量の 1%以上、 又は DFAX¹⁹¹が 5%以上、かつ、系統接続を申請したプロジェクトの設備の系統増強への影響度（MW）が事業の総設備容量の 3%以上の場合、接続申請者の負担は、接続申請プロジェクトの電圧レベルで決定される ・ 500kV 未満の送電設備については、DFAX が 5%以上、又は、MW 影響度がプロジェクトの総設備容量の 5%以上の場合、費用負担が生じる ・ 500kV 以上の送電設備については、DFAX が 10%以上、又は、MW 影響度がプロジェクトの総設備容量の 5%以上の場合、費用負担が生じる。 ・ PJM に電力を輸入しようとする長期ファーム送電サービスの検討を伴う新規系統接続申請、又は PJM 外の電源を有する新規系統接続申請の場合、設備の DFAX が 3%を超える、又は設備の定格容量への影響度（MW）が 3%を超える場合、PJM の全設備に関連する増強に対して一部費用の割当がある。 ・ 費用が 500 万ドル未満の系統増強の場合、系統増強の必要性が特定されたキュー外で系統接続を申請した事業者には、系統増強費用の割り当ては発生しない、系統増強費用が 500 万ドル未満の新規サービスの顧客に対する費用の割当は発生しない。 ・ 費用が 500 万ドル未満の系統増強の場合、費用の割当は、System Impact Study で決定した系統増強を必要とする設備に対する総 MW 影響に基づく。
<p>費用が 500 万ドル以上の系統増強</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 系統増強の最初の要因となるプロジェクトの系統接続申請者は、いかなる場合でも、系統増強費用の一部を負担する。その費用負担は、既存容量の負荷レベルを超えた分のみである。 ・ 系統接続を申請したプロジェクトの系統増強への影響度が 5MW 以上、かつ、送電線容量の 1%以上の場合、 接続申請者の負担は、接続申請プロジェクトの電圧レベルで決定される ・ 500kV 未満の送電設備については、DFAX が 5%以上、又は、MW 影響度がプロジェクトの総設備容量の 5%以上の場合、費用負担が生じる ・ 500kV 以上の送電設備については、DFAX が 10%以上、又は、MW 影響度がプロジェクトの総設備容量の 5%以上の場合、費用負担が生じる。 ・ PJM に電力を輸入しようとする長期ファーム送電サービスの検討を伴う新規系統接続申請、又は PJM 外の電源を有する新規系統接続申請の場合、設備の DFAX が 3%を超える、若しくは設備への MW 影響が 3%を超える場合、一部費用の割当がある。 ・ 系統増強の最初の要因となった系統接続申請者以後の申請者の費用負担は、系統増強への影響度（MW）の割合に応じて決定される。

出所) PJM, “PJM Manual 14A:New Services Request Process” より三菱総研作成

将来の系統接続申請のキュー（列）に既存系統の増強費用を割り当てるため、系統接続申

¹⁹¹ Distribution Factor（潮流分析で算出される、特定の設備の何%の潮流が流れ込むかを示す値）

請のキューの終了日が、系統増強の必要性が生じる最初の系統接続のサービス契約又は増強工事のサービス契約の締結後 5 年以内である場合、上述の費用割当ガイドラインの範囲内で、系統増強費用の割当て対象となる。

6) 送配電事業者のデータ公表・開示状況

a. PJM 市場や運用に関する情報開示

PJM はウェブサイトにて、エネルギー市場、アンシラリーサービス市場、FTR オークション等の市場や系統運用に関する情報を公開している。¹⁹²公開される情報には、リアルタイム運用データ（一連のハブ、ゾーン、アグリゲートの LMP を 5 分毎更新）、リアルタイム及び前日市場 LMP（PJM のすべての価格設定ポイントの毎時 LMP を月次更新）、エネルギー市場への発電ユニットの実績入札データ（4 か月前のデータを月次更新）、リアルタイム及び前日断面における送電制約に関するデータ（制約発生の日時や地点、限界価格等を毎日更新）などが含まれる。また、バス（母線）モデルのデータも更新・開示されている。¹⁹³

b. 接続検討に関する情報開示

PJM では、1997 年以降の電源の系統接続申込の内容及び各種検討結果の情報を PJM ウェブサイト上に開示している。¹⁹⁴

開示項目としては、キュー名、プロジェクト名、プロジェクト所在州、連系点所在地（群）、プロジェクトステータス、送電設備所有者、最大設備出力（MFO: Maximum Facility Output）、接続申込時の希望エネルギー及び容量、プロジェクト稼働時の容量、リソースステータス（エネルギー・リソース又はキャパシティ・リソース）、燃料種、各種検討（実行可能性検討、系統影響検討、設備検討）の状況及び検討結果、系統接続に伴う各種契約の契約状況及び契約書などである。

系統接続申込の開示情報（一部）の一例を下表に示す。表頭の「エネルギー（MW）」及び「キャパシティ（MW）」は、各プロジェクトが系統接続申し込み時に申請したエネルギー・リソースとしての容量とキャパシティ・リソースとしての容量を示し、それぞれ、エネルギー市場に入札可能な容量と容量市場に入札可能な容量である。「キャパシティ（MW）」が 0 MW のリソースのステータスは、エネルギー・リソースであり、0 MW より大きいリソースのステータスはキャパシティ・リソースである。

例えば、キュー名「AE1-105」の North Longview 500kV プロジェクトの場合、エネルギー市場に入札可能なエネルギー・リソースとして申請した容量が 1,270MW であり、その中で容量市場に入札可能なキャパシティ・リソースとして申請した容量が 1,235MW である。

¹⁹² PJM ウェブサイト Data Directory (<https://www.pjm.com/markets-and-operations/data-dictionary.aspx>)

¹⁹³ PJM ウェブサイト LMP Model Information (<https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/lmp-model-info.aspx>)

¹⁹⁴ PJM ウェブサイト (<https://www.pjm.com/planning/services-requests/interconnection-queues.aspx>)

表 2.59 PJM による系統接続申込の開示例

キュー名	プロジェクト名	州	群	プロジェクトステータス	送電設備所有者	最大設備出力 (MFO)	エネルギー (MW)	キャパシティ (MW)	リソース・ステータス	燃料種
AEI-105	North Longview 500 kV	West Virginia	Preston	Active	APS	1270	1270	1235	キャパシティ	天然ガス
AEI-105	North Longview 500 kV	West Virginia	Preston	Active	APS	1270	1270	1235	キャパシティ	天然ガス
AEI-121	Axton 765 kV	Virginia	Pittsylvania	Active	AEP	529.5	529.5	483	キャパシティ	天然ガス
AEI-068	Carson-Rogers Road 500kV	Virginia	Greensville	Active	Domini on	500	500	322.1	キャパシティ	太陽光
AEI-058	Frackville-Siegfried 230 kV	Pennsylvania	Schuylkill	Active	PPL	500	500	250	キャパシティ	水力
AEI-070	Elwood 345kV	Illinois	Will	Active	ComEd	1485	135	135	キャパシティ	天然ガス
AEI-055	Mason 230 kV	New Jersey	Hudson	Withdrawn	PSEG	134	134	134	キャパシティ	天然ガス
AEI-204	Waukegan 13 kV	Illinois	Lake	Active	ComEd	4.4	4.4	0	エネルギー	蓄電池
AEI-223	Allentown Booster 138 kV	New Jersey	Burlington	Active	PSEG	1.9	1.86	0	エネルギー	太陽光

出所) <https://www.pjm.com/planning/services-requests/interconnection-queues.aspx> より三菱総研作成

c. 信頼度分析に関する情報開示

系統接続プロセスを通過した新規発電設備や増設分、マーチャント送電線については、技術的要件や接続時期等の情報が、RTEP の信頼度分析に反映される。信頼度分析に用いられる 15 年後までの需要想定は、PJM により作成され、PJM ウェブサイトに開示されている。¹⁹⁵また、RTEP において検討されるベースケースの潮流モデル、及び系統接続プロセスを通過した新規設備の情報を反映した検討に用いられるベースケースも、PJM ウェブサイトから入手可能である。¹⁹⁶

d. 発電コストデータの使用・入手

PJM では、計画段階では、個別発電機の発電コストデータは用いておらず、把握もしていない。計画段階の検討に際しては、商用ソフトウェアを使用しているが、その商用ソフトウェアにはデータセットとして、発電機のエンジニアリングパラメータ（例えば、熱効率や部分負荷曲線等）が含まれており、それらのパラメータを用いて発電コストを推定している。¹⁹⁷

(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール

1) 混雑管理ルールの導入背景

系統接続ルールおよび系統混雑管理ルールに関する導入のタイムラインを下図に示す。

1997 年、FERC は PJM を米国初の ISO として承認した。同年 4 月より PJM は入札ベースのエネルギー市場を開設し、翌 1998 年 4 月 1 日より実潮流に基づく LMP 方式の市場シス

¹⁹⁵ <https://www.pjm.com/planning/resource-adequacy-planning/load-forecast-dev-process.aspx>

¹⁹⁶ <https://www.pjm.com/planning/rtep-development/powerflow-cases.aspx>

¹⁹⁷ PJM へのヒアリングに基づく

テムへと移行した。LMP方式の市場では、送電線に混雑が発生した場合には、LMPが地点によって変化し、混雑解消に要した給電費用がLMPに賦課される。送電混雑解消のためのプロセスを別途実施する必要はなく、混雑費用は各地点のLMPの値差として示され、処理される。

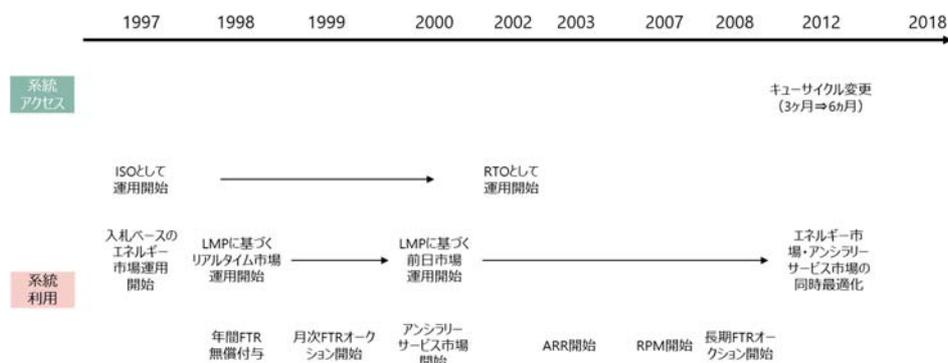


図 2.78 系統接続および混雑ルール導入のタイムライン

出所) 各種資料に基づき三菱総研作成

2) 混雑管理ルールの詳細

PJMでは、前述のとおり、LMPに基づく市場取引システムが採用されている。そのため、PJM域内での系統混雑は基本的に、送電線の制約が発生した場合の過負荷潮流(送電混雑)の解消に要する費用を送電ネットワーク構成に基づいて各地点のLMPに配賦・反映する方法により対応している。

PJM Energy Management System (EMS)では、系統の過負荷(熱容量、電圧、無効電力等)の状況を把握しており、系統運用者であるPJMは、可能な限りリアルタイムに近い系統情報を取り込みSCEDに反映することで、LMP方式による混雑管理の範囲で解決することを目指している。

また、よりリアルタイムに近い段階で突発的な送電線混雑や送電線の故障等が生じた場合や、SCEDのアルゴリズムの制約やSCEDに基づくユニットへの給電指令の制約が存在する場合は、手動での出力抑制が必要な場合も存在する。その場合、市場価格よりも安価な電源を抑制することに伴う機会損失費用(LOC: Lost Opportunity Cost)が補償される。

なお、PJM域外との取引に関しては、PJM域内取引の場合と同様に、まずはLMP方式による混雑管理の範囲での解決を目指し、よりリアルタイムに近い段階で突発的な送電線混雑や送電線の故障等が生じた場合や、SCEDのアルゴリズムの制約やSCEDに基づくユニットへの給電指令の制約が存在する場合は、手動での出力抑制を行った後に、地点間送電サービスの抑制順位に基づき出力抑制を行うTLRが、最終的な送電混雑管理手法として存在する。

a. LMP方式による混雑管理

PJMでは、前日市場とリアルタイム市場におけるLMP方式により、送電線の制約が発生した場合に、過負荷潮流(送電混雑)の解消に要する費用を送電ネットワーク構成に基づ

いて各地点に配賦・反映する。LMP は、送電ネットワークの利用状況を反映したエネルギー取引料金として、以下の要素から構成され、前日市場とリアルタイム市場のそれぞれで算出される。

$$\text{LMP} = \text{エネルギーシステム料金 (Energy System Price)} + \text{送電混雑料金 (Transmission Congestion Price)} + \text{限界ロス料金 (Marginal Loss Price)}$$

エネルギーシステム料金は、送電混雑と送電ロスの発生を考慮しない場合の、エネルギー取引市場の均衡価格であり、全地点で同一である。送電混雑料金は、過負荷潮流(送電混雑)の解消に要する費用であり、送電ネットワーク構成に基づき各地点に配賦される。限界ロス料金は、送電ロス補償に要する費用である。

LMP は、2 地点間に送電制約がない場合は地点間で等しくなるが、送電制約が生じた場合には地点間で値差が生じる。その値差が 2 地点間の混雑料金として送電線利用者から徴収される。送電制約が生じた場合、混雑が発生した送電線を利用して送電することが経済的に最適ではなくなり、制約を回避しながら総発電費用が最も経済的となるようにディスパッチされるように、混雑が調整される。LMP 方式による系統混雑解消においては、送電サービス種別に応じた区別はなされておらず、経済性に基づいた運用がなされている。

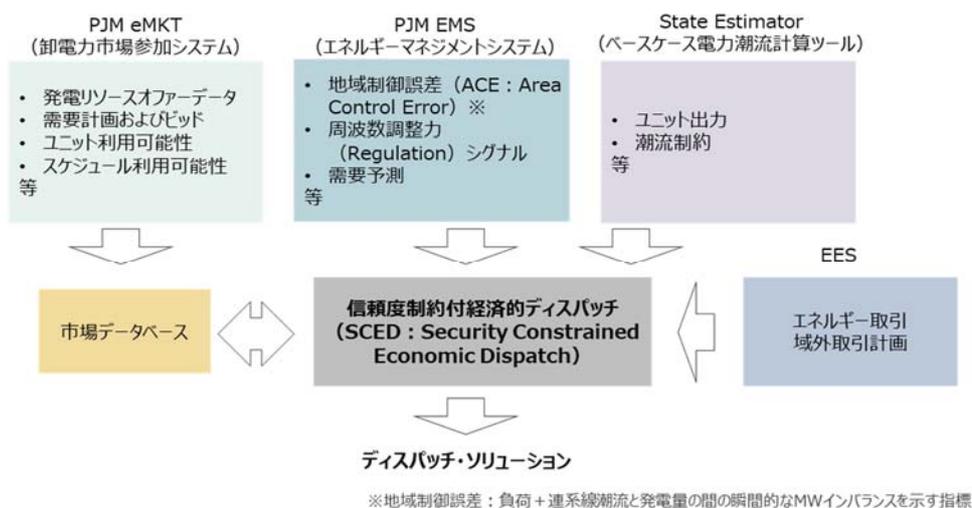


図 2.79 PJM ディスパッチプロセス概念

出所) PJM, “Wind Generation in PJM”より三菱総研作成

PJM では、送電系統混雑に起因する地点間の値差リスクをヘッジする仕組みとして、金融的送電権 (FTR : Financial Transmission Rights) とオークション収入権 (ARR : Auciton Revenue Rights) という権利を導入している。FTR は、前日市場で送電系統が混雑した際に発生する前日市場 LMP の地点間値差と FTR 保有量に応じて、PJM が回収した送電混雑料金を保有者に与える金融商品である。FTR はオークション、又はオークション実施後の相対取引によって取得される。FTR は、物理的な電力供給の権利ではない。ARR は FTR 年間オークション収入の分配を受ける権利であり、系統利用者は配分される ARR によって FTR の購入費用を相殺・軽減することも可能である。

b. Manual Dispatch

PJM は、Energy Management System (EMS) を介して、系統の過負荷（熱容量、電圧、無効電力等）状況をリアルタイムに把握しており、リアルタイムの運用断面で生じた系統制約に関しては、可能な限り系統のリアルタイム情報を取り込み SCED アルゴリズムに反映し、LMP 方式による混雑管理の範囲で解決することを目指している。

しかしながら、リアルタイムの系統過負荷状況をすべてモデル化し SCED アルゴリズムに反映することは困難であり、一部、LMP 価格に反映されない系統混雑管理も存在する。例えば、リアルタイムに近い段階で突発的な送電線混雑や送電線の故障等が生じた場合には、手動による出力抑制（Manual Dispatch）が行われる。また、熱容量や無効電力に関する過負荷は、DFAX¹⁹⁸を用いてリアルタイム LMP の設定に反映することが可能であるのに対し、電圧に関する過負荷に関しては、リアルタイム LMP の設定に反映することができない場合が存在する。その場合も、過負荷解消のため出力抑制が必要な電源に対しては、Manual Dispatch がなされる。出力抑制に伴い、LMP 価格よりも安価な電源を抑制する場合、基本的には機会損失費用が補償される。

c. TLR

PJM の管轄範囲の送電システムを利用して、発電事業者や LSE が電力供給（卸電力供給・小売電力供給）を行う場合、サービス開始前までに送電サービスを選択しなければならない。PJM の送電サービスには大きく、ネットワーク送電サービス（Network Transmission Service）と地点間送電サービス（Point-to-point Transmission Service）がある。ネットワーク送電サービスは、ネットワーク統合送電サービス（Network Integration Transmission Service）とも呼ばれ、系統利用者が、系統内のネットワーク需要に対して、個別の受電地点を指定せずに、PJM エネルギー市場を介して、電力供給を行うための送電サービスであり、PJM 域内の送電に利用される。地点間送電サービスは、指定した供給地点と受電地点間のエネルギー供給を行う際に利用される送電サービスであり、PJM Open Access Transmission Tariff では、PJM 域外との取引を伴う送電（輸入・輸出・域内通過）および PJM 域内の送電に利用される、と定められている。地点間送電サービスは、さらにファーム地点間送電サービス（Firm Point-to-point Transmission Service）とノンファーム地点間送電サービス（Non-firm Point-to-point Transmission Service）の 2 種類に分類されている。サービス契約期間は、前者は長期（1 年以上）と短期（1 年未満 1 日以上）、後者は月間、週間、1 日、1 時間であり、kW 単位の料金が設定されている。

¹⁹⁸ Distribution Factor（潮流分析で算出される、特定の設備の何%の潮流が流れ込むかを示す値）

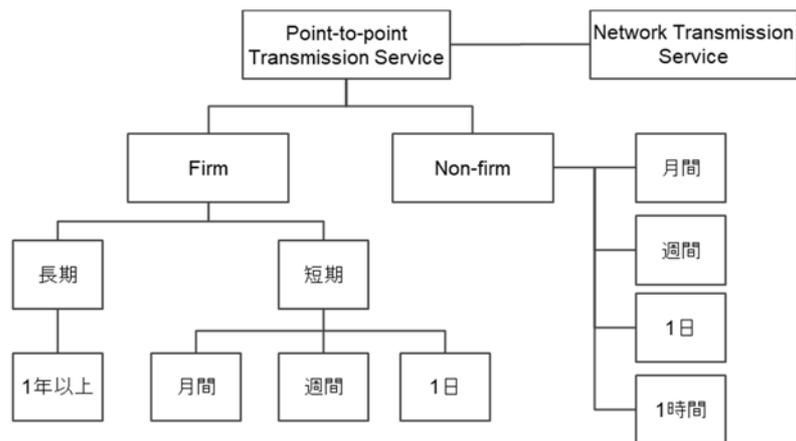


図 2.80 PJM 送電サービスの分類

出所) PJM “PJM Manual 2 Transmission Service Request”より三菱総研作成

PJM Open Access Transmission Tariff の下では、送電サービスの予約において、ファーム地点間送電サービスは常にノンファーム地点間送電サービスよりも高い送電優先度が与えられている。つまり、PJM Open Access Transmission Tariff の下では、送電サービスの抑制が必要な事象が発生した場合には、TLR の手続きに基づき抑制が行われるが、まず、ノンファーム地点間送電サービスから先行して抑制を受け、その後、ファーム地点間送電サービスやネットワーク送電サービスが抑制を受ける、と規定されている。

しかしながら、現在、PJM では、地点間送電サービスは、域内の電力取引には活用されおらず、域外との取引を伴う送電（輸出・輸入・域内通過）にのみ活用されている。¹⁹⁹そのため、PJM における TLR の適用範囲は、実質的に PJM 域外との取引を伴う送電についてのみであり、PJM 域内の取引は適用対象外である。

また、PJM では、設備が過負荷状態にある時に、利用可能なあらゆる合理的手段を実施した後も、未だ過負荷状態が解消されていない場合に、TLR を発動することができる。TLR は、混雑管理手法の中でも最後に実施される手段と位置付けられている。²⁰⁰

d. 系統混雑管理のためのリソースの運用

LMP 方式の市場取引においては、風力や太陽光等の再エネ発電は、他の既存電源と平等に扱われている。しかしながら、再エネ発電は燃料費が不要であり、また連邦政府による税制優遇（Tax Credit）として、投資税控除（ITC：Investment Tax Credit）と生産税控除（PTC：Production Tax Credit）が存在しているため、既存発電と比較して安い価格での入札が可能であり、再エネの出力抑制順位は、既存発電よりも後になる場合が多い。

なお、ITC は主に太陽光発電プロジェクトに、PTC は主に風力発電プロジェクトに利用される税制優遇である。ITC では、設備投資（CAPEX：Capital Expenditure）の 30%が法人税から控除される。²⁰¹PTC は、風力発電、水力、ループバイオマス、地熱、埋立ガス、一般廃

¹⁹⁹ PJM へのヒアリングに基づく

²⁰⁰ PJM へのヒアリングに基づく

²⁰¹ ITC の控除割合は、2019 年まで 30%。2020 年に 26%、2021 年に 22%、2022 年以降に 10%に引き下げられる。

棄物等を対象とした、発電量 (kWh) ベースの税制優遇である。風力発電の場合、1kWh あたり 2.3 セントの控除がなされる (2015 年又は 2016 年の場合)。²⁰²

3) 導入後における再エネ接続量の推移

該当する情報は得られなかった。

4) 出力抑制量、補償額の推移

下表に、2017 年の設備タイプ毎の前日市場・リアルタイム市場における混雑発生頻度を示す。(平常時、事故時の混雑発生を含む。) なお、混雑発生頻度の指標としては、混雑事象時間 (Congestion Event Hour) が用いられている。混雑事象時間は、ある設備において、1 時間のうちの少なくとも 1 つインターバル (5 分単位) で混雑が発生した場合に 1 回とカウントする指標である。同じ 1 時間に 2 箇所の設備において混雑が発生した場合には、2 回とカウントされる。系統制約は、複数個所で同時に発生する機会が多いため、通常、混雑事象時間は系統制約の発生時間を上回る。

表 2.60 設備タイプ毎の混雑事象時間

	混雑事象時間	
	前日市場	リアルタイム市場
フローゲート	29,579	5,975
インターフェース	4,635	439
電線	155,443	12,963
その他	16,623	529
変圧器	94,643	2,494
未分類	NA	NA
合計	300,923	22,400

出所) Monitoring Analytics “State of the Market Report for PJM, Section 11 Congestion and Marginal Losses”, 2018 より三菱総研作成

下表は、2017 年の PJM における電圧階級別の混雑事象時間である。(平常時、事故時の混雑発生を含むと考えられる。) なお、35kV 以下でも混雑が発生しているが、35kV 以下でも系統構造上ループ系統と分類される系統は、送電系統の一部として扱われ、PJM の混雑管理の対象になっている²⁰³ため、と推察される。

²⁰² 風力発電に対する PTC の控除額は、2015 年、2016 年に比較して、2017 年に 80%、2018 年に 70%、2019 年に 40%に引き下げられる。

²⁰³ PSEG へのヒアリングに基づく

表 2.61 電圧階級別の混雑事象時間（2017 年）

電圧(kV)	混雑事象時間	
	前日市場	リアルタイム市場
765	1,070	35
500	9,061	1,533
345	59,380	3,220
230	47,474	5,750
161	33	34
138	128,573	8,795
115	30,626	1,913
69	17,329	1,120
35	15	0
34	5,573	0
18	1,677	0
17	11	0
13	101	0
未分類	NA	NA
合計	300,923	22,400

出所) Monitoring Analytics “State of the Market Report for PJM, Section 11 Congestion and Marginal Losses”,
2018 より三菱総研作成

下表は、2016 年及び 2017 年に送電制約が最も頻繁に発生していた箇所における混雑事象時間および年間 8,760 時間に対する混雑事象時間の割合を示す。（平常時、事故時の混雑発生を含むと考えられる。）

表 2.62 送電混雑発生上位 25 箇所（2016 年及び 2017 年）

	送電制約発生箇所	設備タイプ	混雑事象時間				年間時間に対する割合			
			前日		リアルタイム		前日		リアルタイム	
			2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年
1	Quad Cities	変圧設備	1,046	9,457	0	0	12%	108%	0%	0%
2	Olive	その他	6,092	6,460	0	0	70%	74%	0%	0%
3	Emillie - Falls	送電線	2,617	5,171	329	895	30%	59%	4%	10%
4	Zion	送電線	2,929	4,644	0	0	33%	53%	0%	0%
5	Waukegan	変圧設備	2,326	4,579	0	0	27%	52%	0%	0%
6	Braidwood - East Frankfort	送電線	2,130	4,171	337	301	24%	48%	4%	3%
7	East Bend	変圧設備	2,700	4,464	0	0	31%	51%	0%	0%
8	Hinchmans	変圧設備	222	4,378	0	0	3%	50%	0%	0%
9	Graceton - Safe Harbor	送電線	590	3,118	131	1,151	7%	36%	1%	13%
10	Loretto - Vienna	送電線	1,867	3,950	6	60	21%	45%	0%	1%
11	Conastone - Peach Bottom	送電線	2,407	3,159	699	840	27%	36%	8%	10%
12	Westwood	フローゲート	950	3,399	137	198	11%	39%	2%	2%
13	West Chicago	変圧設備	2,222	3,490	0	0	25%	40%	0%	0%
14	Cherry Valley	変圧設備	5,219	3,007	774	149	60%	34%	9%	2%
15	Saddlebrook	変圧設備	1,810	3,098	0	0	21%	35%	0%	0%
16	Howard- Shelby	送電線	4,169	3,041	0	0	48%	35%	0%	0%
17	Electric Junction	変圧設備	0	2,906	0	0	0%	33%	0%	0%
18	Gould Street - Westport	送電線	2,782	2,800	27	0	32%	32%	0%	0%
19	Essex Co. RRF	変圧設備	1,202	2,793	0	0	14%	32%	0%	0%
20	Tanners Creek	変圧設備	2,548	2,679	0	0	29%	31%	0%	0%
21	West Moulton - City Of St. Marys	送電線	3,718	2,677	0	0	42%	31%	0%	0%
22	Hudson	変圧設備	2,795	2,610	0	0	32%	30%	0%	0%
23	Liquid Carbonics	変圧設備	1,340	2,586	0	0	15%	30%	0%	0%
24	Elwood	その他	3,849	2,571	0	0	44%	29%	0%	0%
25	Maywood	変圧設備	3,422	2,540	0	0	39%	29%	0%	0%

出所) Monitoring Analytics “State of the Market Report for PJM, Section 11 Congestion and Marginal Losses”,
2018 より三菱総研作成

下図は、2008 年から 2017 年の PJM における年間混雑費用の推移である。なお、PJM 域内の送電設備、PJM と MISO 及び NYISO との間で相互に調整された送電設備における混雑費用が含まれる。2014 年の年間混雑費用は 1,932（百万ドル）と前年比 185.5%の大幅な増加となったが、これは、2014 年 1 月の記録的寒波に伴う計画外停止の発生等による電力系統の乱れに起因するものである。²⁰⁴寒波が到来した 1 月 7 日には調達した供給力のうち予想を 3 倍以上も上回る 22%の電源が計画外停止するとともに冬季最大需要電力を記録した。天然ガスに大きく依存していた PJM は、系統運用が困難になった上、極度の寒さのために発電所の機械的なトラブルや石炭や天然ガスの輸送にも問題が生じ、多くの発電所が停止を余儀なくされた。²⁰⁵

²⁰⁴ Monitoring Analytics, “2014 State of the Market Report for PJM, Section 11 Congestion and Marginal Losses”, 2015

²⁰⁵ 一般社団法人海外電力調査会 ウェブサイト、世界の電気事業の動き 2014.8.22 米国：PJM が容量市場ルールの見直しに着手 (<https://www.jepic.or.jp/world/2014.html>)



図 2.81 PJMにおける年間混雑費用の推移（2008年～2017年）

出所) Monitoring Analytics “State of the Market Report for PJM, Section 11 Congestion and Marginal Losses”, 2018より三菱総研作成

下表は、年間混雑費用の推移を、前日市場における混雑費用とリアルタイム市場における混雑費用に分解したものである。

表 2.63 市場カテゴリ別 年間混雑費用の推移（2008年～2017年）

	前日市場混雑費用 [百万 USD]	リアルタイム市場混雑 費用 [百万 USD]	合計混雑費用 [百万 USD]
2008	2596.5	(544.6)	2051.8
2009	901.4	(182.4)	719
2010	1713.1	(289.8)	1423.3
2011	1245	(246.0)	999
2012	779.9	(250.9)	529
2013	1011.3	(334.4)	676.9
2014	2231.3	(299.1)	1932.2
2015	1632.1	(246.9)	1385.3
2016	1100.4	(76.8)	1023.7
2017	733.1	(35.5)	697.6

出所) Monitoring Analytics “State of the Market Report for PJM, Section 11 Congestion and Marginal Losses”, 2018より三菱総研作成

下表は、2017年の設備タイプ毎の前日市場・リアルタイム市場における年間混雑費用を示す。

表 2.64 設備タイプ毎の混雑費用

	混雑費用 [百万 USD]		
	前日市場	リアルタイム市場	合計
フローゲート	129.8	(2.2)	127.6
インターフェース	67.8	(3.6)	64.2
電線	431.9	(14.5)	417.4
その他	12.1	0.3	12.4
変圧器	91.3	(13.6)	77.6
未分類	0.2	(1.8)	-1.7
合計	733.1	(35.5)	697.6

出所) Monitoring Analytics “State of the Market Report for PJM, Section 11 Congestion and Marginal Losses”,
2018 より三菱総研作成

下表は、2017 年における電圧階級別の混雑費用を示す。

表 2.65 電圧階級別の混雑費用 (2017 年)

電圧(kV)	混雑費用 [百万 USD]		
	前日市場	リアルタイム市場	合計
765	2.6	-0.2	2.4
500	139	-0.4	138.6
345	130.4	-17.8	112.6
230	170.1	-13	157.1
161	0.3	-0.2	0
138	251.8	-13.6	238.2
115	38.2	-1.7	36.6
69	-0.9	13.2	12.4
35	0	0	0
34	0.5	0	0.5
18	0.8	0	0.8
17	0	0	0
13	0	0	0
未分類	0.2	-1.8	-1.7
合計	733.1	-35.5	697.6

出所) Monitoring Analytics “State of the Market Report for PJM, Section 11 Congestion and Marginal Losses”,
2018 より三菱総研作成

5) 系統混雑している送電線増強遅延による経済損失額の増加の見通し

該当する情報は得られなかった。

6) ノンファーム型接続の取引実態と課題

前述のとおり、現在、地点間送電サービスは、PJM 域内の電力取引には活用されておらず、域外との取引を伴う送電（輸出・輸入・域内通過）にのみ活用されている。²⁰⁶そのため、PJM における TLR の適用範囲は、実質的に PJM 域外との取引を伴う送電についてのみであり、PJM 域内の取引は適用対象外である。

一方、PJM 域内の送電混雑管理に関しては、前述のとおり、LMP 方式による混雑管理が基本であり、送電サービスによる区別はなされていない。また、現在、PJM 域内で利用されている送電サービスはネットワーク送電サービスのみである。²⁰⁷

なお、PJM 域内で地点間送電サービスが利用されていない主な理由は、送電サービスの利用料金負担主体の相違である。ネットワーク送電サービスの利用料金は需要側が負担しているのに対し、地点間送電サービスの利用料金は電源側が負担しており、地点間送電サービスの利用料金がどれほど安価でも、発電側のコスト上昇につながるためである。²⁰⁸

7) 作業停電計画策定時の混雑管理

送電設備所有者は、所有する送電システムを維持管理し補修する権利および義務を有する。送電設備は、その設備のステータス変更により送電制約に影響が生じる、あるいは PJM エリアと隣接する他エリア間の連系線潮流に制約を生む場合、PJM により、報告義務を有する送電設備（Reportable Transmission Facility）に指定される。当該送電設備が停止する場合、送電設備所有者は可能な限り前もって、設備の停止要請を提出する必要がある。停止要請は eDART（Dispatcher Application and Reporting Tool）²⁰⁹を介して、送電設備所有者から PJM に提出され、少なくともひと月に 1 回の頻度で PJM に最新情報が提供される。すべての送電設備停止スケジュールは、eDART を介して、送電設備所有者が停止要請を提出してから 20 分以内に Open Access Same-time Information System (OASIS) に掲載される。PJM は、全ての送電停止要請を定期的にレビューし、送電システム運用に対して与える影響を検討する。

送電設備の停止は、停止期間により、5 日以下、5 日超 30 日以下、30 日超の 3 つのカテゴリに区分される。また、PJM への送電設備停止要請の提出タイミングが、カテゴリごとに規定された締切前であるか、又は締切後であるかによって、PJM に割り当てられるステータスが異なる。締切前に提出された送電設備停止要請は On Time ステータス、締め切り後に提出された送電設備停止要請は Late ステータスが割り当てられる。

PJM は、いずれのカテゴリについても、On Time ステータス、かつ系統信頼度を損なわない送電設備停止要請、及び Late ステータス、かつ系統混雑を発生させず系統信頼度を損なわないと予想される送電設備停止要請に関しては、すべて承認する。

他方、Late ステータス、かつ系統混雑を発生されると予想される送電設備停止要請に関し

²⁰⁶ PJM へのヒアリングに基づく

²⁰⁷ PJM へのヒアリングに基づく

²⁰⁸ PJM へのヒアリングに基づく

²⁰⁹ 発電事業者及び送電事業者が、発電・送電設備の停止に関する情報を提出する際に使用するツール。設備停止に関するデータの管理や設備停止に関するレポートを入手することができる。

ては、PJM から当該要請を提出した送電設備所有者に対して、PJM が混雑解消のために実施可能な解決策を通知する。例えば、発電所の計画停止要請が混雑発生に寄与している場合、PJM は当該発電事業者に発電所停止の延期を要請することができる。このような解決策がない場合、PJM は送電設備所有者に、送電設備停止要請の承認を拒否し、停止計画の再調整や中止を要請することが可能である。

表 2.66 送電設備停止要請のステータス及び PJM の対応

送電設備 予定停止日数	送電設備停止リクエスト提出時期	ステータス	停止要請の承認又は拒否に関する PJM の 対応
5 日以下	停止開始月の前月の初日より前	On Time	系統信頼度を損なうことがなければ、停止は承認される。
	停止開始月の前月初日又はそれ以降	Late	系統信頼度を損なう、又は混雑を引き起こす場合、停止を拒否する可能性がある。
5 日超 30 日以下	停止開始月の 6 か月前の月初日より前	On Time	系統信頼度を損なうことがなければ、停止は承認される。
	停止開始月の 6 か月前の月初日又はそれ以降	Late	系統信頼度を損なう、又は混雑を引き起こす場合、停止を拒否する可能性がある。
30 日超	2 月 1 日より前、又は停止開始月の 6 か月前の月初日まで (いずれかより厳しい方が適用)	On Time	系統信頼度を損なうことがなければ、停止は承認される。
	2 月 1 日又はそれ以降、又は停止開始月の 6 か月前の月初日又はそれ以降 (いずれかより厳しい方が適用)	Late	系統信頼度を損なう、又は混雑を引き起こす場合、停止を拒否する可能性がある。

出所) PJM, “PJM Manual 3 Transmission Operations “より三菱総研作成

(4) 費用負担の考え方

1) 出力抑制による機会損失費用の考え方

LMP 方式に基づく SCED によるユニットコミットメントを通じた系統混雑管理に関しては、系統混雑解消のための給電費用が LMP の混雑要素価格に反映されているため、抑制分に対する補償はなされない。

手動での出力抑制については、基本的には、仮に出力抑制をしなかった場合に発電事業者が得られていたはずの機会損失費用が補償される。その際用いられる LMP としては、リアルタイム LMP が用いられる。手動での出力抑制に対する補償は、負担金として全ての市場参加者が負担する。

TLR による PJM 域外との取引に対する出力抑制については、SCED に組み込まれるため、別途補償はなされない。²¹⁰

2) 託送費以外での回収方法の有無

該当なし。

²¹⁰ PJM へのヒアリングに基づく

3) N-1 電制

設備形成のルールとして N-1 電制を用いている事実は確認できなかった。

(5) その他

1) 系統混雑と容量市場・アンシラリーサービス市場との関係

a. 容量市場との関係

PJM 容量市場 (RPM) に参加可能な域内電源は、キャパシティ・リソース・ステータスを得た電源であり、エネルギー・リソース・ステータスを得た電源は容量市場への参加が認められていない。

通常、容量オークションにて落札され、容量コミットメントを負う電源が、コミットした出力を提供できない場合、容量市場のペナルティの対象となる。しかしながら、例外として、PJM が系統混雑を起因とした出力抑制を依頼したことにより、コミットした出力を提供できない場合においては、容量市場のペナルティの対象とはならない。²¹¹

b. アンシラリーサービス市場との関係

域内電源がアンシラリーサービス市場に参加するためには、キャパシティ・リソース・ステータスを得ていることが必要であり、エネルギー・リソース・ステータスの電源は参加が認められていない。

通常、アンシラリーサービスにて落札された電源が、PJM からの予備力提供指令に対して、求められる予備力を提供できなかった場合、アンシラリーサービス市場のペナルティの対象となる。PJM が系統混雑を起因とした出力抑制を依頼したことにより、求められる予備力を提供できない場合、アンシラリーサービス市場のペナルティの対象となるか否かに関しては、文献やヒアリング等から確認できなかった。

2) 配電系統における系統接続・混雑管理

PJM エリアの一部であるニュージャージー州の配電事業者である PSEG (Public Service Enterprise Group) における系統接続・混雑管理のありかたについて以下に示す。

a. 配電系統への接続検討及び系統増強費用負担方法

PJM では、送電系統への新規接続申込み配電系統への新規接続申込み、電圧階級に関係なく PJM のキューに登録され、PJM の定める系統接続プロセスに従って検討がなされる。PSEG の配電系統接続の場合は、PSEG が接続検討を行い、接続可否の判断は PSEG が PJM に通知する。なお、太陽光発電設備の接続については、容量 10kW 以下の需要家設置 (behind

²¹¹ PJM へのヒアリングに基づく

the meter) の太陽光発電設備には制限はない。容量 10kW 以上の太陽光発電設備については、変電所容量の制限内で接続を認めることとされている。²¹²

接続検討の結果、必要となる系統増強に対して影響しているのであれば、系統増強が必要になった事業者以降の事業者は、電源規模や接続電圧レベルに関わらず、前述の Load Flow Cost Allocation Method に従い、系統増強費用を負担する必要がある。

b. 系統増強の判断基準

配電網では N-1 基準 (100%) で系統増強を判断している。配電網に過負荷が発生しないように設備増強を行っている。配電系統への接続を希望する設備は、過負荷が発生しない限り、接続を許可している。²¹³

c. 配電系統における過負荷発生状況

配電系統では系統接続の段階で、系統に過負荷が生じない範囲で接続させているため、通常、過負荷は発生しない。過負荷が発生する見込みの場合には、回線増設、電圧上昇、発電側へのスマートインバータ設置などで対応している。²¹⁴

d. 太陽光・風力の接続量

PSEG 管内では、風力は全て送電系統に接続している。また、PSEG 管内では太陽光は全て配電系統への接続であり、合計約 1,000MW が、ニュージャージー州全体では 2,300MW が接続されている。²¹⁵なお、ニュージャージー州は太陽光普及量が全米で 5 位の州であり、2050 年までに 100%再生可能電力による電力供給を実現することを目標に掲げている。

²¹² PSEG へのヒアリングに基づく

²¹³ PSEG へのヒアリングに基づく

²¹⁴ PSEG へのヒアリングに基づく

²¹⁵ PSEG へのヒアリングに基づく

2.2.3 カリフォルニア州

(1) 概要

1) 電気事業 TSO/DSO・DNO の関係

カリフォルニア州の多くの地域は、3大私営電気事業者（IOU：Investor Owned Utilities）であるパシフィックガス&エレクトリック（PG&E）、サウスカリフォルニア・エジソン（SCE）、サンディエゴガス&エレクトリック（SDG&E）の供給区域である。しかし、3大 IOU 以外の事業者も多く、そのほとんどは公営電気事業者である。

カリフォルニア州では 1990 年代の電力自由化と電気事業規制緩和により IOU の発送電分離が進められ、California ISO（CAISO）が設立された。CAISO は現在、3大 IOU、及び Valley Electric Association²¹⁶の供給エリアを管轄している。

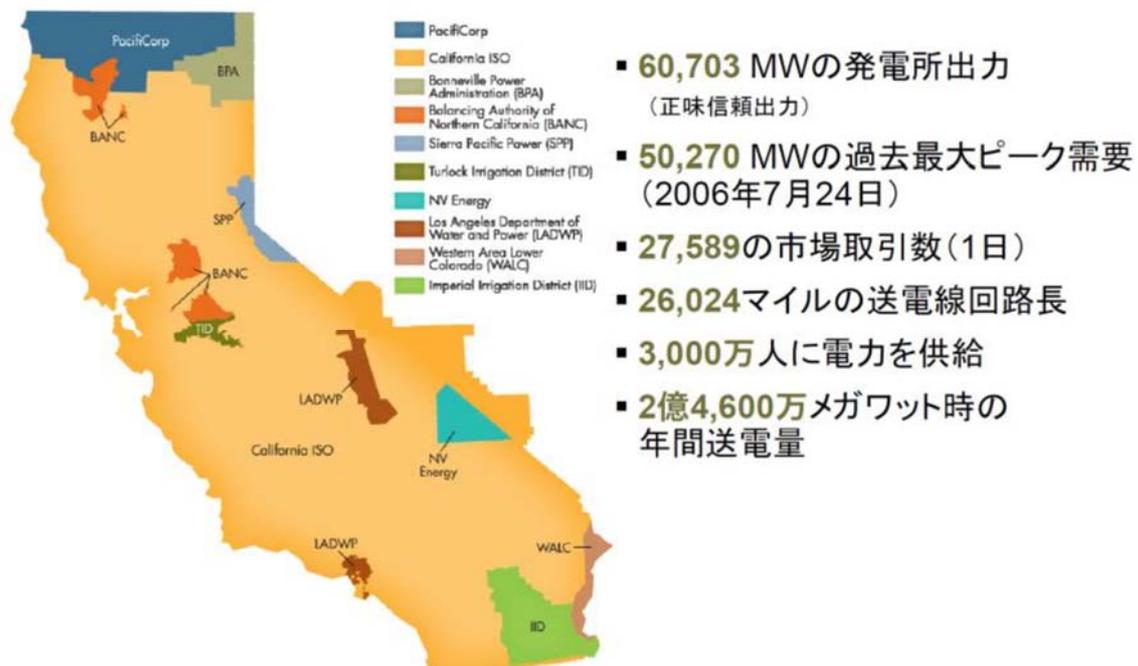


図 2.82 カリフォルニア州の制御区域

出所) http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/e-tech/pdf/005_07_00.pdf

同州の一般的な電圧階級は図 2.83 に示す通りである。送配電系統の所有者は IOU、公営電気事業者であるが、送電系統（500kV、220kV）は CAISO が系統運用を行い、連邦政府が管轄する。配電系統（115kV 以下）は州政府の管轄とされている。

²¹⁶ Valley Electric Association はネバダ州の組合営電気事業者であるが、2013 年 1 月から CAISO 市場に正式参加している。

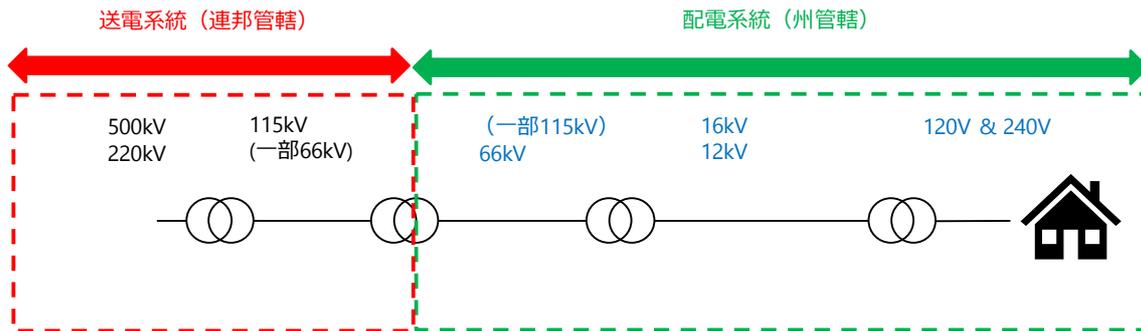


図 2.83 カリフォルニア州の電圧階級

出所) 三菱総研作成

2) エネルギー市場の制度設計と運営状況²¹⁷

CAISO の卸エネルギー市場は、前日市場およびリアルタイム市場から構成される。CAISO は発電側のノード価格設定と需要側のゾーン価格設定により、前日市場およびリアルタイム市場を管理する。需要側に関しては、PG&E、SCE、SDG&E、および Valley Electric Association のサービス地域に対応する 4 つのゾーンがある。

ノード価格は、エネルギーの限界費用、基準母線に対する混雑の限界費用、基準母線に対する送電ロスの限界費用の 3 つの要素で構成されている。ゾーン価格は、ゾーン内の需要加重ノード価格の組み合わせとして決定される。混雑費用は発電設備に対するノード価格と需要に対するゾーン価格に基づき、ノード価格の混雑価格要素を通じて CAISO が徴収する。

なお、カリフォルニア州においては、容量市場は存在しないが、CPUC によってリソース・アデカシー・プログラム (Resource Adequacy Program) が設けられている。同プログラムの下、小売り事業者は自社想定需要の 115% 相当の供給力確保義務を負っており、小売り事業者は発電事業者に容量料金を支払う制度になっている。この小売り事業者によって確保された発電設備は CAISO の前日市場及びリアルタイム市場への入札、ないし自己スケジュールによって供給力を市場に提供する義務を負う (Must Offer Obligation) ²¹⁸。

表 2.67 CAISO における市場区分

市場	概要	市場運営者	売り手	買い手
前日市場	一時間ごとの電力を売買	CAISO	発電事業者	小売事業者
リアルタイム市場	前日市場の取引結果の調整	CAISO	発電事業者	小売事業者
アンシラリーサービス市場	システムの安定性および信頼性を維持するための予備力の確保	CAISO	発電事業者 需要家	CAISO

出所) CAISO ホームページより三菱総研作成

²¹⁷ <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>

²¹⁸ "The 2017 Resource Adequacy Report", August 2018, CPUC

a. 前日市場

前日市場は、連続する 3 つの市場プロセスで構成されている。CAISO は、市場支配力緩和テスト（market power mitigation test）を実施し、このテストをパスしない入札は、事前に定められた価格に修正される。その後、前日市場を通じて、予測需要を満たすために必要な発電計画が作成される。加えて、前日市場で落札されなかった電源について、当日の発電に備えた電源起動停止計画が作成され、対象電源電源が指定される²¹⁹。

前日市場の入札は、取引日の 7 日前に受付が開始され、前日 10 時に締め切られる。結果は、午後 1 時に公開される。

b. リアルタイム市場

リアルタイム市場は、前日スケジュールで賄えない需要の最後の増加分に応じるために電力会社が、電力を購入できるスポット市場である。また、エネルギー予備力を確保し、必要に応じて ISO 使用に向け利用可能とし、送電システムの安定性を調整するために必要なエネルギーを確保する市場である。

市場は、取引日の前日の午後 1 時に開場し、取引時間の開始 75 分前に締め切られる。CAISO のリアルタイム市場システムは、15 分および 5 分毎に発電所に給電指令を行うが、一定の系統条件の下では、ISO は 1 分間隔で給電指令を行うこともできる。

c. アンシラリーサービス

アンシラリーサービスは、システムの安定性および信頼性を維持するための予備力であり、上げ周波数調整力（Regulation up）、下げ周波数調整力（Regulation down）、瞬動予備力（Spinning reserve）および非瞬動予備力（Non-spinning reserve）の 4 種類がある。上げ周波数調整力、下げ周波数調整力は、系統周波数を制御するために使用される。周波数調整力を提供する発電設備等は、ISO が認定し、給電指令によって自動制御信号に応答して運転レベルを増減する。瞬動予備力は、すでに系統に同期された発電設備からの待機容量であり、給電指令によって、10 分以内で調整力を供給することができる。非瞬動予備力は、系統に同期していないが 10 分以内に指定量まで出力できる容量である。

d. 混雑収入権（CRR: Congestion revenue right）

CRR は、前日市場プロセスで発生する混雑費用を相殺するために使用される金融ツールである。割当（アロケーション）、オークションおよび相対取引によって取得可能であり、系統混雑の限界費用に基づき決済される。Obligation 型の CRR では、購入した方向に値差が発生した場合、CRR 取得者は値差に応じた支払いを受ける権利を取得するが、逆方向の値差が発生した場合には支払い義務が生じる。Option 型の CRR の場合は混雑が逆方向の場合には CRR 取得者の支払い義務が生じない点が、Obligation 型と異なる。

²¹⁹ Residual Unit Commitment と呼ばれる。

表 2.68 CAISO における各市場のタイムライン

市場		入札締切	落札結果公開
エネルギー市場	前日エネルギー市場	前日 10 時	前日 13 時
	リアルタイムエネルギー市場	実需給 75 分前	
アンシラリー サービス市場	上げ周波数調整力 (Regulation up) 市場 下げ周波数調整力 (Regulation down) 市場	前日 10 時入札一次締切・実需給 75 分前まで変更可	実需給時に、信頼度制約を考慮し、エネルギーと調整力を調達量・価格を同時決定
	瞬動予備力 (Spinning Reserve) 市場	前日 10 時入札一次締切・実需給 75 分前まで変更可	
	非瞬動予備力 (Non-Spinning Reserve) 市場	前日 10 時入札一次締切・実需給 75 分前まで変更可	

出所) 三菱総研作成

3) エネルギー市場制度と送電線利用ルール

CAISO エリア内の送電線混雑は、PJM と同様に LMP 方式に基づいて、エネルギー市場を活用して処理される。

(2) 混雑系統における接続検討・情報公開

1) 各国・地域における風力・太陽光の現状接続量

2017 年時点における、カリフォルニア州における太陽光の設備容量は 16,014MW（全設備容量の 21.0%）、風力の設備容量は 5,856MW（全設備容量の 7.7%）であった²²⁰。

なお、送電系統・配電系統それぞれにおける設備容量内訳に関する情報は得られなかった。

2) 系統混雑発生時の接続受付方法

系統連系を希望する発電事業者は送電系統への接続は CAISO、配電系統への接続は、PG&E、SCE、SDGE、自治営電気事業者など配電系統所有者に申し込む。

CAISO における接続検討については、下記の 3 つのオプションがある。

- クラスタ検討プロセス (Cluster Study Process)
- 独立検討プロセス (Independent Study Process)
- 優先審査プロセス (Fast Track Process)

クラスタ検討プロセスは系統連系申請を一括して検討するプロセスであり、毎年 4 月

²²⁰ <https://www.eia.gov/electricity/monthly/#generation>, "6.2A Net Summer Capacity of Utility Scale Units by Technology by State", "6.2B Net Summer Capacity Using Primarily Renewable Energy Sources by State"

なお、太陽光の設備容量には住宅部門の小規模設備についても推計値として含まれている。

1～4/30 に受け付けられる。この申請期間内に受け付けられた電源はそのクラスター内で等しく扱われる。具体的な連系検討は概ね7月後半に始まり2年間ほどの時間を要する。

独立検討プロセスは、年1回のクラスター検討では所期の商用開始に間に合わないなど特別な事情がある場合に対応するもので、いつでも申し込みができる。申込者はエネルギー・オンリー・ステータス（Energy Only Status）²²¹のみ取得でき、キャパシティ・ステータス（Capacity Status）²²²は次のクラスター検討において実施される。検討期間は概ね8ヶ月である。

優先審査プロセス（Fast Track Process）は、5MW以下の小規模案件、かつエネルギー・オンリー・ステータスのみの検討であり、系統増強の必要が無いと合理的に期待される場合のみ選択できる。検討期間は概ね10週間である。

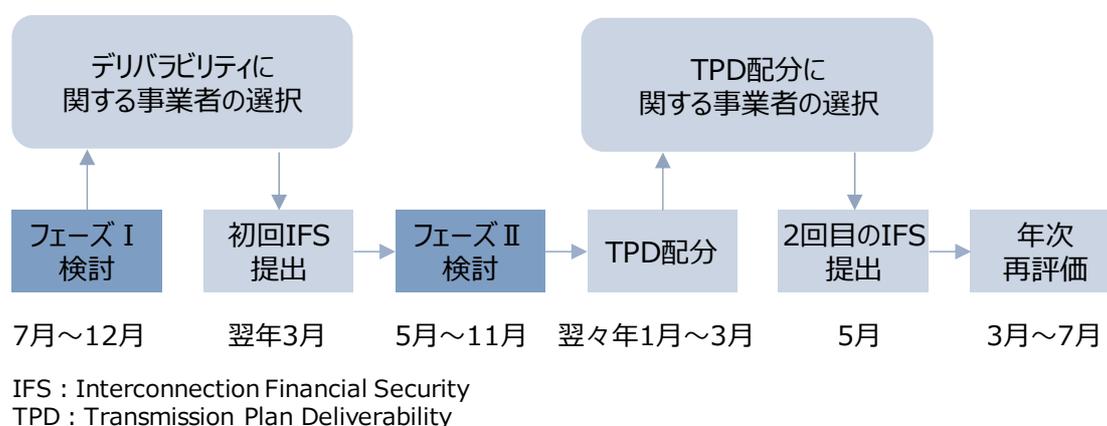


図 2.84 CAISO における系統接続検討のプロセス

出所) CAISO, "Studies, Study Results, & Project Cost Responsibility", March 6, 2018 より三菱総研作成

検討は CAISO と送電線所有者が連携して行う。

フェーズ I では、初期的なデリバビリティの検討（Deliverability study）と系統信頼度に関する検討（Reliability study）が行われる。

全ての発電リソースは、CAISO のエネルギー市場に参加可能であるが、州のリソース・アデカシー・プログラムに基づく容量支払いを獲得するためには、デリバビリティ²²³の検討によって、キャパシティ・ステータスを取得する必要がある。キャパシティ・ステータスを得ない容量分はエネルギー・オンリー・ステータスと呼ばれ、単一電源の容量の一部のみキャパシティ・ステータスを取得することもできる。キャパシティ・ステータスの取得にあたっては系統増強を伴う場合もあり、その場合、発電事業者は系統増強費用を一旦全額負担する。エネルギー・オンリー・ステータスの電源は、系統増強を前提としないため、優先審査制度（Fast Track）で接続検討も可能である。どのオプションを選ぶかは、発電事業者の選

²²¹ 州のリソース・アデカシー・プログラムの参加資格がなく、容量価値収入が得られない地位

²²² 州のリソース・アデカシー・プログラムの参加資格があり、容量価値収入を得ることができる地位

²²³ 系統の供給力確保に寄与する送電可能容量

択による²²⁴。

デリバラビリティの検討では、当該発電設備がピーク時に供給力として期待できる容量を評価する。なお、併せてオフピーク時断面の検討もなされるが、これは参考情報として扱われる²²⁵。

系統信頼度に関する検討においては、電力潮流（熱負荷）、電圧評価（定常状態および過渡時）および無効電力不足評価、過渡安定度、短絡による過電流など、信頼度の観点から検討が行われる。

以上の検討に伴って、系統接続設備（Interconnection Facilities）に関する費用、信頼度ネットワーク増強（RNU：Reliability Network Upgrades）、ローカル供給ネットワーク増強（LDNU：Local Delivery Network Upgrades）、エリア供給ネットワーク増強（ADNU：Area Delivery Network Upgrades）に関する推定費用と工事期間が見積もられる。一般的に、ADNUは費用が高く、許可および建設のリードタイムが長期にわたる。

再生可能エネルギーのポートフォリオは、州公益事業委員会（CPUC：California Public Utilities Commission）が作成し、その後、ISOの送電計画プロセス（TPP：Transmission Planning Process）で採用される。TPPによって承認された送電増強を伴う送電システムに基づいて、エリアの送電システムがもつデリバラビリティ（Deliverability）が算出される。これは送電計画デリバラビリティ（TPD：Transmission Plan Deliverability）と呼ばれる。TPDは既知の送電制約箇所を考慮したエリア毎に計算される。

申込者が得られるキャパシティ・ステータスはこの TPD 総量内での配分量として確定する。TPDを増加するには ADNUが必要となる。接続申込者は、デリバラビリティについて、以下の2つオプションが与えられる。

- － オプション A：ADNU 費用を負担せず、デリバラビリティは TPD による配分に依存する。
- － オプション B： TPD による配分が受けられない容量について、ADNU 費用を負担する。

接続申込者がキャパシティ・ステータスを希望する場合、フェーズ I の検討後、フェーズ II の検討前にオプション A かオプション B を選択しなければならない。フェーズ II に進むために、オプション A の選択者は、IF および系統増強費用として RNU + LDNU を負担し、オプション B は、系統接続設備費用および系統増強費用として RNU+LDNU+ADNU を負担しなければならない。

なお、ネットワーク増強費用は、新設発電計画の中止・縮小、新たに承認された送電増強などの系統状況の変化に応じてフェーズ II 後に変更されることがある。このため、系統増強費用負担については、年次で再評価され、変更があれば所定のルールに応じて再調整される。

3) 想定潮流の考え方

前述の通り、デリバラビリティの検討では、当該発電設備がピーク時に供給力として期待

²²⁴ PG&E エリアの場合、ほとんどの電源が全容量についてキャパシティ・ステータスを取得している模様である（CAISO ヒアリング）

²²⁵ CAISO へのヒアリングより

できる容量を評価する。併せてオフピーク時断面の検討もなされるが、これは参考情報として扱われる²²⁶。風力発電の場合は、ピーク時間におけるワーストケースとして、過去の履歴データ (historical data) や容量ファクター (capacity factor) を用いて、N-1 と N-2 のシナリオを比較して検討する²²⁷。

表 2.69 デリバラビリティの検討における電源の出力想定

電源種別	ベースケースの出力想定	ワーストケースにおける選択的な出力増
既存のキャパシテ ィ・リソース	夏季ピークの正味適格容量 の 80~95%	Y 正味適格容量の 100%まで
新規申込分のキャパ シティ・リソース	夏季ピークの適格容量 の 80~95%	Y 適格容量の 100%まで
エネルギーオンリー リソース	最低出力	N
電力輸入	夏季ピークの正味輸入量の 過去実績データ	

出所) "CAISO Generator Deliverability Assessment Methodology" より三菱総研作成

注) 風力発電等の適格容量は、5月から9月 (適格期間) の12時~6時平均発電量として計算

4) 変圧器・送電線の運用容量の考え方

計画断面においては、過負荷を想定した系統接続は許容していない²²⁸。

運用断面においては、CAISO が定める運用基準²²⁹に従って短時間の過負荷は許容される。平常時では、CAISO は送電線所有者によって事前に登録された系統運用限界 (SOL : System Operating Limits) の範囲内で系統運用が行われる。SOL は主に熱容量によって定まる。もっとも、事故発生時は、平常時の通常容量 (normal rating) を超えた短時間容量 (short-term rating) も許容される²³⁰。

5) 接続検討における費用負担²³¹

混雑エリアでの接続を希望する電源は、立地制限電源 (LCRIF : Location Constrained Resource Interconnection Facilities) として区分される。送電線を利用する発電事業者が利用容量をベースにした比例配分方式により負担する。なお、この場合の系統増強費用一旦、発電事業者によって負担されるが、送電網利用者は MWh ベースで小売事業者が負担する送電接続料金 (TAC : Transmission Access Charges) から費用の払戻しを受ける。また、発電事業者が使用しない送電容量分についても、発電事業者の接続までの間、TAC を通じて広く一

²²⁶ CAISO へのヒアリングより

²²⁷ CAISO ヒアリングより

²²⁸ CAISO ヒアリングより

²²⁹ "Establishing System Operating Limits for the Operations Horizon", Effective Date 1/10/2018, CAISO

²³⁰ 同運用基準によれば、通常容量が 800MVA の場合、15 分の短時間容量は 950MVA、4 時間の短時間容量は 900MVA とする例が示されている。

²³¹ NREL "A Survey of Transmission Cost Allocation Methodologies for Regional Transmission Organizations", 2011

般送電料金負担者から回収する²³²。

信頼性や経済性の向上目的の新規電源線にかかるネットワーク事業用設備の増設費用は、受益者が応分に費用負担する考え方から、TAC を通じて一般の送電料金負担者から回収する。

商用送電線事業の費用は、送電線を建設した商用送電線事業が負担し、送電線の運用開始後 30 年間、混雑費用に対する CRR の行使により費用回収される。

なお、カリフォルニア州では太陽光の導入量が多く（2.2.3(4)にて後述）、配電系統への太陽光発電の接続に伴い、送電系統の増強が必要となる可能性がある。この場合、送電系統への影響に関する検討（Electrical Independent Test）が実施され、影響があると判断される場合は、配電系統への接続であっても CAISO のクラスター検討プロセスに組み込まれ、当該事業者は送電系統の増強費用を負担することになる²³³。

もっとも、配電系統以下への太陽光の接続状況は、CAISO からは不透明であるため、その見える化が課題となっている²³⁴。

(3) 送配電事業者のデータ公表・開示状況

CAISO は系統接続に際して、セキュリティに十分配慮したウェブサイトを通じてデータを提供している。発電事業者はサイト上で、CAISO が系統接続時の検討に用いたベースケースやエリアレポート、系統アップグレードのリスト、系統事故想定に関するデータを入手可能である。

ベースケースは 5 年先までの送電線の過負荷状況、発電量などが含まれるが、ピーク時の一つのスナップショットである。

また、附則としてデリバビリティ確保に関わる系統増強や短絡容量増加のための設備増強のリスト、信頼度検討などの情報も閲覧することができる。なお、このデータは NDA を結ぶことによって、発電事業者、コンサルティング会社などが自由に閲覧できる。発電事業者は自ら検討を行い、提供データの正確性などの確認を行うことができる。CAISO は必要があれば、データの正確性を検討することもあるが、CAISO が決定を行うにあたり、発電事業者の検討に依拠することはない。

なお、系統接続検討は、信頼度に関するデータのみに基づいており、経済的な検討は実施しておらず、CAISO として計画段階では、個別の発電設備の発電原価には無関心である。

ウェブサイト以外の一般情報としては、CAISO が毎年発行する Transmission Planning Report がある。このレポートには政策・経済的な観点からみた情報がまとめられており、個別の送電線の情報は含まれていない。²³⁵

²³² デリバビリティ確保に関わる系統増強費用については、直接的には発電事業者が負担するが、最終的には TAC を通じて需要家が負担することになる（CAISO ヒアリングより）

²³³ CAISO へのヒアリングより

²³⁴ CAISO へのヒアリングより

²³⁵ CAISO へのヒアリングより

(4) 系統混雑に対応する送電線利用ルール

1) 混雑管理ルールの導入背景

CAISO における CRR 導入は、MRTU (Margin Redesign and Technology Upgrade) と呼ばれる市場改革の一環として実施された。MRTU は、「前日市場・リアルタイム市場におけるノード毎の価格をベースに、電力取引や混雑管理等を行う LMP の導入」と、「エネルギー市場およびアンシラリーサービス市場の最適化」を目的とし、2009 年 4 月に完了した。MRTU の全プロセスには約 8 年を要した。FERC の記録によると、その経緯は以下のとおりである²³⁶。

- 1996 年 9 月：州電力改革法成立 (AB1890)
- 1998 年 4 月：CalPX (カリフォルニア卸電力取引所) におけるスポット市場取引開始
- 2001 年 1 月：州知事による電力危機宣言、CalPX 取引停止
- 2001 年 9 月：小売り自由化中断
- 2001 年 12 月：CAISO は混雑管理体制の再設計と前日市場の導入に関する FERC の命令を受け、市場再設計への取り組みを開始。
- 2002 年 5 月：CAISO が、2002 年包括的市場設計 (Comprehensive Market Design 2002) を FERC へ提出。
- 2003 年 7 月：CAISO による MRTU に関する利害関係者との議論開始
- 2005 年 2 月：外部コンサルによる MRTU 設計に関する報告書
- 2006 年 9 月：CAISO による MRTU 提案を FERC が承認
- 2007 年 1 月：機能要件定義完了
- 2008 年 1 月：MRTU に基づく当初新市場運用開始予定 (延期)
- 2009 年 4 月：MRTU に基づく新市場運用開始

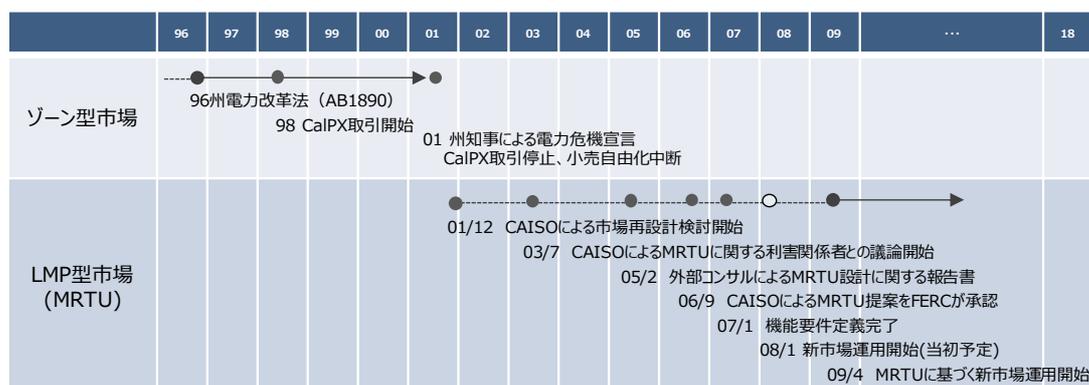


図 2.85 CAISO における LMP 型混雑管理の導入経緯

出所) FERC 資料等に基づき三菱総研作成

²³⁶ "CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR CORPORATION ELECTRIC TARIFF FILING TO REFLECT MARKET REDESIGN AND TECHNOLOGY UPGRADE"

2) 混雑管理ルールの詳細²³⁷

CAISO における出力抑制は、①LMP による経済的抑制、②自己スケジュール分の抑制²³⁸、③例外的給電指令（exceptional dispatch）の 3 つの方法で行われる。これらは全て需給バランスのために系統全体で行われる場合、系統混雑を解消するためにローカルなレベルで行われる場合、双方に用いられる。

発電過多の場合、①まず、卸電力市場においては最も安価な電源が競争的に選択され、再生可能電源は自らの入札価格に応じて、出力が抑制されることになる。この場合、再生可能電源は他の電源と平等に取り扱われる。もっとも、風力発電の場合は、発電量に対する生産税控除（PTC：Production tax Credit）と呼ばれる補助制度があるため、余剰電力が生じていない状況下で約定価格を下回することは殆ど無く、最大出力での供給が行われる²³⁹。このため、風力発電の出力抑制は、通常、他電源の抑制後に実施されることとなる。市場取引による出力抑制は、リアルタイム市場での 5 分単位での給電指令に基づく。

①による抑制が不十分な場合、②CAISO の需給制御の最適化ソフトウェアを通じ、系統運用面、ローカルな系統制約を考慮した自己スケジュールによる削減が実行される。但し、自己スケジュールの出力抑制は、極めてまれである（図 2.87 参照）。

③系統の信頼度を確保する最後の選択肢として、CAISO はマニュアルベースで「例外的給電指令」と呼ばれる出力抑制を特定の発電事業者に命令することができる。例外的給電指令は LMP による経済的な給電指令では対応できない場合に備えて発動される例外的なものであり、自己スケジュール削減よりも更に稀である（図 2.87 参照）。

なお、配電線連系の再エネ（小規模太陽光発電など）は CAISO 管轄外であるため、出力抑制の対象外である。

3) 導入後における再エネ接続量の推移

カリフォルニア州における太陽光・太陽熱、風力発電設備容量の推移は図 2.86 に示すとおりである。同州では、2002 年に RPS 制度が導入されており、2020 年末までに小売電力量の 33%、2030 年までに 50%とすることが目標とされている。もっとも、制度導入当初は再エネ導入量拡大が進まなかったため、州政府は再エネの促進に関する政策的な取り組みを行ってきた。その一つが、再生可能エネルギー送電イニシアチブ（RETI：Renewable Energy Transmission Initiative）の創設である。この RETI は 2007 年に州エネルギー委員会が開始した利害関係者の調整プロセスであり、送電線の増強箇所、立地・認可手続きの効率化、再エネの立地促進に関する特別地域（CREZ：Competitive Renewable Energy Zones）等を検討してきた。さらに、州公益事業委員会は RETI の検討を受け、RPS 達成に資する送電線増強費用については、RPS 調達費用の一部として電気料金への転嫁を認めている。

太陽光は 2012 年以降、急速に導入量が拡大している。これは、同州が特に太陽エネルギー

²³⁷ <https://www.caiso.com/documents/curtailmentfastfacts.pdf>

²³⁸ 自己スケジュール分の抑制は LMP によらず、CAISO が直接自己スケジュール分の発電設備に出力抑制を指示するもの。

²³⁹ PTC では、税引前に換算して、発電量あたり 3.5 セント/kWh（=2.3 セント/kWh ÷（1 - 法人税率 35%））の利益を得ることが可能であるため、-3.5 セント/kWh までは入札インセンティブが働く。このため、余剰電力発生時には、市場価格がネガティブ価格となる場合がある。

ーシステムの拡大に政策的に注力していることが一因と考えられる²⁴⁰。

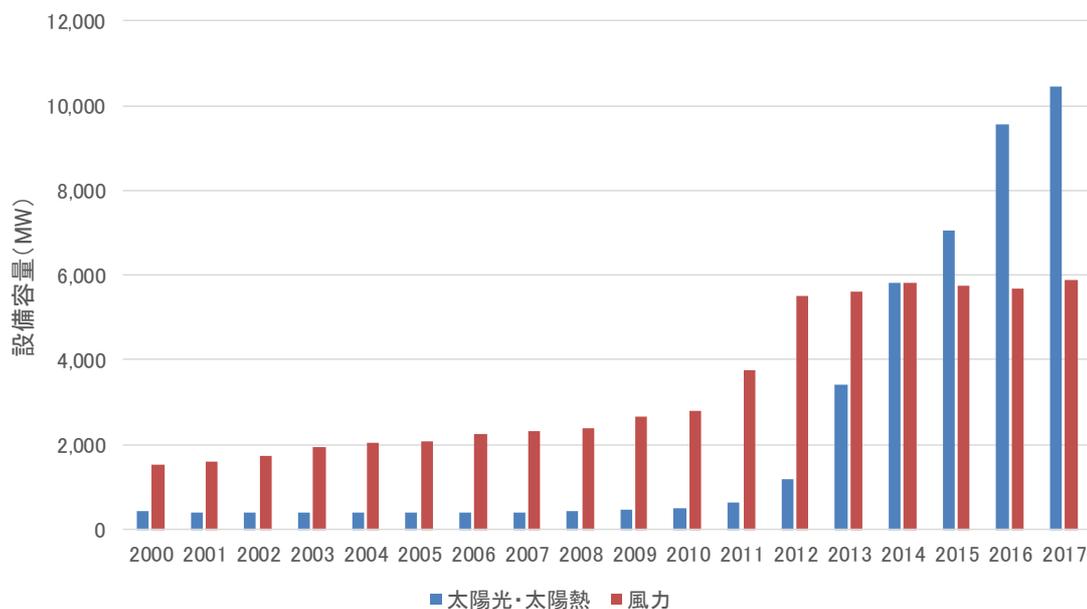


図 2.86 カリフォルニア州における太陽光・太陽熱・風力発電設備の導入量の推移

出所) 米国エネルギー情報局 (EIA : Energy Informaion Administration) データより三菱総研作成

なお、太陽光・風力の送配電別の導入量内訳は不明であり、CAISO からは配電系統への太陽光等の小規模発電設備の系統接続状況が不透明であることが課題となっていることは前述の通りである (2.2.3(2)参照)

4) 出力抑制量、補償額の推移

下図に CAISO における太陽光・風力の出力抑制実績を示す。出力抑制は需給要因、系統制約 (系統混雑) いずれの要因でも発生しているが、そのほとんどはリアルタイム市場における市場メカニズムで処理されている。

なお、再エネの出力抑制は増加傾向を示しているが、その背景要因として図 2.86 に示すような太陽光の普及拡大があるものと推察される。

²⁴⁰ 例えば、太陽エネルギーシステムに関する助成金制度、税制優遇措置など。また、ゴー・ソーラー・カリフォルニア (Go Solar California!) と呼ばれる州政府のキャンペーンではウェブページを通じ、補助金、および税控除の情報と、太陽エネルギーシステムの設置に関する情報を「ワンストップショップ」形式で提供している。

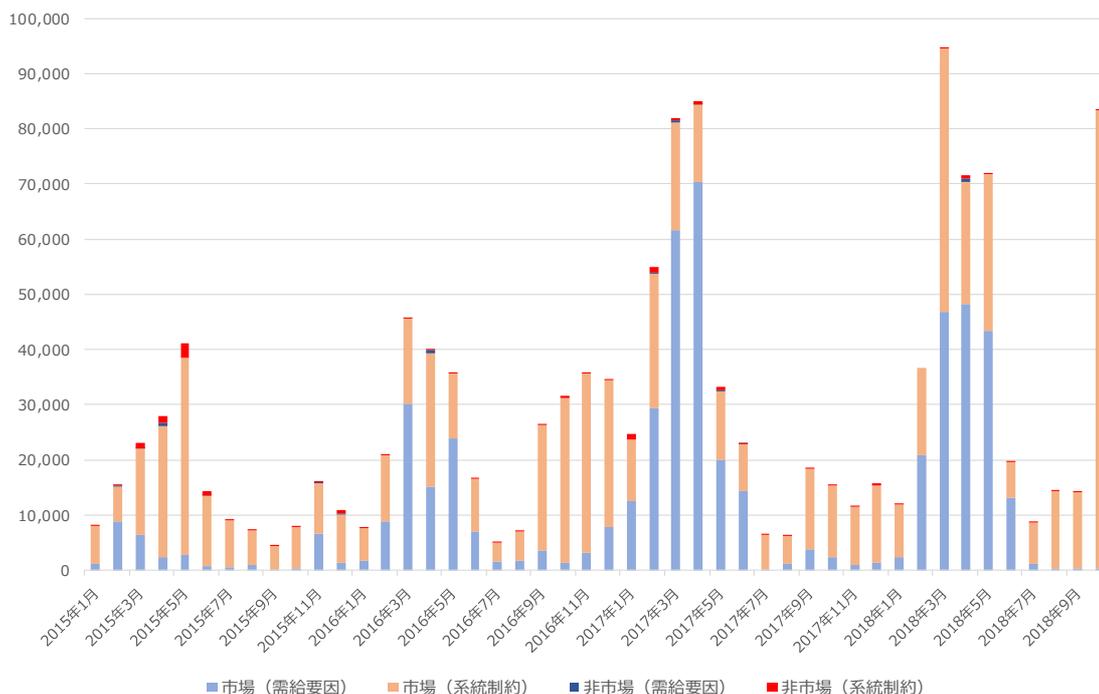


図 2.87 CAISO における出力抑制の推移・内訳 (2015 年～2018 年)

出所) CAISO ホームページ (<http://www.caiso.com/Documents/MonthlyRenewablesPerformanceReport-Oct2018.html>) より三菱総研作成

注) 「市場」: リアルタイム市場における抑制、「非市場」: 自己スケジュールによる抑制

5) ノンファーム型接続の取引実態と課題

CAISO 管内では地点間送電サービス (Point-to-Point Transmission Service) は存在しない。また、ファーム/ノンファームといった送電サービスの区分も存在しない²⁴¹。

6) 系統混雑している送電線増強遅延による経済損失額の増加の見通し

CAISO では域内の系統混雑は LMP による市場メカニズムによって管理される。混雑費用は LMP による前日市場、及びリアルタイム市場におけるエネルギー価格の構成要素として扱われるため、発電側、需要側双方が LMP 価格に応じて負担している形となっている。

CAISO は系統混雑による経済的コストについてとりまとめていないが、米国エネルギー省の推計によれば、下表に示すとおりである。

²⁴¹ https://www.caiso.com/Documents/September26_2008Petition_Waiver-CertainBusinessStandards_etc_indocketnos_RM05-5-000_ER08-1591-000.pdf の P9

表 2.70 CAISO における混雑コストの推移（百万ドル）

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MRTU 導入前	263	181	350						
MRTU 導入後 ^注				128	110	219	534	450	483

出所) 米国エネルギー省 (US Department of Energy) "Annual U.S. Transmission Data Review", March 2018 より三菱総研作成

注) 前日市場、リアルタイム市場における混雑費用

MRTU 導入後、2012 年に混雑コストが急増しているが、これは SCE 社が所有する San Onofre 原子力発電所の 2 号機、3 号機が停止し、系統の信頼度制約が厳しくなったためである^{242 243}。

7) 作業停電計画策定時の混雑管理

作業停電計画において、計画停止された発電出力に対する補償はない。また、作業停止の場合、特定の系統混雑箇所に関わるものであるため、どの発電設備を停止するかについて単一の基準はない²⁴⁴。

(5) 費用負担の考え方

1) 出力抑制による機会損失費用の考え方

LMP 方式に基づく SCED によるユニットコミットメントを通じた系統混雑管理に関しては、系統混雑解消のための給電費用が LMP の混雑要素価格に反映されているため、抑制分に対する補償はなされない。

また、LMP 以外の混雑管理方法に対する機会費用の補償はない²⁴⁵。

2) 託送費以外での回収方法の有無

該当無し。

3) N-1 電制

設備形成のルールとして N-1 電制を用いている事実は確認できなかった。

²⁴² CAISO, 2012 Annual Report on Market Issues & Performance

²⁴³ その後、同発電所は 2013 年 5 月に廃止決定

²⁴⁴ CAISO によるメール回答

²⁴⁵ CAISO によるメール回答

2.2.4 テキサス州

(1) 概要

1) 電気事業 TSO/DSO・DNO の関係

ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) は、テキサス州の電力需要の約 90%をカバーする RTO であり、およそ 69,000km の送電網、約 74,000MW の発電設備を運用している。ERCOT は、ERCOT 理事会を意思決定機関とする会員制の非営利団体であり、テキサス州公益事業委員会 (PUCT : Public Utility Commission of Texas) とテキサス州議会の規制・監督を受けている。ERCOT の会員は、需要家、協同組合営の電気事業者、発電事業者、パワーメーカー、小売電気事業者、大手私営電力会社 (送配電事業者)、公営電気事業者等である。

1995 年、テキサス州は Senate Bill 373 を法制化し、発電事業者の送電系統への非差別的アクセスを認め、卸電力市場における競争創出を促した。FERC Order 888 が公布された翌 1996 年には、ERCOT は FERC により ISO として認可され、テキサス州における効率的な系統運用を行う非営利組織としての運用を開始した。

PUCT はテキサス州の電力市場の監視、罰則適用の責任を有する。PUCT は 1975 年に州の電力および通信事業者の規制監督機関としてテキサス州議会により設立され、ERCOT システムの管理プロセスを承認し、監査命令の発令等全般的な監督権限を有する。PUCT の監視業務については、独立市場監視機関 (IMM : Independent Market Monitor) と連携する体制となっている。IMM として Potomac Economics 社、信頼度基準違反行為の監視については、信頼度監視機関 (Reliability Monitor) である Texas Reliability Entity 社が担当し、PUCT の執行部門と連携している。なお、テキサス州は米国の他地域と独立した送電系統のため、連邦規制の管轄外となっている。従って、送電系統利用ルールは FERC ではなく、PUCT の承認によって有効となる。

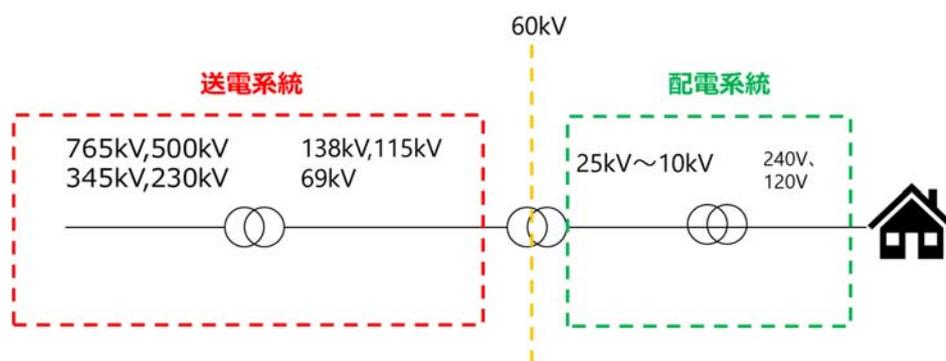


図 2.88 テキサス州の電圧階級

出所) 各種資料より三菱総研作成

2) エネルギー市場の制度設計と運営状況

ERCOT エリアでは、ERCOT が運用する市場と相対市場が存在する。ERCOT では、エネルギー市場 (前日市場及びリアルタイム市場) とアンシラリーサービス市場が設けられている。アンシラリーサービスには、周波数調整力 (Regulation)、瞬動予備力 (Responsive Reserve)、

非瞬動予備力（Non-spinning Reserve）の3種類が存在する。

ERCOT では、ノード（Node）単位で LMP を決定するノード市場（Nodal Market）方式を採用しており、再エネを含む電源が市場に入札する。実需給前日 6 時に開場する前日市場は入札任意の市場であり、前日 11 時までには再エネを含む電源の入札が行われ、入札情報や運用計画、需要予測、系統運用モデル等に基づき、エネルギーとアンシラリーサービスが同時最適化を図るように落札される入札が決定され、前日 13 時 30 分までに落札結果が公表される。リアルタイム市場では、系統信頼度分析により特定された送電制約を考慮して、5 分毎に SCED が実行され、最経済的な給電が決定される。

表 2.71 ERCOT における各市場のタイムライン

市場		入札締切	落札結果公開
エネルギー市場	前日市場	前日 10 時	前日 13 時 30 分
	リアルタイム市場	実需給 1 時間前	実需給時に、信頼度制約を考慮し、エネルギーと調整力を調達量・価格を同時決定
アンシラリーサービス市場	周波数調整力（Regulation）市場	前日市場：前日 10 時	
	瞬動予備力（Responsive Reserve）市場	追加アンシラリー調達市場：前日市場閉場後、落札電源の不調や送電事故等により調整力の不足が見込まれる場合、不足分を調達	
	非瞬動予備力（Non-spinning Reserve）市場		前日 13 時 30 分

出所) 三菱総研作成

混雑収入権（CRR: Congestion revenue right）

送電混雑に対する金融的ヘッジ商品として、金融的送電権の一種である CRR が導入されている。CRR はノード市場の開始と同時に導入され、基本的にオークション及び二次的な相対取引で取引がなされている。

3) エネルギー市場制度と送電線利用ルール

ERCOT では、ノード市場の下で、PJM や CAISO と同様の LMP 方式が採用されており、域内送電線の混雑処理は実需給断面に ERCOT が運営するリアルタイム市場の LMP によって行われる。送電混雑が存在しない場合は、価格曲線に基づき、各ノードの LMP は同一になるが、送電混雑が存在する場合には、ノード別に送電混雑費用や限界損失費用を考慮した LMP が決定され、各ノードの LMP は異なる価格をとる。そのため、系統混雑管理のために予めリソースを調達する仕組みはなく、ERCOT の作成するスケジューリングとディスパッチにより、混雑解消が行われている。

(2) 混雑系統における接続検討・情報公開

1) 各国・地域における風力・太陽光の現状接続量

ERCOT 管轄エリアにおける風力発電および太陽光発電導入量の推移をそれぞれ図 2.89、図 2.90 に示す。風力発電は、2017 年 10 月時点で 19,947MW が設置されており、また 2017 年中に 1,206MW の系統接続が計画されている。太陽光発電は、2017 年 10 月時点で 1,000MW

が設置されており、また 2017 年中に 109MW の系統接続が計画されている。²⁴⁶

2017 年末における全発電設備容量に占める風力発電および太陽光発電の設備容量の割合は、それぞれ約 22%、1%である。²⁴⁷

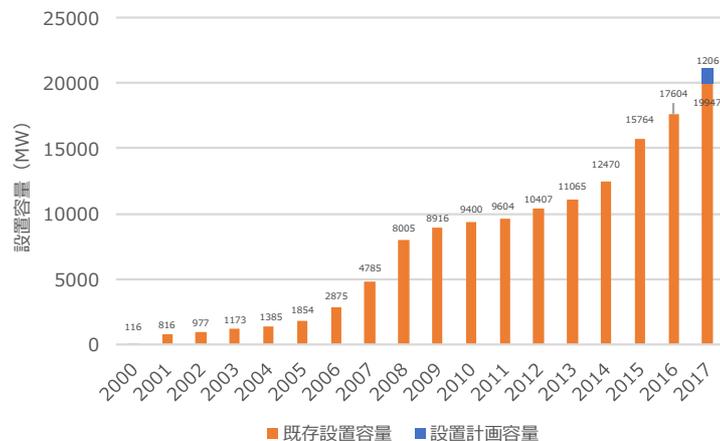


図 2.89 ERCOT 風力発電導入量の推移

出所) ERCOT, “ERCOT Renewable Integration”, 2017 より三菱総研作成

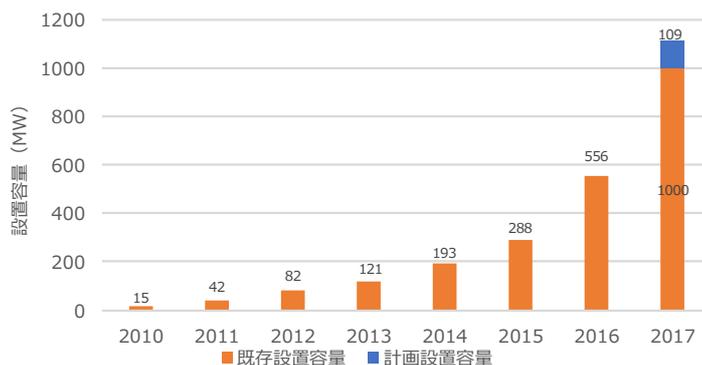


図 2.90 ERCOT 太陽光発電導入量の推移

出所) ERCOT, “ERCOT Renewable Integration”, 2017 より三菱総研作成

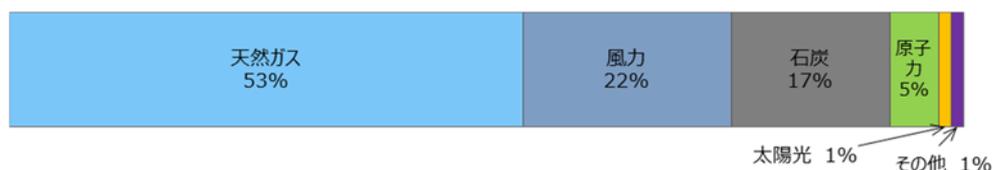


図 2.91 ERCOT 燃料種別発電設備容量の割合 (2017 年末時点)

出所) ERCOT, “Quick Facts”, 2018 より三菱総研作成

²⁴⁶ ERCOT, “ERCOT Renewable Integration”, 2017

²⁴⁷ ERCOT, “Quick Facts”, 2018

2) 系統混雑発生時の接続受付方法

ERCOT の系統に容量 10MW 以上の発電リソースを新たに接続する事業者は、ERCOT に対して発電設備の系統連系又は変更申請 (GINR : Generation Interconnection or Change Request) を申請し、発電リソースの情報や連系点等の情報を通知しなければならない。各 GINR に対して、ERCOT が信頼度スクリーニング検討 (Security Screening Study) を、送電事業者 (TSP : Transmission Service Provider) が完全系統接続検討 (Full Interconnection Study) を実施する。なお、信頼度スクリーニング検討と完全系統接続検討は、同時並行で実施可能である。

ERCOT が実施する信頼度スクリーニング検討では、系統接続を希望する事業者より通知されたサイトの情報や予想される運転開始年等に基づいて、電力潮流の検討が行われ、発電リソースの給電制限が特定される。信頼度スクリーニング検討は、系統接続を申請するプロジェクトのハイレベルなレビューであり、既存系統への増強を行わない場合に、系統接続を申請した発電リソースが運転可能な水準が特定される。信頼度スクリーニング検討が完了すると、ERCOT は発電事業者に、発電リソースの系統接続に際して必要となる将来の送電系統増強を示唆する予備レポートを付与する。発電事業者は、結果の通知から 180 日以内に、完全系統接続検討の実施の希望を ERCOT に対して通知するか、又は GINR を取り下げる。

完全系統接続検討では、TSP が、定常状態での分析 (steady-state analysis) や短絡回路分析 (short-circuit analysis) 、設備検討 (facility study) 、経済的検討 (economic study) 等の検討を実施し、発電リソースの系統接続による送電設備への影響や新たに必要となる送電設備を特定する。なお、完全系統接続検討は、系統接続を申請する電源リソースの市場へのデリバビリティを保証するものではなく、また混雑に起因する出力抑制の対象とならないことを保証するものではない。

完全系統接続検討の第 1 の目的は、NERC の信頼度基準 (Reliability Standard) やプロトコル、ERCOT の各種基準を遵守し、系統信頼度を維持しつつ、発電リソースを系統に接続する最も効果的かつ効率的な方法を決定することである。設備検討では、発電リソースの系統接続に伴い必要となる送電設備の詳細及び費用見積もりが作成される。また、発電リソースの系統接続に伴い必要となる送電設備の費用が 2,500 万ドルを超えると予測される送電系統増強に関しては、ERCOT が経済的な分析を実施する。

完全系統接続検討の終了後、TSP は各種検討結果を含むレポートを系統接続申請事業者に提供する。さらに系統接続を希望する発電事業者は、完全系統接続検討の完了から 180 日以内に、各 TSP との間で系統接続契約である標準発電連系契約 (SGIA : Standard Generation Interconnection Agreement) を締結しなければならない。

3) 想定潮流の考え方

ERCOT エリアにおける送電系統の計画プロセスは、地域送電計画 (RTP : Regional Transmission Plan) 、地域計画グループ (RPG : Regional Planning Group) によるレビューなどの短期的な検討と、長期系統アセスメント (LTSA : Long-Term System Assessment) など長期的な検討からなる。加えて、送電事業者 (TSP : Transmission Service Provider) が、ERCOT の計画プロセスとは別個に、地域の送電系統整備ニーズの分析を実施している。

地域送電計画 (RTP)

RTP は、送電事業者などステークホルダからの広範なレビューとインプットを得たうえで、ERCOT が毎年策定する計画である。RTP では、NERC Reliability Standards や ERCOT の各種プロトコル、計画ガイドラインに準拠したうえで、信頼度及び経済性の観点から、向こう 6 年後までの ERCOT の送電系統整備ニーズを検討する。1 年目から 5 年目は短期的分析、6 年目は長期的分析に相当する。信頼度分析では、夏季ピーク期およびオフピーク期の定常状態における送電系統の整備ニーズ分析がなされる。また、送電計画プロセスに含まれる不確定性を考慮するため、様々な感度分析も実施される。

2017 年の RTP の検討プロセスを下図に示す。ケース設定の段階では、将来の送電及び発電計画、需要想定、送電設備の停止、再エネ電源のディスパッチ想定などを行い、信頼度分析で用いられる最初のケースが準備される。ベースケース信頼度分析の段階では、設定したベースケースを用いて各種分析を実施する。2017 年の RTP では、ベースケースの分析に加えて、感度分析、短絡回路分析、カスケード故障分析や NERC Reliability Standard TPL-001-4 に準拠した複数設備の故障を想定した分析も実施された。2017 年 RTEP における信頼度分析で実施された主な分析項目は以下のとおりである。

- ・ 信頼度制約付最適潮流 (SCOPF : Security Constrained Optimal Power Flow) : 基本的な潮流分析及び故障分析。発電コストデータやその他の系統制約条件を用いて、系統信頼度を維持しつつ、最適な発電ディスパッチ及びユニットコミットメントを与える。
- ・ 定常状態における事故発生時の分析 : NERC Reliability Standards および ERCOT の計画基準に基づき、事故発生によるクリティカルな基準違反を特定。
- ・ 単一設備故障 (N-1) 分析 : NERC Reliability Standard TPL-001-4 の P2-2、P2-3、P2-4、P4、P5 を想定。
- ・ 複数設備故障 (N-2) 分析 : NERC Reliability Standard TPL-001-4 の P3、P6 を想定。
- ・ 短絡回路分析 : 短期計画断面におけるサーキットブレーカーへの過負荷を特定
- ・ カスケード故障分析 : 潜在的なカスケード故障の特定

信頼度分析による評価の後、ERCOT は送電事業者と協力し、特定された信頼度基準違反を解決するための是正行動計画を作成する。この計画は、新規送電設備の増強及び追加や新たな系統制約管理計画の策定を含む。

最終プロセスとして実施される経済性分析では、信頼度基準を満たしつつ、送電系統整備の総費用をより低減可能な整備計画を特定する。

信頼度分析及び経済性分析の範囲、プロセス、インプットとなる想定条件等の詳細は、ERCOT が公開している。²⁴⁸

²⁴⁸ ERCOT, “2017 Regional Transmission Plan Scope and Process Appendix A1”, 2017 及び ERCOT, “2017 Regional Transmission Plan Scope and Process Appendix A2”, 2017

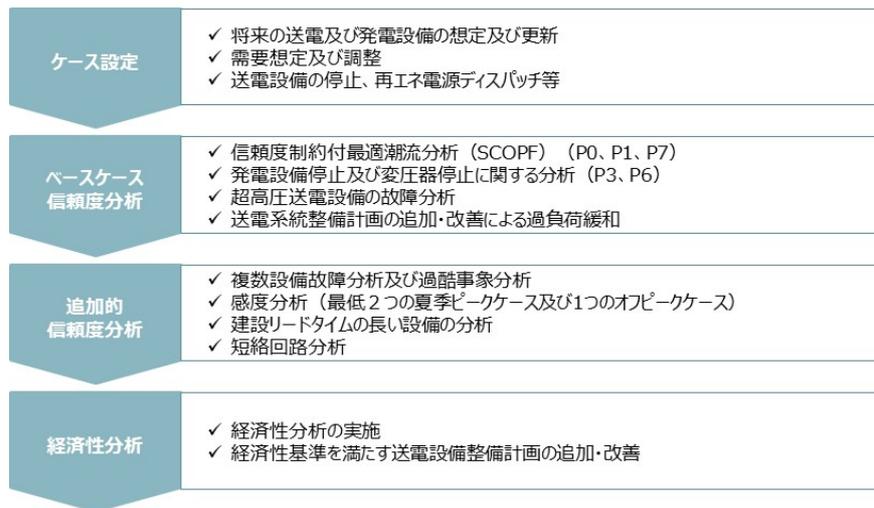


図 2.92 2017 年 RTP 検討プロセス

出所) ERCOT, “2017 Regional Transmission Plan Version 1.0”, 2017 より三菱総研作成

長期系統アセスメント (LTSA : Long-Term System Assessment)

LTSA のプロセスは、シナリオ分析に基づき、15 年後までの系統整備の潜在的ニーズを評価するものである。LTSA の役割は、様々なシナリオの下で想定される系統増強を評価、特定し、また RTP で実施される短期の系統整備計画で検討される系統増強よりもさらに経済的な系統増強を特定することである。

4) 変圧器・送電線の運用容量の考え方

ERCOT における送電要素のレーティングには 3 つのカテゴリが存在する。平常時容量 (Normal rating) は、平常時の系統状態におけるレーティングである。想定外の事象が発生した場合には、2 時間の緊急時容量 (Emergency rating) を適用する。この場合、系統運用者は系統状況を修正し、過負荷が発生している送電線を 2 時間以内に平常時の運用状態に復帰させなければならない。また、最過酷事象が発生した場合には、15 分容量 (15-minute rating) を適用する。この場合、系統運用者は負荷遮断 (Load shedding) を実施し、過負荷が発生している送電線を 15 分以内に平常時の運用状態に復帰させなければならない。²⁴⁹

5) 接続検討における費用負担

ERCOT においては、新規電源の系統接続に伴う系統増強、信頼度基準遵守を目的とした系統増強、経済性向上を目的とした系統増強を含む全ての既存系統増強に要するコストは一旦 ERCOT が負担し、その後、夏季需要ピークにおける電力量 (kWh) シェアに応じて、

域内の全需要家が系統増強を負担する。²⁵⁰ 発電事業者は、昇圧変圧器より上位のいかなる系統増強費用も負担する必要がない。²⁵¹

²⁴⁹ DNV-GL レポートに基づく

²⁵⁰ National Renewable Energy Laboratory “A Survey of Transmission Cost Allocation Methodologies for Regional Transmission Organizations”, 2011

²⁵¹ DNV-GL レポートに基づく

6) 送配電事業者のデータ公表・開示状況

ERCOT は、前日及びリアルタイム市場における LMP 価格情報や系統制約の発生状況をウェブサイトにて公開しており、すべての市場参加者が同一の情報にアクセスすることが可能である。

また、ERCOT のセキュアなウェブサイトシステムである Market Information System (MIS)²⁵²では、ERCOT が送電系統整備計画の策定に使用する様々なデータ²⁵³が、それぞれ公開範囲²⁵⁴を定められたうえで入手可能である。

(3) 系統混雑に対応する送電線利用ルール

1) 混雑管理ルールの導入背景

従来、ERCOT では、特定の地域（ゾーン）別の市場価格を用いたゾーナル市場（Zonal Market）が運営されていたが、きめ細やかな給電を行えないことから、異なるゾーン間の系統だけでなくゾーン内の系統においても送電混雑が発生していた。異なるゾーン間で送電混雑が発生した場合は、ゾーンごとの市場価格に送電混雑コストが賦課されることにより、市場メカニズムに基づく送電混雑管理が行われていた。一方、ゾーン内で送電混雑が発生した場合は、ゾーン内の 2 地点間の市場価格が同一であるため、市場メカニズムに基づく送電混雑管理を行うことができなかった。また、ゾーン内の系統混雑解消のために、発電事業者に出力抑制を要請する際には補償がなされていた。²⁵⁵ゾーナル市場開設後、出力抑制に対する補償額が当初の予想を上回る水準に及び、市場における送電混雑管理の非効率性が指摘されるようになった。

PUCT は 2003 年 9 月、ERCOT に対してノーダル市場設計の開発を指示した。これを受け、2005 年 9 月、ERCOT は PUCT に対してノーダル・プロトコール（Nodal Protocol）のプロポーザルを提出した。さらに 5 年後の 2010 年 12 月、ノーダル市場の本格運用が開始された。ノーダル市場への移行により、実需給断面での 5 分毎の SCED による発電ユニットの最経済なディスパッチを通じた、より効率的な混雑管理が可能になった。

ゾーナル市場からノーダル市場への移行スケジュールは以下のとおりである。

²⁵² <http://www.ercot.org/about/projects/mis>

²⁵³ 地域送電計画（RTP）、長期系統アセスメント（LTSA）、定常状態データ、リソース情報、計画策定に用いられたケーススタディおよびファイル、モデル情報など。

²⁵⁴ 公開範囲は、Public（公開）、Secure（ERCOT と NDA を締結した市場参加者に公開）、Certified（市場参加者の特定グループに公開）の 3 つに分類されている。

²⁵⁵ 環境省低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及拡大方策等検討会「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言（2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー 普及可能性検証検討）」（平成 24 年）、参考資料 4. 米国訪問調査ヒアリングメモ

表 2.72 ERCOT ゾーナル市場からノーダル市場への移行スケジュール

年月	概要
2003年9月	PUCT が「より詳細な価格設定とエネルギーサービスのスケジュールリングによる市場および運用効率の向上」を目的とし、ERCOT にノーダル市場設計の開発を指示
2005年9月	ERCOT が PUCT に対して、ノーダル・プロトコール (Nodal Protocol) のプロポーザルを提出
2006年4月	PUCT は、施行開始日を 2009年1月1日とするノーダル・プロトコールの受け入れに合意
2008年	ノーダル市場の運営開始日を 2010年12月に延期
2010年12月	ERCOT がノーダル市場の運営を開始

出所) DNV-GL レポート等各種資料より三菱総研作成

2) 混雑管理ルールの詳細

ERCOT では、PJM や CAISO と同様に、前日市場とリアルタイム市場における LMP 方式により、送電線の制約が発生した場合に、過負荷潮流（送電混雑）の解消に要する費用を送電ネットワーク構成に基づいて各地点に配賦・反映する。LMP は、2 地点間に送電制約がない場合は地点間で等しくなるが、送電制約が生じた場合には地点間で値差が生じる。その値差が 2 地点間の混雑料金として送電線利用者から徴収される。送電制約が生じた場合、混雑が発生した送電線を利用して送電することが経済的に最適ではなくなり、制約を回避しながら総発電費用が最も経済的となるようにディスパッチされるように、混雑が調整される。ERCOT では送電混雑に起因する出力抑制に対する補償は行っていない。

LMP 方式の市場取引においては、風力や太陽光等の再エネ発電は、他の既存電源と平等に扱われている。しかしながら、再エネ発電は燃料費が不要であり、また連邦政府による税制優遇 (Tax Credit) として、投資税控除 (ITC : Investment Tax Credit) と生産税控除 (PTC : Production Tax Credit) が存在しているため、既存発電と比較して安い価格での入札が可能であり、再エネの出力抑制順位は、既存発電よりも後になる場合が多い。

3) 導入後における再エネ接続量の推移

ERCOT 管轄エリアにおける風力発電および太陽光発電導入量の推移を再掲する。

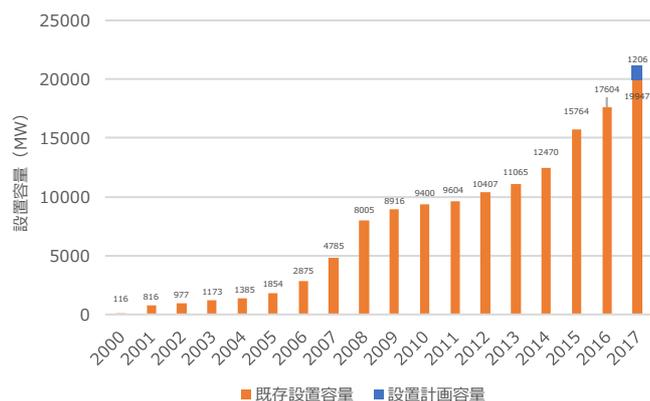


図 2.93 ERCOT 風力発電導入量の推移

出所) ERCOT, “ERCOT Renewable Integration”, 2017 より三菱総研作成



図 2.94 ERCOT 太陽光発電導入量の推移

出所) ERCOT, “ERCOT Renewable Integration”, 2017 より三菱総研作成

4) 出力抑制量、補償額の推移

前述の通り、再エネ発電は燃料費が不要であり、また連邦政府による税制優遇 (Tax Credit) として、投資税控除 (ITC : Investment Tax Credit) と生産税控除 (PTC : Production Tax Credit) が存在しているため、既存発電と比較して安い価格での入札が可能であり、再エネの出力抑制順位は、既存発電よりも後になる場合が多い。下図に、ERCOT における 2008 年から 2017 年までの、風力発電の総発電量に占める出力抑制量の割合の推移を示す。ゾーナル市場からノーダル市場への移行 (2010 年 12 月) の前後で、風力発電の出力抑制量の割合が低下傾向にあることが読み取れる。関連性は必ずしも明らかではないものの、ノーダル市場への移行により、より細やかな混雑管理が可能になったことが影響している可能性が考えられる。

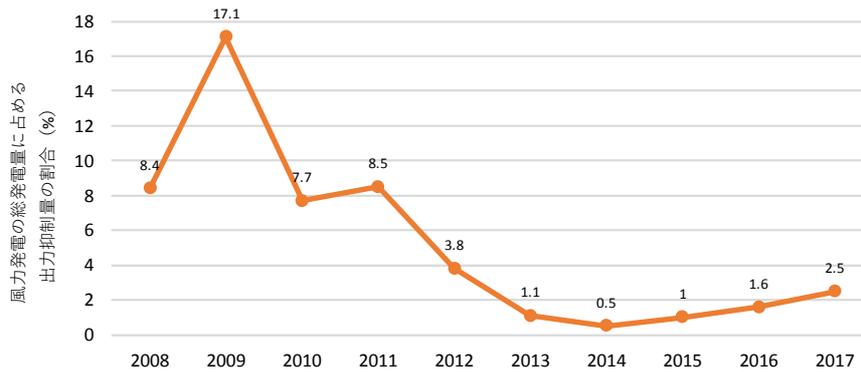


図 2.95 ERCOT における風力発電の総発電量に占める出力抑制量割合の推移（2008～2017）

出所) ERCOT Independent Market Monitor (IMM) & Potomac Economics, “Wind Integration Presentation at the EIA Conference”, 2018 より三菱総研作成

なお、ERCOT では送電混雑に起因する出力抑制に対する補償はなされていない。

2017年、ERCOT のリアルタイム市場における混雑費用は、合計 9 億 6,700 万ドルであり、これは 2016 年のおよそ 2 倍であった。²⁵⁶混雑費用の大幅な増加の要因としては、テキサス・パンハンドル地方²⁵⁷から電力需要地への送電能力制約が継続していること、Houston Import Project²⁵⁸の建設に関連した計画停止、2017 年 8 月にテキサス州を襲ったハリケーン・ハービーの影響等が挙げられる。

5) 系統混雑している送電線増強遅延による経済損失額の増加の見通し

系統混雑が発生している送電線の増強遅延による経済損失額の増加の見通しに関する情報は得られなかった。

6) ノンファーム型接続の取引実態と課題

ERCOT の送電サービスには、ファーム地点間送電サービス（Firm Point-to-point Transmission Service）とノンファーム地点間送電サービス（Non-firm Point-to-point Transmission Service）の区別は存在しない。発電機の給電は、メリットオーダーに基づいてなされる。

²⁵⁶ Potomac Economics, “2017 State of the Market Report for the ERCOT Electricity Markets”, 2018

²⁵⁷ テキサス州の最北端に位置する、北に細く伸びている地域。テキサス州回廊地帯とも呼ばれる。テキサス州の中でも風況に恵まれ、風力発電が多く立地しているが、十分に消費地に供給できないことが課題となっている。

²⁵⁸ ヒューストン地域における信頼度向上を主な目的とした、テキサス州ライムストーン群からヒューストンを結ぶ、総距離 130 マイルの送電線（345kV、二回線）への送電線建設プロジェクト。2014 年に ERCOT により承認され、2018 年 4 月に建設工事が完了した。

7) 作業停電計画策定時の混雑管理

ERCOT には停電調整システム（Outage Coordination System）と呼ばれるシステムが存在し、送電事業者や発電事業者は、ERCOT 停電スケジューラー（ERCOT Outage Scheduler）と呼ばれるウェブベースのデータベースを介して、送電設備停止や発電・需要リソースの停止計画を ERCOT に対してリクエストする。ERCOT は提出されたリクエストが系統運用に与える影響を検討し、リクエストを承認又は拒否したうえで、12 か月の停止計画を策定する。送電設備の停止計画リクエストを考慮するにあたり、ERCOT はリクエスト受領日の早いリクエストを優先的に考慮する。

送電事業者や発電事業者は、設備停止計画を適時更新し、停電調整システムに反映する必要がある。また、ERCOT は少なくとも年に 2 回、設備停止計画が系統運用に与える影響を検討し、12 か月の停止計画を更新する。

送電設備の計画停止及びメンテナンス停止のリクエストに対する評価にあたり、ERCOT は、発電事業者や送電事業者から提出されるその他の停止計画、過去の送電設備の計画外停止実績に加え、リクエストされた送電設備の停止により解消がたい送電設備の過負荷又は電圧の問題が引き起こされる可能性も考慮している。なお、経済性は考慮していない。²⁵⁹

(4) 費用負担の考え方

1) 出力抑制による機会損失費用の考え方

ERCOT では送電混雑に起因する出力抑制に対する補償は行っていない。

2) 託送費以外での回収方法の有無

該当無し。

3) N-1 電制

設備形成のルールとして N-1 電制を用いている事実は確認できなかった。

²⁵⁹ ERCOT へのヒアリングに基づく

3. 調査結果のまとめ

3.1 市場制度・系統接続・混雑処理

調査対象地域の系統接続、系統混雑処理に関する制度を比較すると下表の通りである。

表 3.1 各国の関連制度の比較

項目		イギリス	アイルランド	イタリア	ドイツ	アメリカ (PJM の例)	日本
系統運用者等		National Grid	EIRGrid	Terna	50Hertz 他	PJM	一般送配電事業者
再エネ	優先接続	—	—	○	○	—	—
	優先給電	—	○	○	○ ^{※1}	—	△
	再エネ導入促進制度 (5MW 以上の電源で比較)	FIT→FIT-CfD	FIT→ FIP(入札制) ^{※2}	FIP(入札制)	FIT→ FIP(入札制)	RPS, etc	FIT
電力取引 (物理的取引)		相対 +市場取引	市場取引	市場取引 (一部相対を含む)	相対 +市場取引	市場取引 (一部相対を含む)	相対 +市場取引
平常時の 混雑管理方法		混雑管理 (入札) 相対取引 需給調整市場	需給調整市場	アンソラリーサービス 市場 (従来電源) 出力抑制 (再エネ)	再給電 (従来電源) 出力抑制 (再エネ)	エネルギー 市場 (LMP を活用)	—
コネクト& マネージ (補償の有無)	TSO	Connect & Manage (補償有)	Non-Firm Access (補償無)	Priority Connection (補償有:風力)	Priority Connection (従来電源の 再給電、再エ ネ出力抑制は 補償有)	エネルギー市 場 (補償無)	N-1 電制 先行適用 ^{※3} (補償無)
	DSO	ANM (補償無)	—	—			
系統接続時の 費用負担 ^{※4}	TSO	シャロー	シャロー	シャロー	シャロー	ディープ ^{※6}	シャロー ^{※7} (基幹系)
	DSO	セミシャロー ^{※5}	ディープ	シャロー	シャロー	ディープ	セミシャロー (基幹系以外)
発電側基本料金	TSO	○	○	×	×	×	×

※1 送電容量不足等、技術的な理由で優先給電できない場合あり

なお、需給バランスによる出力制御の場合は、EEG(再生可能エネルギー法)では補償規定は無い

※2 2019 年より FIP(入札制)へ移行予定

※3 特別高圧以上に適用

※4 シャロー方式：系統接続に必要な新規電源線等の費用は発電事業者が負担し、既存系統の増強費用(託送料金等を通じて回収)は TSO/DSO が負担

セミシャロー方式：系統接続に必要な新規電源線等の費用に加え、一部の既存系統の増強費用も発電事業者が負担

ディープ方式：系統接続に必要な新規電源線および既存系統の増強費用をすべて発電事業者が負担

なお、電源線と系統線の区分は各国の基準に従う

※5 新規電源の接続電圧の 1 つ上位の電圧階級の系統の増強費用までを発電事業者が負担し、それ以上の電圧階級の増強費用は TSO/DNO が負担

※6 Load Flow Cost Allocation (負荷費用配分) といわれる方法で費用配分が決定される (MW 影響ベース)

※7 原則一般負担だが、系統増強費用が「4.1(万円/kW)×新規電源の容量(kW)」を超える部分については発電事業者が負担

出所) 第 37 回広域系統整備委員会 (2018 年 12 月 4 日) 資料

3.2 N-1 電制

本調査の結果、N-1 電制については、N-1 故障時に電源制限することを前提とした設備形成を行っている国は存在せず、基本的に N-1 基準を遵守した設備形成を行っている。

事故時の電源制限は、英国においてインタートリップという仕組みがあるが、N-2 故障以上の稀頻度事故時への対応であるうえ、その制御対象は、基幹系統に接続される比較的大規模な電源にのみ適用されており、DSO 系統に接続する電源を対象とする仕組みは確認できなかった。また、出力抑制に伴う費用も、発電事業者がその 50%を負担しているバラシング料金から補償されるため、日本で検討している多数の事業者が受益に応じて負担する仕組みも確認することができなかった。

なお、インタートリップを受け入れた発電事業者が、トリップ料金(Tripping Fees)と機能料金(Capability Fee)といった対価を受け取ることや、過去の実績などを元に計算された標準的な価格を規制機関が公表している²⁶⁰ことなど、今後の検討に参考となるものもあった。

²⁶⁰ 実際に TSO が発電事業者へ機会損失費用をいくら支払うかは相対契約により決まる

3.3 ノンファーム型接続

平常時混雑処理については、調査対象地域は以下の4つのカテゴリに分類することができる。

表 3.2 平常時の混雑処理に関する分類

平常時の混雑処理に関する分類		適用国（適用系統）	説明
分類Ⅰ	市場(+送電権)決定型 ・混雑管理:LMP 市場 ・抑制費用の負担:受益者負担	米国 (TSO)	PJM に代表される地域限界価格(LMP)を用いた市場により混雑管理を行う方式。エネルギー市場の中で需給調整と系統の混雑管理が同時に行われる。
分類Ⅱ	暫定実施型 ・混雑管理:需給調整市場他 ・抑制費用の負担:受益者負担	英国 (TSO) アイルランド (TSO)	将来的にはファーム電源となるものを暫定的に接続することで早期接続を実現させ、需給調整市場等を活用して混雑管理を行うもの。出力抑制の補償は、一定規模以上の全ての発電事業者 ^{※1} にも負担させる英国と、補償を行わないアイルランドのように国によって異なる。
分類Ⅲ	再エネ優先型 ・混雑管理:給電指令(再給電、出力抑制) ・抑制費用の負担:一般負担(法律で規定)	イタリア (TSO) ドイツ (TSO、DSO)	政策によって再エネが他の電源に対し優先されることを明確に規定している国である。(再エネの優先給電、優先接続)再エネ(イタリアは風力のみ)の出力抑制は一般負担で補償される。
分類Ⅳ	実施していない ・N-1基準を遵守し、平常時の混雑を認めない	各国の DSO/DNO	N-1 基準により増強し平常時の混雑を認めていない。 日本において再エネ電源の接続量の太宗を占める配電系統については、欧米では基本的に平常時の混雑処理を実施していない。 ^{※2} 但し、英国 DNO では平常時の混雑処理としてフレキシブルコネクションを試行中

※1 発電容量は接続エリアによって異なる

※2 ドイツの DSO 系統での出力抑制の約9割は DSO 系統での混雑ではなく、TSO 系統の混雑に起因するもの

出所) 第37回広域系統整備委員会(2018年12月4日)資料

平常時の混雑を許容する制度として、コネクト&マネージ(英国)、ノンファームアクセス(アイルランド)の仕組みがあるが、主に TSO 系統への適用されており、あくまで系統増強完了までの限定的な扱いである。

なお、日本で議論しているような系統増強を前提とせずに抑制に対して補償のない平常時の混雑管理手法として、TSO では米国の PJM、CAISO、ERCOT において市場を活用した混雑管理の仕組みがあるものの、LMP(地点別限界価格制度)を前提としており、我が国のエネルギー取引制度と異なる制度基盤にもとづくものである。また、これら米国の例でも DSO 系統までは LMP を適用しておらず、日本における再エネ連系の中心となる小規模電源が多数接続される DSO 系統を含めた仕組みはなかった。DSO においては唯一英国における

ANM を中心としたフレキシブルコネクションを 33kV 以下のシステムを中心に限定的に適用しているが、試行中の段階である。

ドイツ・イタリアは、系統混雑を許容する接続を認めているものの、近い将来の系統増強を前提として暫定的に接続させるものである。また、政策として託送料金で再エネ電源の出力抑制を補償しているため、系統混雑に起因する出力抑制は電源にとって収益リスクとはならない²⁶¹。なお、ドイツでは導入拡大により補償額が増大しており、北部地域において導入量の調整を行っている。

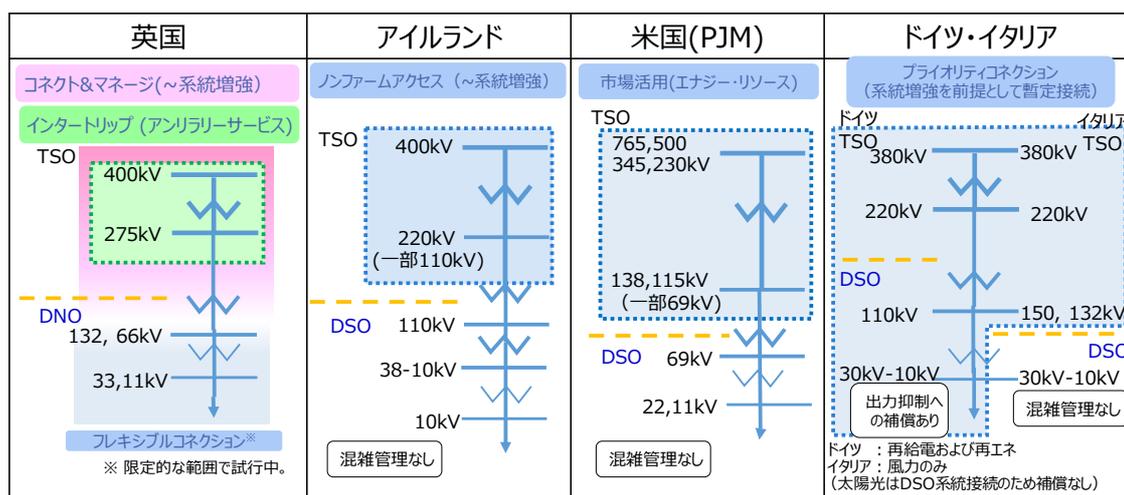


図 3.1 各国の平常時の混雑処理と適用範囲

出所) 第 37 回広域系統整備委員会 (2018 年 12 月 4 日) 資料

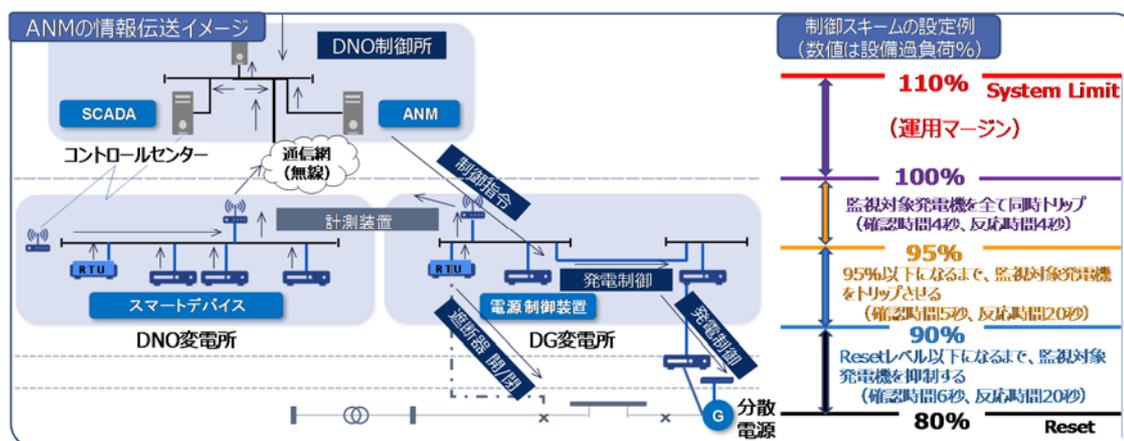


図 3.2 英国の配電系統における ANM の取り組み

出所) 第 37 回広域系統整備委員会 (2018 年 12 月 4 日) 資料

以上、調査の結果、DSO 系統まで含めた系統で混雑を前提とした設備形成を行い、系統

²⁶¹ なお、イタリアにおいて出力抑制の補償があるのは風力のみであり、太陽光は DSO 系統接続のため補償はない。

混雑発生時に抑制することで系統増強せず接続が可能となるノンファーム型接続は欧米では行われていないことが明らかとなった。一方で、我が国が目指すノンファーム型接続制度（即ち系統増強を前提とせず混雑時に抑制されることについて予め合意をした新規接続）について、英国のアクティブネットワークマネジメント（ANM）のような試行が始まっている事例もある。

おわりに

本調査を通じて、欧米における混雑管理は、各国での市場設計、設備増強費用負担の在り方および再生可能エネルギー導入の考え方をベースとして、様々な仕組みがあることが明らかになるとともに、とりわけ日本において海外事例として紹介される事例はT S Oレベルにおける取組であることがわかった。系統増強までの間、暫定的に混雑を許容するコネクト&マネージ(英国)や地域限界価格(LMP)を用いたエネルギー市場による混雑管理(米国)等は、T S Oレベルでの仕組みであり、D S Oレベルでは基本的にN-1基準で設備形成を行っており、混雑を許容していない等、電圧階級によって混雑管理を含む設備形成に対する考え方が大きく異なる。

T S OとD S Oの違いを踏まえたうえで、流通設備効率の向上のため現在検討を進めている日本版コネクト&マネージへの観点で見ると、N-1電制については、N-1故障時に電源制限することを前提とした設備形成を行っている国はなく、欧米でも前例がない日本独自の取り組みであることがわかった一方で、インタートリップ制度(英国)のように今後の本格適用の検討において参考になると思われる事例も確認できた。また、D S O系統を含む系統における設備形成として、系統混雑発生時に出力抑制をすることを前提に系統増強せずに接続が可能となるノンファーム型接続は、アクティブネットワークマネジメント(英国)のような試行的な事例のみで、欧米でも確立された仕組みがないことがわかった。

このように、日本版コネクト&マネージの検討において海外事例を参考にする場合、ベースとなる市場設計等の違いや、T S OとD S Oで設備形成に対する考え方が異なること、さらには運用実態として混雑管理の仕組み自体が完成されたものではなく、課題を抱えつつ現在進行形で試行錯誤しているものもあること等を理解することは重要である。

複製・利用される場合には、下記までご連絡いただきますようお願いいたします。

連絡先

電力広域的運営推進機関 計画部

電話 03-6632-0903